

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



MODERNIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA Y SU APLICACIÓN EN LA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA CAÑÓN DEL PATO

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

JUAN HILLMAN ALVAN ALFARO

**PROMOCIÓN
1992 - I**

**LIMA – PERU
2006**

**MODERNIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA Y SU APLICACIÓN EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAÑÓN
DEL PATO**

A mi madre
ejemplo de amor y abnegación,
y a mi señora e hijas
que son el motor y dicha de mi vida.

SUMARIO

Para las empresas de electricidad el medidor de energía eléctrica cumple una función de vital importancia, dado que una medición incorrecta puede significar pérdidas económicas cuantiosas para la empresa. De igual forma, un error en la medición puede demandar grandes pérdidas para los usuarios de la electricidad.

Hoy en día así como es importante tener una correcta medición de energía, también es importante optimizar los procesos de medición y validación de las mediciones efectuadas, para lo cual el medidor cumple un rol importante en este proceso.

En el presente trabajo se expone las dificultades y limitaciones que tienen los medidores de energía y se revisa brevemente la evolución de ellos. Luego se describe las funcionalidades y manejo de los modernos medidores y se detalla su aplicación en la modernización de un centro de producción de energía eléctrica. Finalmente, se presentan los costos y beneficios del proyecto de modernización de los equipos de medición.

INDICE

PROLOGO

CAPITULO I

SITUACION ACTUAL DEL EQUIPAMIENTO DE MEDICIÓN

1.1	Introducción	3
1.2	Situación actual	3
1.3	Sistemas de medición existente	4

CAPÍTULO II

EVOLUCION DE LOS MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2.1	Marco histórico	9
2.2	Evolución de los medidores de energía eléctrica	13

CAPÍTULO III

MEDIDOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA ION DE ÚLTIMA GENERACIÓN

3.1	Descripción general	34
3.2	Arquitectura del medidor	42
3.3	Montaje e instalación	45
3.4	Operación	56
3.5	Programación	60
3.6	Comunicación	66
3.7	Pruebas de Operación	70
3.8	Calibración del medidor	71

CAPÍTULO IV

APLICACIÓN DEL MEDIDOR ION EN LA C.H. CAÑÓN DEL PATO

4.1	Descripción del sistema eléctrico en la C.H. Cañón del Pato	73
4.2	Medición de generación y demanda de energía eléctrica	74

4.3	Sistema de medición existente	75
4.4	Instalación del medidor ION	78
4.5	Configuración del medidor ION	83
4.6	Pruebas y puesta en operación del medidor ION	85
4.7	Sistema de comunicación del medidor ION	86
4.8	Monitoreo e interacción con el medidor ION	91
4.9	Mantenimiento del medidor ION	99

CAPÍTULO V

COSTO DEL PROYECTO

5.1	Proceso de implementación	101
5.2	Equipos reemplazados	103
5.3	Beneficios obtenidos	104

CONCLUSIONES	108
---------------------	-----

ANEXOS	110
---------------	-----

BIBLIOGRAFIA	132
---------------------	-----

PRÓLOGO

El presente trabajo tiene como objetivo mostrar las bondades de los nuevos medidores de energía eléctrica que se utilizan en los procesos comerciales de una empresa de generación de electricidad, acorde con el avance de la tecnología de punta y las necesidades actuales en nuestro medio.

La gran capacidad de funcionalidades del medidor y en particular sus amplias funciones de comunicación para interactuar con los usuarios, hacen que los medidores de última tecnología se conviertan en una herramienta doblemente importante en los procesos de las empresas de electricidad.

El trabajo está centrado en las funcionalidades del medidor de energía, sin incluir la descripción del diseño de fabricación, de igual forma no incluye otros equipos que forman parte del sistema de medición como los transformadores de medida.

En el capítulo I se expone las principales dificultades que se presenta actualmente en los medidores de energía eléctrica para cumplir eficientemente con los procesos de facturación y transacciones de energía de una empresa de generación eléctrica.

El capítulo II pretende recordar la evolución de los medidores de energía eléctrica y sus fundamentos básicos que permiten realizar la medición en los medidores electromecánicos, híbridos y electrónicos.

El capítulo III describe las bondades del medidor de última tecnología, así como su instalación, programación y puesta en servicio.

En el capítulo IV se desarrolla la aplicación del nuevo medidor en un centro de producción de energía eléctrica, desde la instalación hasta la interacción con el usuario mediante sistema de red local.

En el capítulo V se presenta los costos del proyecto de modernización del equipamiento de medición, equipos reemplazados y beneficios del nuevo medidor de energía.

CAPITULO I

SITUACION ACTUAL DEL EQUIPAMIENTO DE MEDICIÓN

1.1. Introducción

En el país encontramos una variedad de equipos de medición utilizados para diversas aplicaciones, desde el uso en la medición eléctrica domiciliaria hasta las empresas del sector eléctrico, pasando por usuarios pequeños y medianos industriales.

Una clasificación simple en los equipos de medición es el uso de medidores de energía para usuarios de grandes bloques de energía y la medición para usuarios de cantidades pequeñas de energía.

Este trabajo está orientado a la medición y venta de energía en grandes bloques, por lo que la descripción del problema está dirigido a equipos de medición de energía utilizados en la compra-venta de energía entre Generadores, venta de Generador a Distribuidor, medición de energía para transacciones entre Generador-Transmisor, Transmisor-Distribuidor y en general a equipos de medición utilizados en la venta a usuarios de gran volumen de energía como compañías Mineras, Acerías, Cementeras, etc.

1.2. Situación Actual

Uno de los problemas más importantes que actualmente afrontan las empresas de electricidad - referido a los medidores de energía - , es la adquisición de datos de los diversos medidores que debe recolectar para llevar a cabo el proceso de facturación.

La situación de las empresas con limitación de personal dedicado a esta labor, hace que los tiempos utilizados en la recolección de datos sean mayores a los esperados. Por lo que, no es práctico que una persona se dirija hasta donde se encuentra ubicado los medidores para tomar datos de ellos, más aún considerando que en la actualidad con la libre competencia de la venta de energía, un vendedor de energía puede tener su centro de operaciones en una determinada ciudad y la medición a su cliente puede estar ubicado a más de 1 000 kilómetros de distancia.

Otra dificultad que se tiene es la transmisión de datos de medidores que tienen comunicación remota. Las capacidades y velocidades para la transmisión de datos de los actuales medidores electrónicos no es el adecuado con el avance de la tecnología, ocupando dedicación de un especialista para la recolección de datos.

También, tenemos como dificultad la incapacidad de poder facilitar al consumidor información acerca de su demanda en tiempo real, que le facilite el análisis y control de su demanda. El cliente no cuenta con una herramienta que le proporcione información real y en el momento que lo necesite, de tal forma que pueda tomar decisiones inmediatas acerca del comportamiento de su demanda.

1.3. Sistema de medición existente

Si bien un sistema completo de medición de energía comprende desde los transformadores de medida hasta el equipo de medida propiamente dicho, el presente informe se ocupa solo del equipo de medición de energía, que entre ellos tenemos:

1.3.1 Medidores electromecánicos:

Si bien este tipo de medidor cuenta con un buen grado de exactitud que perdura con los años, no es un equipo que permita realizar análisis de carga u observar las variaciones de la demanda en el tiempo.

Tan es así que a nivel de las empresas generadoras casi han desaparecido en su totalidad, sin embargo aún se utilizan algunos básicamente en la medición de servicios auxiliares de los centros de generación. De igual forma aún se utilizan en los servicios auxiliares de subestaciones y en algunas cargas de menor consumo. En el sector industrial de bajo consumo aún son utilizados estos medidores.

Otra desventaja notable en el medidor es la imposibilidad de comunicación y obtención de información de parámetros eléctricos oportunamente. No es posible el monitoreo de datos para la toma de decisiones de un operador del sistema eléctrico o para la de un cliente en el control de sus demandas.

Al utilizar este medidor necesariamente se tiene que contar con personal que se desplace al lugar de ubicación del medidor para lectura de estado del medidor, ocasionando un gasto adicional para cubrir el costo de desplazamiento y el tiempo ocupado para tal misión.

Este tipo de medidor requiere de otros instrumentos de medición que complementen la información necesaria para la operación de un sistema eléctrico como son el vatímetro, voltímetro, amperímetro, cosfímetro, etc. También, para fines comerciales requiere de otro medidor para el consumo de energía reactiva y cuando el flujo de energía es en doble sentido se requerirá de un medidor adicional para el registro de energía activa y otro para la medición de energía reactiva. Cuando se requiera medir energía en doble tarifa horaria será necesario incluir un reloj sincronizado al medidor para el cambio de tarifa horaria.

El análisis de carga con este tipo de equipo no es recomendable, dado que las lecturas son instantáneas tomadas por un operador y no siempre en el mismo período de tiempo, ocasionando diferencias con lo real. Además, ello implica elaborar manualmente un perfil de carga en hoja de cálculo.

Las exigencias actuales para los procesos comerciales como es el caso de transferencias de energía entre generadores integrantes del COES - SINAC,

obligan a no utilizar este tipo de medidor, dado que las valorizaciones de las transferencias de energía se realizan en periodos de 15 minutos.

Asimismo, de acuerdo a la normatividad vigente para la determinación de la penalidad por consumo de energía reactiva de un cliente, es necesario evaluar la energía reactiva en comparación con la energía activa en bloques (periodos) horarios definidos, con lo cual el medidor electromecánico queda restringido para estos propósitos.

En general el medidor electromecánico al no tener memoria para almacenar datos, no está capacitado para las exigencias actuales de operación y comercialización de energía.

1.3.2 Medidores híbridos:

Este tipo de medidor no tuvo acogida en nuestro medio, al menos a nivel de las empresas de electricidad no se conoce que hayan adquirido estos medidores para su uso en la comercialización de energía.

1.3.3 Medidores electrónicos:

La aparición de los primeros medidores de estado sólido solucionó – entre otras dificultades - el tema de la determinación de consumos del usuario en diferentes horarios. Normalmente, estos horarios son establecidos por la reglamentación vigente o mediante acuerdo entre cliente y suministrador para el caso del libre mercado.

En la actualidad el gran número de medidores electrónicos multifunción instalados en el sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN), son de tecnología de la década de los años 80. Entre ellos los medidores de mayor número en nuestro sistema eléctrico de propiedad de las empresas generadoras y transmisoras, son los medidores Quantum y Fulcrum de Schlumberger y los medidores Alpha de ABB en las empresas distribuidoras.

El problema principal que se tiene hoy en día con estos medidores es la transmisión de datos por telemedición. Las empresas de electricidad – sobre todo empresas de generación – necesitan tomar estado a los medidores dentro de los primeros cinco días del mes siguiente al mes en evaluación, con la finalidad de determinar la producción de energía de sus centros de producción, los consumos de sus clientes, las entregas y retiros en el sistema interconectado para fines de transferencias de energía entre generadores en el COES - SINAC, etc., volviéndose importante la velocidad con la que se deben transmitir los datos almacenados en la memoria del medidor.

La transmisión de datos de los medidores de acuerdo al avance de la tecnología en que fueron creados, hoy en día resultan muy lentos comparados con velocidades de transmisión permitidas en otros sistemas de comunicación. Normalmente, encontramos medidores con velocidades de 1200 hasta 9600 bps, cuya recuperación de información por telemedición para 30 días de datos, 8 parámetros eléctricos y a intervalos de 15 minutos se tarda en promedio 10 minutos.

Si consideramos el número de medidores que se requiere recuperar información y teniendo presente que la tecnología en comunicaciones a mejorado notablemente en comparación a la tecnología de los años 80, el proceso de adquisición de datos se convierte en un problema por resolver.

El otro punto débil de estos medidores es lo relacionado al software para manejo de los medidores. De igual forma dado que la tecnología no es actual, la plataforma en la que ha sido desarrollado el software es en sistema operativo DOS, los cuales no han sido modernizados a la fecha, creando una serie de inconvenientes del tipo administrativo.

Hoy en día para superar los controles y auditorias que fueran necesarias dentro del ámbito de la información, se requiere tener un software que permita administración centralizada con supervisores trabajando en red.

También, el tema del reloj que controla el tiempo en el medidor es importante ya que si la hora no es correctamente registrada, los datos de medición son almacenados en el tiempo incorrectamente. Esto trae como consecuencia serias dificultades en la determinación de la máxima demanda de un cliente o para el análisis de cualquier carga en general.

Por otro lado, los medidores tipo Quantum, al no ser ajustados su calibración en fábrica vía software, estos requieren de una verificación periódica recomendada por el fabricante, a diferencia de los medidores Fulcrum y ABB que son calibrados en fábrica por software, para lo cual el fabricante garantiza un periodo de al menos 07 años sin problemas de calibración.

CAPITULO II

EVOLUCIÓN DE LOS MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2.1 Marco Histórico

Durante la época en que el estado tenía el monopolio de la actividad eléctrica, representada por ELECTROPERU S.A. como empresa matriz del Sub Sector Eléctrico - encargada entre otras cosas de la Generación, Transmisión y Venta de energía-, la actividad en la electricidad no obligaba a tener información real del flujo de energía en los nodos de frontera de Generación-Transmisión, Transmisión-Distribución. Asimismo, la medición de la entrega de energía a las empresas de Distribución de electricidad no exigía detalles de perfiles de carga.

Hasta la década del 80 la información de energía y potencia era registrada con medidores electromecánicos fabricados bajo el principio Ferraris. La utilización de medidores de energía a estado sólido, se inicia recién a principios de los años 90 con tecnología de la década del 80.

Para realizar estudios y análisis del comportamiento de la carga, era necesario instalar equipos registradores por un periodo determinado a fin de recolectar información continua de datos. Esta información se recolectaba en un papel especial que había que convertirla a valores reales utilizando los factores de medición y los factores de escala del papel.

Para la determinación de la Máxima Demanda se utilizaban contadores con indicador de Máxima Demanda que registraban valores promedio de potencia para un intervalo de medición determinado. Para facturar a los Clientes en horarios de Hora de Punta y Hora Fuera de Punta se utilizaban los contadores con

tarifa múltiple con registros en los dos horarios y maxímetro incorporado, el cual funcionaba sincronizado a un reloj que indicaba el cambio de horario.

Cuando en los sistemas eléctricos el flujo de energía se daba en los dos sentidos (inyección y retiro), era necesario instalar otro medidor para que registre el flujo inverso de energía. De igual forma era necesario instalar maxímetros que registren la potencia máxima.

La energía reactiva era registrada en medidores diseñados para registrar la energía reactiva.

Para el cierre de mes los operadores de las Sub estaciones o personal especializado, tomaban lectura a cada uno de los medidores para determinar los consumos mensuales. Para el caso de Clientes importantes o venta de energía de Generador a Distribuidor se acostumbraba reunirse a una determinada hora del día para proceder a tomar lectura del medidor y firmar las actas respectivas que posteriormente se utilizaban en las facturaciones.

El uso de ésta tecnología no permitía realizar análisis de carga, tomar decisiones inmediatas sobre la demanda; así como la obtención de información de manera oportuna y confiable.

Lo más rescatable de los medidores electromecánicos, es que la exactitud de los medidores es buena y confiable, ya que hasta la fecha muchos de los medidores se encuentran dentro de su rango de fabricación.

Con el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, Decreto Supremo 009-93-EM - vigente desde mayo de 1993-, se dispone la libertad empresarial para intervenir en el negocio eléctrico en un marco de competencia y libre mercado. La Ley dispone la división de las actividades de generación, transmisión y distribución en negocios diferenciados. Es así como la empresa estatal desaparece como monopolista y se crean las empresas de Generación, Transmisión y Distribución independientes una de otras, empresas

que posteriormente fueron privatizadas en su mayoría y con ello se da inicio a la competencia en el negocio eléctrico.

Previo a ello en 1991 ELECTROPERU S.A., deja de ser empresa matriz y se consolida como una empresa de Generación, Transmisión y venta en bloque de energía eléctrica a las Empresas Regionales y a usuarios finales. La otra gran empresa de Electricidad en Lima, ELECTROLIMA S.A. que tenía de igual forma actividades de Generación, Transmisión y Distribución se separan sus actividades creándose empresa de Generación y Distribución que a su vez se divide en dos, como son ahora Edelnor y Luz del Sur.

Al desaparecer el monopolio en la electricidad e independizarse las actividades de electricidad, se creó la necesidad de identificar la energía en cada punto de frontera, con la finalidad de llevar a cabo las transferencias de energía entre empresas eléctricas.

Es así como ELECTROLIMA y ELECTROPERU a inicio de los años 90 inician la compra de medidores electrónicos multifunción, con miras al proceso de privatización de las empresas de electricidad y de acorde con la tecnología existente en el mercado.

En esta etapa se adquiere los medidores de estado sólido multifunción, los cuales a diferencia de los medidores electromecánicos, no tienen partes móviles, almacenan datos en la tarjeta de memoria del medidor, son configurados vía software del fabricante y además permiten la toma de estado del medidor vía conexión telefónica o directa (“in situ”) entre otras bondades.

Con esta tecnología de medidores instalados en las subestaciones del SEIN (1992-1997), se da un gran salto en el análisis de cargas y procesamiento de la información de perfiles de carga. Asimismo, la oportunidad de la información se hace importante al poder contar con datos en el momento que uno requiera y en la oficina de trabajo. Este hecho de contar con la información oportunamente se hace relevante para la operación de una planta industrial al poder controlar su

demanda o apreciar los cambio de ella en un tiempo muy cercano al “tiempo real”.

Asimismo tanto las empresas Generadoras, Transmisoras, Distribuidoras y Clientes finales, utilizan la información en periodos menores a los mensuales para evaluar y pronosticar la demanda.

En los Centros de Control de Sistemas Eléctricos la información de medidores multifunción son mayormente utilizados para la determinación de la máxima demanda post operación. Por el volumen de información que requieren sigue siendo el sistema “SCADA” su opción principal para el monitoreo de parámetros eléctricos, considerando el gasto que ocasionaría el uso de líneas telefónicas y la congestión telefónica que se crearía en dicho Centro.

Un uso importante de la tecnología de medidores multifunción en el proceso económico de la valorización de la energía, es el almacenamiento de información en periodos programables, como es el periodo de 15 minutos utilizado en las valorizaciones de la transferencia de energía entre empresas generadoras de nuestro sistema eléctrico integrantes del COES - SINAC, que valoriza la energía activa con el precio a Costo Marginal cada 15 minutos.

Con el paso de los años la tecnología en comunicaciones avanzó y los medidores no cambiaron sus sistemas de comunicación, haciéndose lento el proceso de adquisición de datos comparado con la rapidez que se realizaban en comunicaciones de otro tipo por ejemplo Internet. El desarrollo de Internet y trabajo en red no encontraron compatibilidad tecnológica para el uso de los medidores convencionales, las grandes velocidades en los sistemas de comunicación y los volúmenes de información que permitía transportar la nueva tecnología hizo que los fabricantes aprehendieran la nueva tecnología en la fabricación de los nuevos medidores de estado sólido de última tecnología.

Entre las innovaciones que tienen los nuevos medidores de energía podemos citar el gran volumen de información almacenada, las facilidades de comunicación que

permiten interactuar con el equipo con varias alternativas incluido INTERNET, y asimismo ofrece la posibilidad de trabajo en red con administración centralizada.

Dada la capacidad de memoria disponible de estos nuevos equipos (hasta 1 y 5 Mbyte) ellos están preparados para guardar información no solo para facturación y operación como los medidores tradicionales sino también guardan información para los “estándares“ de calidad, como armónicos y flickers.

Por su parte las empresas de Distribución de energía eléctrica, en su mayoría adquirieron medidores electrónicos económicos con funciones básicas y necesarias para facturación, dada la gran cantidad de subestaciones y clientes importantes por controlar. Y en muchos casos como en los puntos de verificación de compra de energía a sus suministradores adquirieron medidores similares a los medidores de los generadores.

En el caso de las grandes industrias o empresas mineras, con el avance de la tecnología adquirieron equipos electrónicos de medición de energía, básicamente para el monitoreo y control de su demanda. Normalmente, para fines de facturación es el suministrador de energía quien recomienda, implementa y mantiene los equipos de medición.

2.2 Evolución de los medidores de energía eléctrica

Desde el inicio de la invención de la electricidad, este ha jugado en la vida diaria un papel muy importante, ya que su uso fue extendiéndose en los diversos quehaceres del hombre haciéndose cada día más imprescindible. Con lo cual creció también la importancia de la medición de la energía eléctrica, ya sea para comercializarla, conocer y controlar el uso de la misma.

Son los medidores de energía o también llamados contadores, los que se utilizan para medir la energía eléctrica consumida. Estos equipos a lo largo del tiempo han ido evolucionando de acuerdo al avance tecnológico y coherente con las necesidades de los usuarios.

2.2.1 Medidores electromecánicos

La función principal de un medidor es registrar el consumo de energía de un cliente o de cualquier punto ubicado en un sistema eléctrico, durante el tiempo abastecido. La cantidad de energía en kWh es representada por el área bajo la curva descrita en cada instante por la potencia.

En la Figura 2.1 se muestra un diagrama o perfil de carga típico de un consumo de servicio público.

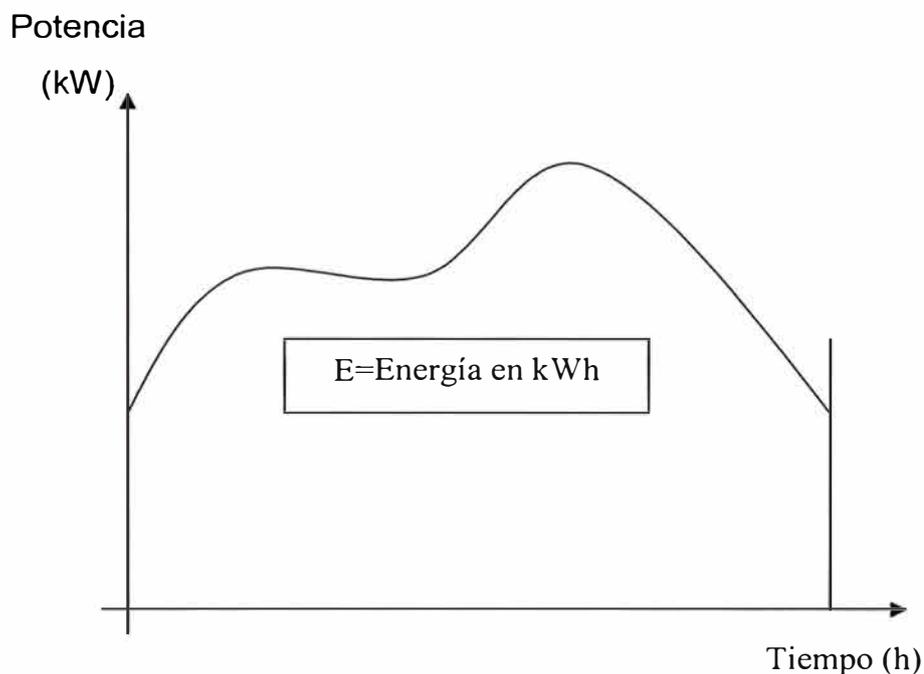


Fig. 2.1 Curva o perfil de carga

Para obtener el valor de esta área, que representa la energía consumida durante el tiempo abastecido, el medidor debe cumplir con dos funciones principales:

- Determinar el tamaño de la curva en cada instante

El tamaño de la curva de carga en cada punto del tiempo es la potencia instantánea (P). La potencia instantánea es el producto de voltaje instantáneo (u) y la corriente instantánea (i).

$$p = u \cdot i \quad (2.1)$$

- Integrar la potencia instantánea respecto al tiempo

El área bajo la curva representa la energía (E) consumida y es calculada por la integración de la potencia instantánea en el tiempo.

$$E = \int p(t) \cdot dt \quad (2.2)$$

a) Principio Ferraris

El instrumento que realiza ambas funciones descritas es el medidor de energía, basado en el Principio Ferraris de más de 100 años de antigüedad. Otros métodos de medición han existido, pero solo el Principio Ferraris ha perdurado.

El Principio Ferraris fue desarrollado y patentado por Galileo Ferraris de Turín el año 1888, el cual también es conocido como Principio del Motor de Inducción y consiste de los siguientes componentes:

- Sistema de tensión
- Sistema de corriente
- Sistema de frenado
- Disco

b) Principio de funcionamiento

Breve descripción del funcionamiento de las partes principales de un medidor de energía

- **Sistema Motor:**

Los circuitos de tensión y de corriente producen flujos magnéticos que son interceptados por el disco, en el cual inducen corrientes parásitas (corriente de

Foucault). El efecto combinado de los flujos magnéticos y de las corrientes parásitas producen un par motor M_m sobre el disco, que es proporcional a la potencia que se mide ($M_m = k_1 \cdot p$).

- **Sistema de Frenado:**

El par motor, actúa contra el momento de frenado M_f el cual es proporcional a la velocidad del disco ($M_f = k_2 \cdot v$), y es generado por la inducción de un imán permanente. Para cada momento motor existe una velocidad angular del disco para lo cual se produce el equilibrio entre los momentos motor y frenado, es decir cuando ambos pares son iguales la velocidad es uniforme.

Igualando los momentos $M_m = M_f$ obtenemos:

$$k_1 \cdot p = k_2 \cdot v \quad (2.3)$$

Donde:

- k_1 : Es una constante que depende de las características constructivas del sistema motor
- k_2 : Es una constante que depende del imán y de su posición en el disco
- v : Velocidad del disco
- p : Potencia que se mide

También:

$$v = dl/dt \quad (2.4)$$

$$l = 2\pi \cdot r \cdot n \quad (2.5)$$

Donde :

- l : Longitud recorrida por un punto del disco
- r : Distancia al eje de rotación = l

n : Número de vueltas

Entonces en la relación (2.4) reemplazamos (2.5):

$$v = d \cdot (2\pi \cdot r) \cdot n / dt = 2\pi \cdot r \cdot dn / dt \quad (2.6)$$

Reemplazando (2.6) en la relación (2.3):

$$k_1 \cdot p = k_2 \cdot v = k_2 \cdot 2\pi \cdot r \cdot dn / dt$$

$$p = (k_2 \cdot 2\pi \cdot r / k_1) \cdot dn / dt$$

$$p dt = k \cdot dn \quad (2.7)$$

Donde:

k : Es una constante obtenida de $2\pi \cdot r \cdot k_2 / k_1$

Para un intervalo de tiempo medido comprendido entre t_1 y t_2 integramos ambos miembros de (2.7) entre t_1 y t_2 :

$$\int p \cdot dt = k \cdot \int dn \quad (2.8)$$

Obtenemos que el primer miembro representa la energía medida y el segundo miembro el número de vueltas del disco en el periodo de tiempo comprendido entre t_1 y t_2 multiplicado por una constante k .

$$E = k \cdot n \quad (2.9)$$

Por consiguiente, la expresión (2,9) nos indica que el número de vueltas del disco es proporcional a la cantidad de energía medida.

- **Numerador - integrador:**

El registro de la energía medida se lleva a cabo mediante un sistema de engranajes acoplado al eje del disco, de tal forma que el movimiento del disco se transmite al dispositivo numerador-integrador, el cual mueve agujas indicadoras o tambores con cifras que indican la energía consumida. Al ser la indicación proporcional al número de revoluciones y el número de revoluciones proporcional a la energía, la indicación del numerador viene a ser la energía consumida.

La Figura 2.2 muestra un esquema del sistema Numerador - Integrador

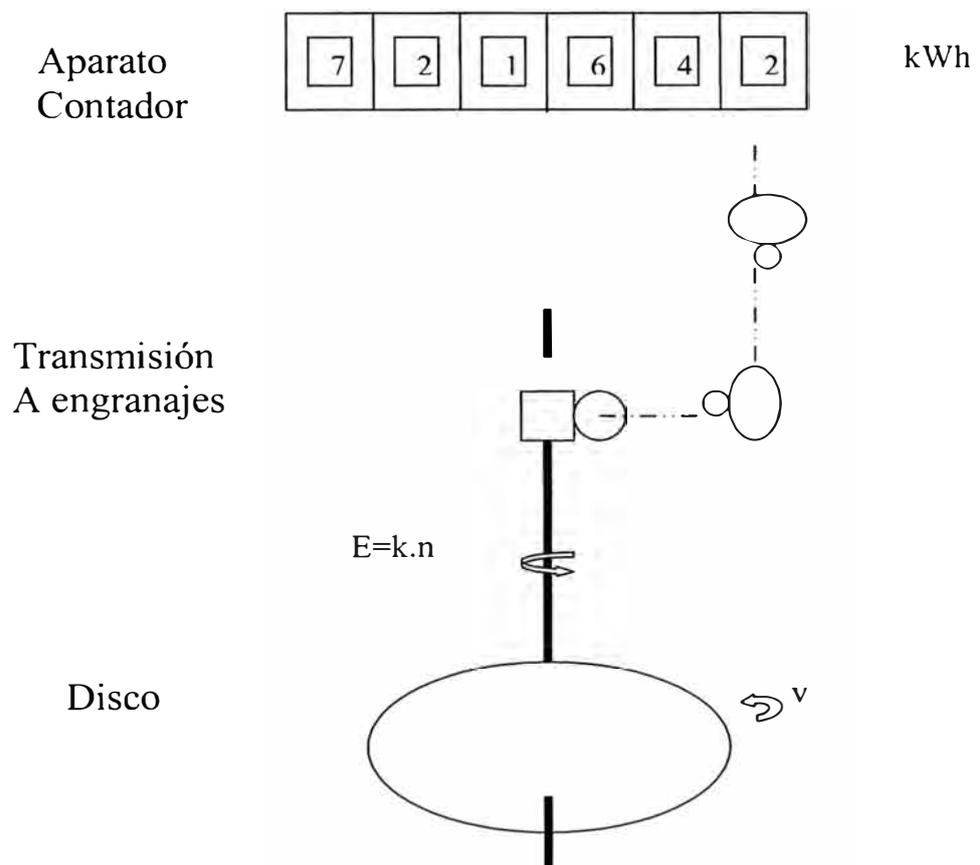


Fig. 2.2 Indicación del valor de la medición

c) Tipos de medidores

Conforme se presentaron las necesidades para la venta y control de la energía, se crearon medidores de diversas características que cumplieron con su propósito. Se pueden clasificar en:

- Según características de la red:

Monofásicos y trifásicos

- Según el tipo de energía a medir :

Energía Activa, Reactiva y Aparente

- Según el horario a registrar y la Máxima Demanda

De tarifa múltiple y de demanda máxima

Dentro de los más utilizados en las empresas de generación tenemos los medidores trifásicos de energía activa y reactiva, los medidores trifásicos de energía activa con tarifa múltiple y los medidores con indicador de máxima demanda incorporada.

- **Medidores trifásicos de energía activa**

Los medidores trifásicos integran la medición que podría efectuarse con tres o dos medidores monofásicos, cada uno bajo el principio descrito en el apéndice anterior. Nos dan la facilidad de registrar en un solo equipo la energía total.

Existen los medidores con tres sistemas motor (tres elementos), utilizados en sistemas eléctricos con neutro (cuatro hilos) y los medidores con dos sistemas motor conocido como método Aron (dos elementos), utilizados en sistemas eléctricos sin neutro (tres hilos).

Los medidores se pueden conectar directamente a la red o a través de transformadores de medida, según las características de placa del medidor. Asimismo, en la placa viene indicado las constantes que se debe aplicar a los registros considerando las relaciones de transformación de tensión y de corriente y la constante propia del medidor. Normalmente los factores a aplicar para obtener la energía real en kWh son potencia de 10. Adicionalmente, en la placa viene la constante para calibración del medidor, frecuentemente expresado en revoluciones por kwh (rev/kWh).

- **Medidores trifásicos de energía reactiva**

Los medidores de energía reactiva son construidos bajo el mismo principio de los medidores de energía activa, con la salvedad que internamente las bobinas de tensión son conectadas de tal forma que producen el desfase entre tensiones y corrientes necesario para registrar la energía reactiva.

- **Medidores de energía con tarifa múltiple**

Para economizar los costos de producción de energía y obtener un mejor rendimiento del sistema eléctrico, se establecen tarifas diferentes durante el día, motivando a los usuarios que desplacen su carga a horarios en el que la demanda total del sistema disminuye.

Se fija precios más altos al consumo de energía en horario nocturno. Así aparecen los horarios conocidos como Hora de Punta (HP) y Hora Fuera de Punta (HFP).

Para identificar los consumos en horarios diferenciados, se fabricaron los medidores con tarifa múltiple, los cuales cuentan con más de un numerador-integrador para el registro de la energía.

El medidor más utilizado es el medidor de doble tarifa que tiene dos numeradores-integradores, uno de ellos para el registro de la energía en Hora de Punta y el otro para el registro de la energía en Hora Fuera de Punta.

El medidor tiene una flecha que indica el numerador que se encuentra activo. El control del cambio de horario se efectúa con un relé que es controlado por un reloj de contacto, el cual normalmente se encuentra fuera del medidor.

- **Medidores de energía con Indicador de Máxima Demanda**

El consumidor ocasiona los costos fijos por conceptos de ampliación de instalaciones para que sea atendido por la empresa eléctrica; es decir, la potencia eléctrica reservada para él, ya que de acuerdo con el tamaño de la misma debe ser dimensionado los generadores, transformadores, líneas y demás equipamiento necesario para brindar el servicio de electricidad.

Por consiguiente, se crea la necesidad de cobrar además de la energía la potencia consumida por el usuario en un periodo determinado.

Para ello los medidores con indicador de máxima demanda, registra como cualquier contador eléctrico el consumo eléctrico en kWh, pero simultáneamente registra también la potencia eléctrica en kW como valor medio dentro de un período de medición.

Los picos de demanda de corta duración no afectarán en el cobro al consumidor, dado que el medidor registrará el promedio en un intervalo de tiempo fijado (por ejemplo 15 minutos). Es decir, la indicación del medidor en kW para un período de tiempo fijado, será el resultado de dividir la energía consumida en kWh en ese período por el período de tiempo fijado.

La máxima demanda será la potencia media más alta en un período de integración que se mide dentro de un período de liquidación, por ejemplo en un mes.

2.2.2 Medidores Híbridos

El avance de la microelectrónica y las necesidades por conocer de manera más exacta los flujos de carga en tiempo real entre empresas de electricidad y de grandes consumidores, hicieron que se desarrollen equipos para medir con más exactitud que los medidores electromecánicos.

Primordialmente, las tarifas por tiempo de uso y la demanda máxima constituyeron un factor importante en la facturación de usuarios con gran volumen de consumo. Estos factores aportaron nuevos requerimientos para mayor versatilidad en el sistema de medición y capacidad funcional en las áreas a cargo de esta labor de las empresas de electricidad.

La solución fue la fabricación de medidores de estado sólido, pero aunque estos medidores son exactos y con capacidad para soluciones complejas, eran caros. Por lo cual los medidores de estado sólido no constituyeron la solución económica a tarifas por tiempo de consumo para la mayoría de usuarios considerados objetivos de estas tarifas.

La solución a este problema fue con la fabricación del medidor híbrido. Este medidor está compuesto por el medidor de inducción con disco rotativo convencional como elemento sensor de energía y el numerador reemplazado por un microprocesador.

a) Principales elementos del Medidor Híbrido

- Disco rotativo: Es el elemento rotativo del medidor convencional utilizado como elemento sensor de energía. El disco es impreso con marcas negras para censar pulsos.
- Módulo Procesador: El módulo procesador contiene todo los controles electrónicos, a decir, microprocesador, memoria programable (EPROM) y memoria de datos (CMOS-RAM, EEPROM).

También incluye el display, los elementos de control, la interface de datos óptico, el control de puertos de entrada y salida y el fotosensor para detectar las marcas en el disco rotor.

- Fotosensor: Capta las señales marcadas en el disco que luego son enviadas al microprocesador como pulsos eléctricos para su procesamiento.
- Display: Muestra los valores calculados por el microprocesador en una pantalla fluorescente al vacío.

En la Figura 2.3 se muestra los principales elementos de un medidor híbrido.

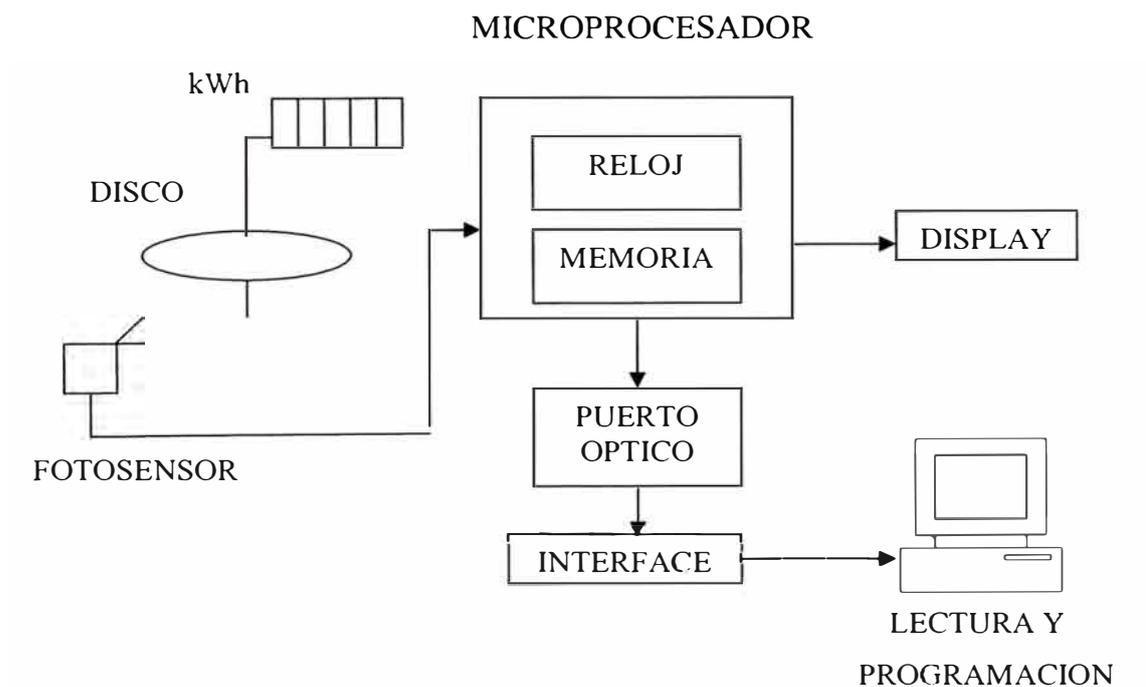


Fig. 2.3 Diagrama de bloques de un medidor Híbrido

b) Principio de funcionamiento

Las revoluciones del disco son captadas por el elemento fotosensor y transmitidas al microprocesador como pulso eléctrico.

El microprocesador recibe la señal del fotosensor, procesa los datos y los convierte a valores reales de kW y kWh. Registra los datos y los almacena en memoria con la ayuda de un reloj que guarda la información con la fecha de ocurrencia.

El medidor está provisto de una batería para conservar la hora y mantener la información en memoria.

c) Comunicación con el medidor

Se puede acceder a la información por el display, el cual muestra normalmente datos instantáneos.

También, se puede acceder a la información almacenada en la memoria del medidor por el puerto óptico ubicado en la parte frontal del medidor. Esto se consigue con la ayuda de una interface conectada a una computadora portátil o lectora manual agenciado de un software que provee el fabricante.

De igual forma para dar inicio o poner en servicio el medidor, se realiza con una computadora portátil y el software del fabricante en el que se selecciona los parámetros a descargar al medidor.

d) Tipos de medidores

Dentro de los más utilizados tenemos:

- **Medidores con doble tarifa de energía activa**

Los más utilizados son los que tienen el numerador electrónico incorporado en el medidor de inducción.

- **Medidores de energía con máxima demanda incorporada.**

Existen con el indicador de máxima demanda incorporado al medidor de inducción y con numeradores de energía y potencia electrónicos o también con numerador de energía de tambores.

2.2.3 Medidores Electrónicos

El primer medidor de estado sólido fue estrenado en Europa por Landis & Gyr en 1971. A pesar que este medidor tuvo circuitos de estado sólido, todavía contaba con un registrador mecánico.

El medidor entregaba una alta curva de exactitud, cumpliendo con la nueva clase de exactitud 0,2S. Su alto grado de exactitud y su versatilidad funcional para resolver las necesidades más complejas con fines tarifarios, hicieron que el medidor electrónico ingresara al mercado sobre todo aplicable a los grandes usuarios de energía y a los puntos de intercambio de energía y potencia entre empresas eléctricas.

A inicios de los años 80 existían tres fabricantes en Estados Unidos que producían el 100% de medidores completamente electrónicos: Scientific Columbus Inc. Esterline Co. (medidor JEM-1 y JEM-2), Transdata Inc. (medidor EMS serie 7000) y la División de Administración de Energía de Sangamo Weston Inc., subsidiaria de Schlumberger (medidor Quantum).

Generalidades:

- Los medidores electrónicos no tienen partes móviles, utilizan un diseño modular. Cada módulo es una tarjeta electrónica que cumple una función específica y se interconectan entre ellos a través de una tarjeta madre y/o pines de conexión.
- Todas las tarjetas modulares son fácilmente removibles para mantenimiento y servicio y ocupan un lugar específico en la arquitectura del medidor.
- Los medidores son programables con el software del fabricante y una computadora portátil. Se pueden reprogramar para modificar las opciones seleccionadas inicialmente.
- Guardan información en memoria fechada con su reloj interno, la cual es conservada con el sistema auxiliar de energía o por una batería de respaldo ante apagones.
- Se puede acceder a la información localmente utilizando el display o uno de los puertos de salida utilizando una interface y una computadora portátil. También se puede obtener la información remotamente utilizando un puerto de comunicación.

Uno de los medidores más difundidos en el Perú en la década del 90 es el medidor Quantum de la marca Schlumberger, medidor que hasta la fecha se viene utilizando.

Otro medidor electrónico utilizado masivamente en las empresas de distribución eléctrica es el medidor Alpha de ABB (hoy ELSTER), el cual tiene menos funciones que el medidor Quantum y por ende más económico.

Seguidamente describiré las partes principales de un medidor electrónico, tomando como base la tecnología del medidor Quantum. Las diferencias con

otros medidores electrónicos radican principalmente en las opciones de memoria, comunicación y señales de entradas y salidas consideradas como módulos opcionales en su momento.

Arquitectura del medidor

El medidor emplea un diseño modular. 5 módulos estándar y 4 módulos opcionales.

a) Módulos estándar

- Módulo Transformador
- Módulo Fuente de alimentación
- Módulo Convertidor Análogo Digital
- Módulo Procesador de Registro
- Módulo Display

b) Módulos opcionales

- Módulo Memoria Masa/Reloj Real-Time
- Módulo Entrada y Salida
- Módulo Módem
- Módulo QDIF

En la Figura 2.4 se muestra los módulos que conforman la arquitectura de un medidor electrónico.

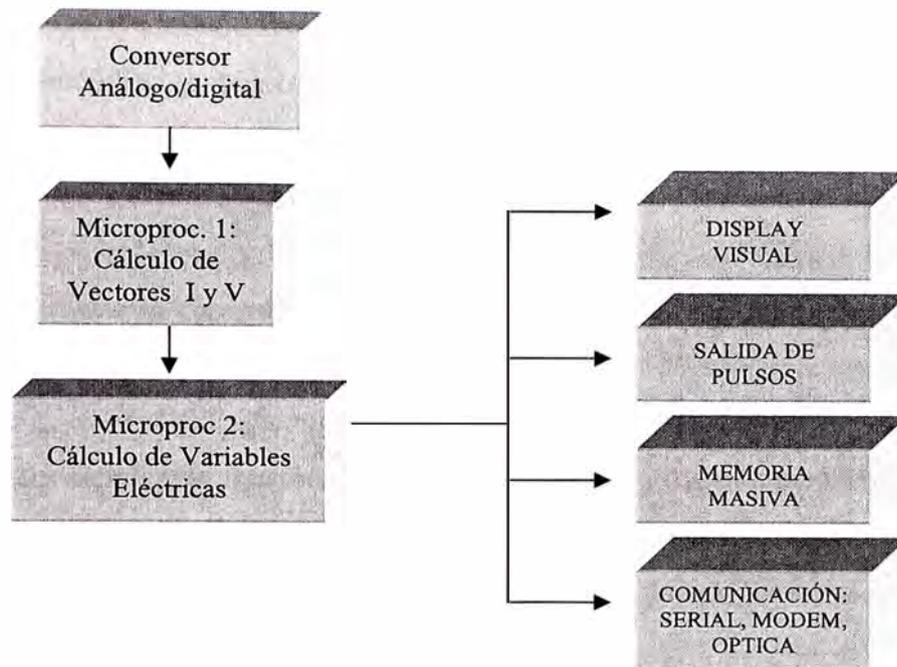


Fig.2.4 Diagrama de bloques de medidor electrónico

- Módulo Transformador

Contiene transformadores de voltaje y corriente de alta precisión. Estos transformadores se encargan de reducir las señales de tensión y corriente que ingresan al medidor, de tal forma que puedan ser utilizados en el módulo Convertor análogo/digital.

También provee un transformador que alimenta al módulo fuente de alimentación y una salida para sincronizar el reloj de tiempo real con la frecuencia de la red. Este transformador puede conectarse a una fase del medidor o a una fuente auxiliar externa AC.

- Módulo Fuente de Alimentación

El módulo fuente de alimentación recibe 36 VAC del transformador de alimentación y produce tres voltajes regulados para la operación del medidor +5VDC, +15VDC y -15VDC.

- Módulo Convertidor Análogo-Digital (ADC)

En este módulo se controla todas las funciones de medidas del medidor. Realiza el muestreo y la conversión análogo/digital.

Recibe las señales de tensión y corriente del módulo transformador y realiza el muestreo y digitalización por fase de las formas de onda de tensión y corriente 721 veces cada 60 ciclos.

El microprocesador calcula valores por fase instantáneos de Voltaje, Amperios, Watts, Vars, Volt² y Amp². Luego estos datos son enviados al microprocesador de registros.

- Módulo Procesador de Registro

El microprocesador de registros recibe datos por fase del módulo ADC y calcula valores instantáneos, energía, demandas y otros seleccionados en la programación.

Controla el direccionamiento de memoria interna, calcula datos para el display y controla el envío de información al puerto RS-232, puerto óptico, módem interno y salidas de pulsos KYZ.

- Módulo Display

El módulo display muestra los datos registrados por el medidor en una pantalla de cristal líquido.

También contiene LED infrarrojo para pruebas de calibración del medidor y dispositivos (switches) para activar lecturas de datos alternos, reseteo de demanda y otros.

- Módulo Memoria Masa/ Reloj Real-Time

El módulo actúa como un registrador de datos. Este módulo es utilizado para registrar los datos en intervalos de tiempo programados, mostrar en display registros en periodos tarifarios, registrar datos congelados o cualquier otra opción que requiera el reloj.

El reloj de tiempo real proporciona el registro de fecha y hora para la información registrada, periodos tarifarios, y datos congelados entre otros. Puede ser programado para sincronizar la hora con la frecuencia de la línea o con el reloj de cristal interno.

La información y la hora del reloj son protegidas por una batería de litio.

- Módulo Entrada y Salida (I/O)

El módulo proporciona salidas de pulsos de la forma KYZ para el envío de datos a registradores externos.

Adicionalmente, proporciona dos hilos para sincronización de intervalos de demanda. Dos o más medidores pueden programados para sincronizar su demanda. Un medidor es programado como maestro y los otros medidores son programados como esclavos, cuando el maestro inicia el intervalo de demanda, este envía un pulso de señal a los esclavos para el inicio de su intervalo de demanda.

- Módulo Módem

El módulo módem permite la comunicación remota del medidor a través de una línea telefónica fija o celular o a través del sistema de comunicación de la línea de alta tensión.

La velocidad de transmisión remota es de 1200 bps, mientras que la comunicación por el puerto óptico es de 9600 bps

Proporciona conexión para encadenamiento tipo margarita “daisy chaining”, el cual permite que dos o más medidores utilicen la misma línea telefónica.

- Módulo QDIF

El módulo Quantum Digital Interface (QDIF) fue desarrollado para proporcionar enlace de datos para sistemas SCADA a través de RTUs y sistemas de datos a tiempo real, donde el acceso a datos del medidor es requerido con frecuencia y oportunamente.

Las opciones de comunicación con los medidores se muestran en la Figura 2.5 y son por comunicación local, que puede ser a través del puerto óptico o por el puerto serial RS-232 y por comunicación remota que se realiza mediante comunicación con el módem del medidor y otro módem en el lado remoto. La opción QDIF no fue aplicada en nuestro medio.

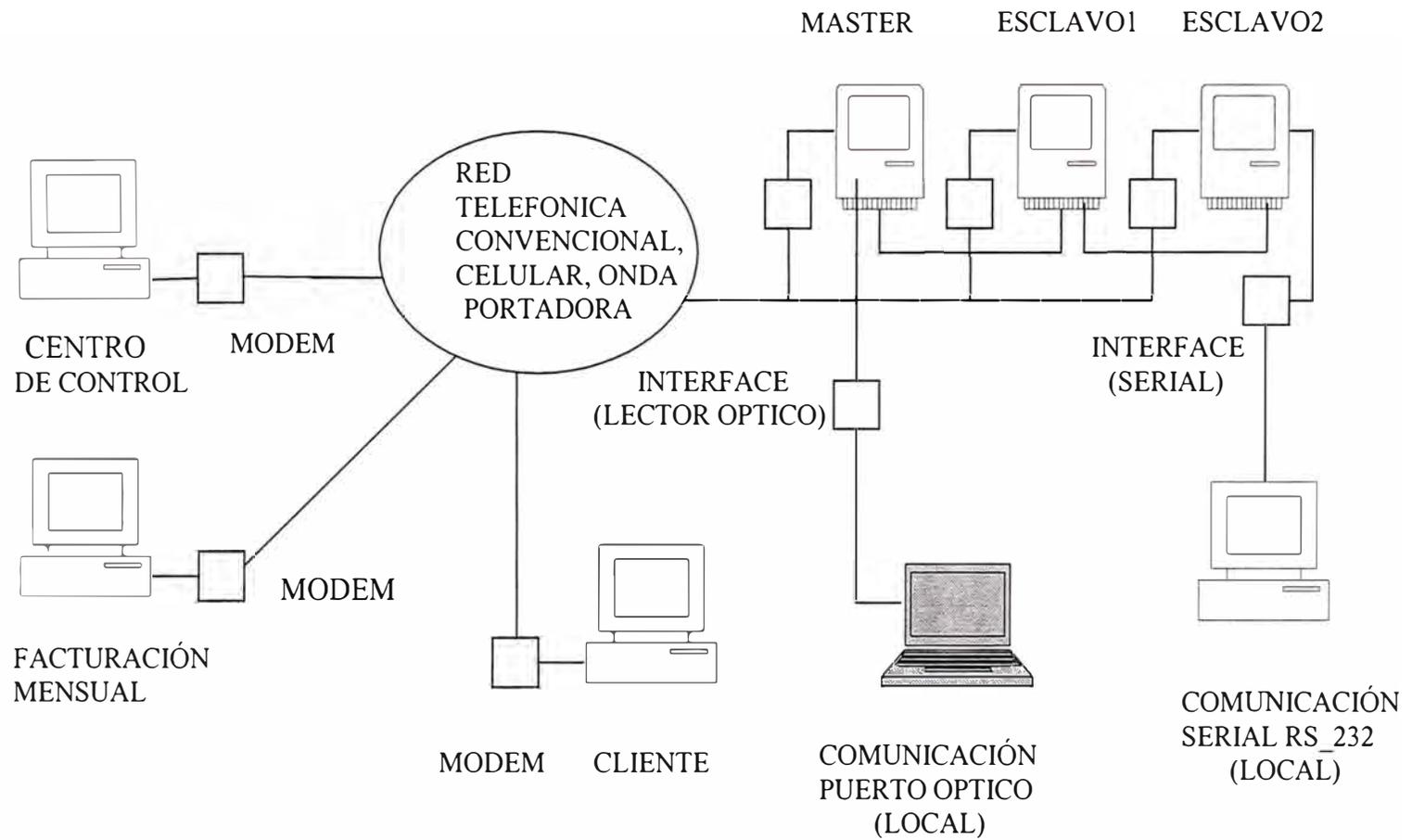


Fig. 2.5 Esquema de comunicación con el medidor electrónico

Operatividad en el año 2 000

La llegada del nuevo milenio, también trajo alteraciones en la operación de los medidores. Básicamente, los errores se dieron en el fechado registrado en los medidores.

Para garantizar el cumplimiento de la operatividad de los medidores, los usuarios y fabricantes realizaron diversas pruebas con las fechas en los medidores. El fabricante realizó actualizaciones de firmware y software para corregir las deficiencias del fechado para el año 2000 e incluso luego de las actualizaciones necesarias otorgaron certificados de garantía de cumplimiento.

Algunas versiones de medidores quedaron descontinuados como es el caso de los medidores Jem2 de Scientific Columbus, cuya tecnología de inicio de los años 80 utilizaba quemadores de EPROM para configurar el medidor. Para el caso de los medidores Fulcrum y Quantum de Schlumberger, el fabricante actualizó la versión de software hasta en dos oportunidades antes del año 2000.

Uno de los primeros cambios con miras a la modernidad fue el desarrollo de software de manejo de los medidores en ambiente Windows, dejando atrás el cerrado y poco amigable software en DOS.

En el capítulo siguiente se describirá las funciones y aplicaciones de los modernos medidores de energía fabricados con tecnología de punta.

CAPITULO III

MEDIDOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA ION DE ÚLTIMA GENERACIÓN

En los últimos años han aparecido medidores de energía fabricados con tecnología de punta con notorias innovaciones en su fabricación.

Dentro de las más importantes innovaciones tenemos la variedad de protocolos de comunicación, compatibilidad con la web, funciones de control y memoria disponible para el registro de funciones de calidad de energía.

También, destaca el uso de software amigable y la posibilidad de ser integrados a sistemas SCADA u otros sistemas de administración de energía.

Uno de los medidores que destaca en estos últimos años por su fabricación con tecnología de punta es el medidor ION (Integrated Object Network) de Power Measurement. En adelante me ocuparé del modelo ION 7500/7600.

3.1 Descripción General

El ION es un equipo electrónico de medición y control altamente avanzado, proporciona medidas exactas RMS de voltaje, corriente, potencia y energía, y son complementados por amplias capacidades de señales I/O (entradas y salidas) y avanzadas mediciones de calidad de energía.

Estos medidores pueden reemplazar transductores, medidores tradicionales y circuitos de control. Pueden ser integrados con su propio software u otros sistemas de administración de energía, sistemas SCADA, sistemas de

automatización y facturación, usando múltiples canales y protocolos de comunicación estándares.

Aplicaciones más comunes:

- Medición para facturación
- Monitoreo de Calidad de Energía
- Control de demanda y factor de potencia
- SCADA (Supervisory control and data acquisition)
- Automatización de Subestación

El medidor ION puede adaptarse a muchas situaciones. El avance de las comunicaciones permite que los datos sean compartidos simultáneamente a través de redes múltiples, la incorporación de señales I/O proporcionan capacidades de monitoreo y control y una variedad de pantallas y herramientas de análisis pueden ser usados para monitorear el sistema de energía.

En la Figura 3.1 se muestra las funcionalidades de los medidores ION

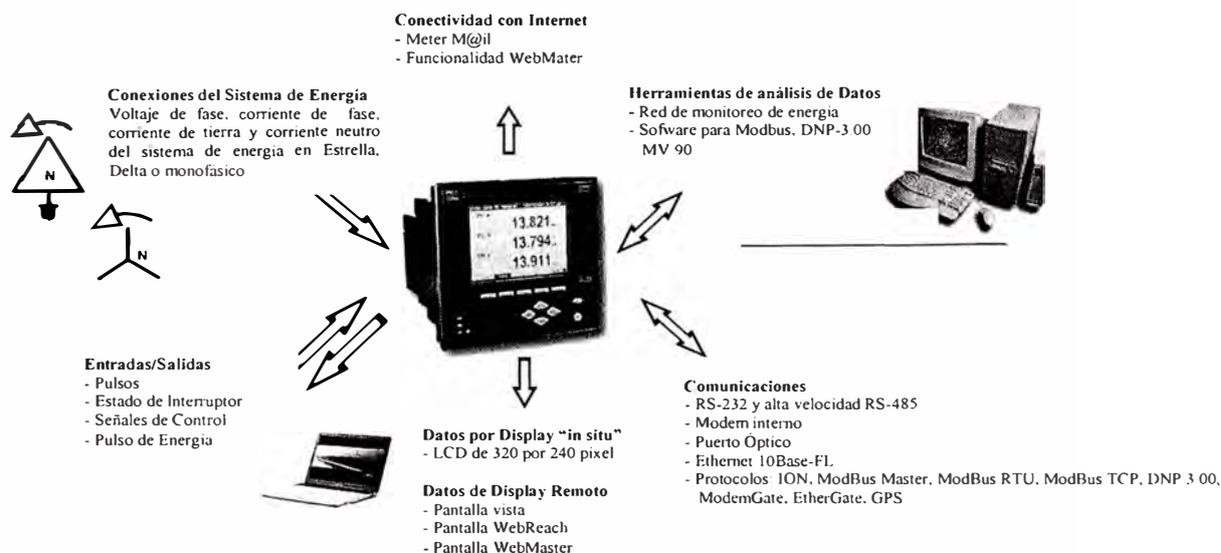


Fig. 3.1 Funcionalidades del medidor ION

3.1.1 Funciones Principales

A. Medición de Facturación

a) Energía y Potencia

Entrega datos de energía con exactitud clase 0,2S según Norma IEC 687. Mide energía bidireccional (entregado, recibido) y registra los reactivos en cuatro cuadrantes. Ofrece mediciones de:

- kWh, kVARh y kVAh entregados o recibidos
- kWh, kVARh y kVAh netos (entregados – recibidos)
- kWh, kVARh y kVAh total (entregados + recibidos)
- Volt-hora y Amperios-hora

b) Demanda

Puede registrar la demanda de cualquier valor instantáneo y registrar la demanda pico (máxima) y mínima con relojes fechadores del día y la hora. Ofrece mediciones de:

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

c) Valores instantáneos

Mide valores por fase y totales de:

- Voltaje y corriente
- Potencia Activa (kW), potencia reactiva (kVAR) potencia aparente (kVA)
- Factor de potencia y frecuencia

- Desequilibrio de voltaje y corriente

d) Tiempo de uso (TOU)

Ofrecen medición del tiempo de uso (TOU) adaptable a cualquier estructura tarifaria de suministros. Registra lecturas por pantalla basados en consumos por periodos horarios durante el día, la semana o periodos estacionales previamente definidos por el usuario. Las mediciones incluyen:

- Energía activa, reactiva y aparente
- Demanda activa, reactiva y aparente
- 4 periodos de tarifas por perfil diario (A, B, C y D)
- Calendario dividido en las cuatro estaciones del año
- Calendario de 20 años con año bisiesto automático y ajuste de tiempo para las tarifas de ahorro diurno

B. Medición de la Calidad de Potencia

a) Registro de las formas de onda

Los medidores pueden captar simultáneamente todos los canales de voltaje y de corriente.

- Hasta 256 muestras por ciclo en el medidor ION 7600
- Hasta 128 muestras por ciclo en el medidor ION 7500

b) Medición de la distorsión armónica

Mide la distorsión armónica total, registro y generación de informes en tiempo real hasta la armónica 63 (127 en el caso del ION 7600 con el software ION Enterprise), para todas las entradas de voltaje y corriente.

- Armónicas individuales, (incluida la magnitud, la fase y los interarmónicos para el ION 7600)
- Armónicas para totales y Armónicas impares totales
- Armónicas totales (pares e impares)
- Factor K, factor de cresta

c) Medición de los componentes simétricos

Registra secuencias cero, positivas y negativas así como la fase y magnitud para entradas de voltaje y corriente. Identifica los desequilibrios de voltaje y corriente perjudiciales en el equipo antes de que produzcan averías.

d) Detección de Sags/swells

El ION 7600 y el ION 7500 incorporan una función de detección de sags/swells que puede utilizarse para analizar la gravedad de los mismos y su impacto potencial.

- Datos sobre la magnitud y duración adecuados para el trazado de las curvas de tolerancia de voltaje
- Inicidores por fase para el registro de formas de onda u operaciones de control

e) Captación de transitorios

El ION 7600 puede detectar y registrar transitorios de subciclos que sean tan cortos como 60 μ s a 65 Hz (78 μ s a 50 Hz)

f) Detección fuera de límite

Detecta, registra y genera informes sobre los desbalances y las pérdidas de voltaje y de corriente, las variaciones de frecuencias/factor de potencia, las sobretensiones y los subvoltajes, etc.

g) Indicadores de rendimiento

Los medidores pueden ser configurados para monitorear una extensa gama de indicadores del rendimiento, incluyendo.

- Tiempo total de interrupción del suministro eléctrico (en segundos)
- Duración fuera de los límites de tolerancia de la distorsión armónica total, de voltaje, frecuencia, factor de potencia así como muchos otros índices adicionales.

C. Registro de Datos y Eventos

El medidor ION 7600 tiene 4MB (opcional hasta 8MB) de memoria configurable no volátil para el almacenamiento de formas de onda, eventos y registros. El ION 7500 incluye 1 MB con opción hasta 4 MB ó 8 MB.

a) Perfil de carga

Los medidores ION 7500 y 7600 tienen 800 canales (columnas de registros) a través de 50 almacenadores (memorias) de datos. La asignación de los canales es configurable para obtener registros de las tendencias históricas de la energía, potencia, voltaje, corriente, calidad de energía o de cualquier otro parámetro medido. Los almacenadores pueden programarse en función de intervalos de tiempo, programa calendario, condiciones de alarma/eventos o bien manualmente.

b) Registro coincidente mín/máx

Registra valores de los parámetros clave o las condiciones del equipo que coinciden con una condición extrema así como la fecha/hora. Por ejemplo registra los valores de voltaje y corriente cuando acontece una condición de potencia pico.

c) Sincronización de tiempo GPS

El reloj de tiempo real permite fechar y registrar la hora de los eventos internos y de los registros de datos con una diferencia de milisegundos.

El medidor se puede sincronizar bajo:

- Cristal interno del medidor
- Frecuencia de la red eléctrica medida
- Receptor GPS externo

D. Entradas y salidas (E/S)

Las entradas y salidas (E/S) digitales permiten controlar una amplia gama de condiciones, tales como la velocidad de flujo, RPM, el nivel de los fluidos, la presión de aceite o la temperatura del transformador.

a) Entradas/salidas digitales

- 8 entradas para monitorear el estado de contacto en seco (sin voltaje)
- 4 puertos de salida de relés de estado sólido y 3 salidas electromecánicas de relés internos pueden controlarse automáticamente

b) Entradas/salidas analógicas

- 8 entradas digitales
- Varias entradas y salidas analógicas que aceptan varios rangos de mA

3.1.2 Otras funciones

A) Integración del software

Gracias a sus amplias funciones de comunicación, los medidores se pueden integrar fácilmente en sistemas de administración y automatización de la energía.

a) Software ION Enterprise

Los medidores son compatibles con el software ION Enterprise de Power Measurement basado en Windows 2000. El ION Enterprise es un completo sistema de monitoreo de energía, análisis y sistemas de control, muestra datos en tiempo real y almacena e incorpora funciones de control/configuración. ION Enterprise permite compartir datos en toda la empresa en un entorno seguro en red.

b) Software ION Setup

Los medidores tienen la opción de ser operados con el software ION Setup para Windows disponible en la web. Este software despliega información en tiempo real desde sus dispositivos de monitoreo de energía y proporciona capacidades de configuración de dispositivos.

B) Conexión por Internet

a) Meter M@il

Los medidores con opción de un puerto Ethernet pueden enviar automáticamente mensajes de alarma por e_mail, así como actualizaciones programadas del estado del sistema. Los mensajes de Meter M@il pueden recibirse como cualquier otro mensaje de e_mail en una estación de trabajo o un teléfono celular. Los registros de datos también pueden enviarse mediante correo electrónico por ocurrencia de eventos o de forma programada adaptándose a las restricciones de firewall.

b) WebMeter

Con un servidor web y un puerto Ethernet, obtenemos un acceso rápido y fácil a información sobre la energía en tiempo real y a información básica sobre la calidad de la energía sin necesidad de utilizar un software especial.

Las páginas web integradas muestran información diversa sobre la energía así como información básica sobre la calidad de la energía gracias a un dispositivo compatible con la web y, además soportan tareas de configuración básicas de los medidores.

c) WebReach

Web Reach permite ver remotamente información del software ION Enterprise a través de una web browser. Web Reach requiere una simple URL y no configuración de máquina de cliente, da la facilidad de ver los datos desde cualquier parte del mundo. Con la Web Reach se puede ver datos en tiempo real y seleccionar vistas de datos históricos y formas de onda.

3.2 Arquitectura del medidor ION

Los equipos ION utilizan el concepto de Objeto Integrado en Red o ION (Integrated Object Network) en su software de operación.

La estructura de objeto-orientado del ION permite conectar diferentes objetos discretos (llamados módulos ION) en diferentes rutas para definir como se accede a la información, como es transferida y manipulada en el equipo y a través de la red de monitoreo de energía.

Cada equipo contiene un número de módulos ION que realizan funciones específicas, similar a una función individual en un medidor de energía convencional. Los módulos ION son enlazados para crear frameworks (grupo de módulos ION enlazados) o templates (programa o plantilla del medidor),

definiendo múltiples operaciones y rutas lógicas para información del sistema de energía. La estructura básica de un módulo ION es el mismo para cada tipo de módulo.

3.2.1 Los Módulos ION

Los módulos ION son bloques de construcción básica de la arquitectura ION. Un módulo puede ser considerado como una “caja de función”: recibe datos de entrada, realiza decisiones basadas en los “settings” para el módulo y luego entrega datos en la salida de registros. Cada tipo de módulo es identificado por un nombre, normalmente el nombre implica la función del módulo.

La Figura 3.2 muestra un esquema básico de los módulos ION.

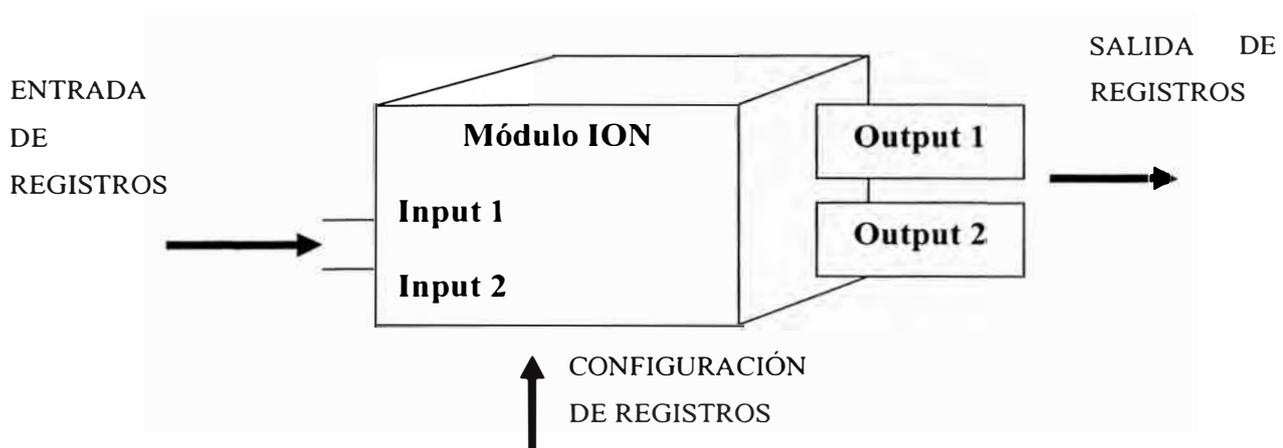


Fig.3.2 Módulo ION

- **Entrada de Registros:** Son conectados a la salida de registros de otros módulos. Los datos ingresados a través de la entrada del módulo son luego procesados por el módulo.
- **Configuración de Registros:** Contiene los ajustes de configuración para el módulo. Controla como el módulo procesa los datos.
- **Salida de Registros:** Contiene los datos que han sido procesados por el módulo. Los datos proporcionados por la salida de registros del módulo,

pueden ser usados directamente (ejemplo datos del display) o transferidos a la entrada de otros módulos.

Hay más de 80 tipos de módulos en la arquitectura ION.

Clase de Módulos

a) Módulos Principales

Son módulos fundamentales del ION o software de operación. No se pueden crear o borrar y en algunos casos el usuario no puede configurarlos. Como ejemplo tenemos el módulo Power Meter y módulo de Comunicaciones.

b) Módulo Estándar

Son módulos que se pueden crear, editar y/o borrar del frameworks. Generalmente la mayoría de módulos en el equipo o software son estándar, pudiéndose crear o borrar de acuerdo a sus requerimiento y si su nivel de seguridad en el medidor lo permite. Como ejemplo tenemos el módulo display y módulo de salida digital.

c) Módulo Persistente

Son similares a los módulos principales (no pueden ser creados o borrados). Son módulos estándar que tienen que ser convertidos a módulos principales, son creados en fábrica y nunca pueden ser movidos del frameworks del medidor. Como ejemplo tenemos el módulo de pulsos externos.

Entre los módulos más utilizados tenemos:

- **Módulo Power Meter:** Mide y calcula todas las cantidades básicas del sistema de energía, basado en las entradas de voltaje y corriente del medidor ION.

- **Módulo Clock:** Proporciona la hora local corregida. El módulo obtiene la hora Universal y la convierte a hora local.
- **Módulo Pulsos de Calibración:** Es un pulsador de energía altamente exacto, usado para verificar la calibración de los medidores.

3.2.2 Registros ION

Cada módulo tiene uno o más registros de salida, y la mayoría de módulos tiene “Setup registers” (configuración de registros para el módulo). La entrada a un módulo esta enlazada a la salida de registros en otros módulos, y ellos necesariamente debe ser de la misma clase.

Existen diferentes tipos de registros, clasificados por el tipo de dato que ellos aceptan.

Clase de Registros

Existe disponible 12 tipo de registros diferentes en la arquitectura ION. Entre ellos tenemos registros tipo numérico, lógico, calendario, eventos, registros, etc.

3.3 Montaje e Instalación

Antes de iniciar el montaje e instalación del medidor es recomendable que las personas a cargo de la instalación – normalmente técnicos con experiencia en estas labores- se familiaricen con las partes del medidor.

En las Figuras 3.3 y 3.4 se muestra las partes que permiten la interacción con el medidor.

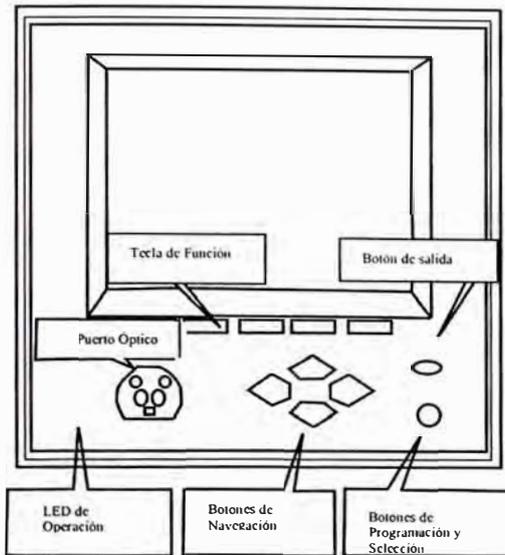


Fig. 3.3 Panel frontal

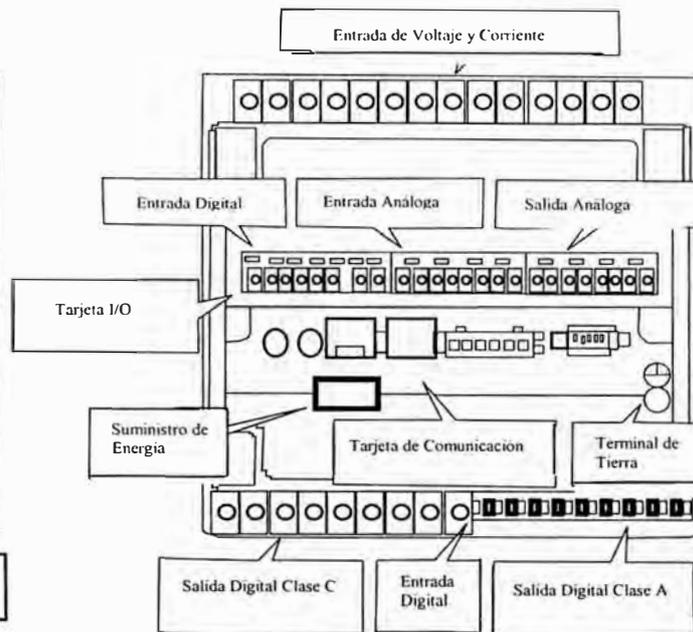


Fig. 3.4 Panel posterior

3.3.1 Mecánica:

Los medidores ION 7500/7600 pueden montarse en tablero con una abertura de 186mm x 186mm, tal como se observa en la Figura 3.5. Se requiere de un espacio de 160mm detrás del tablero más la holgura para los conectores e hilos.

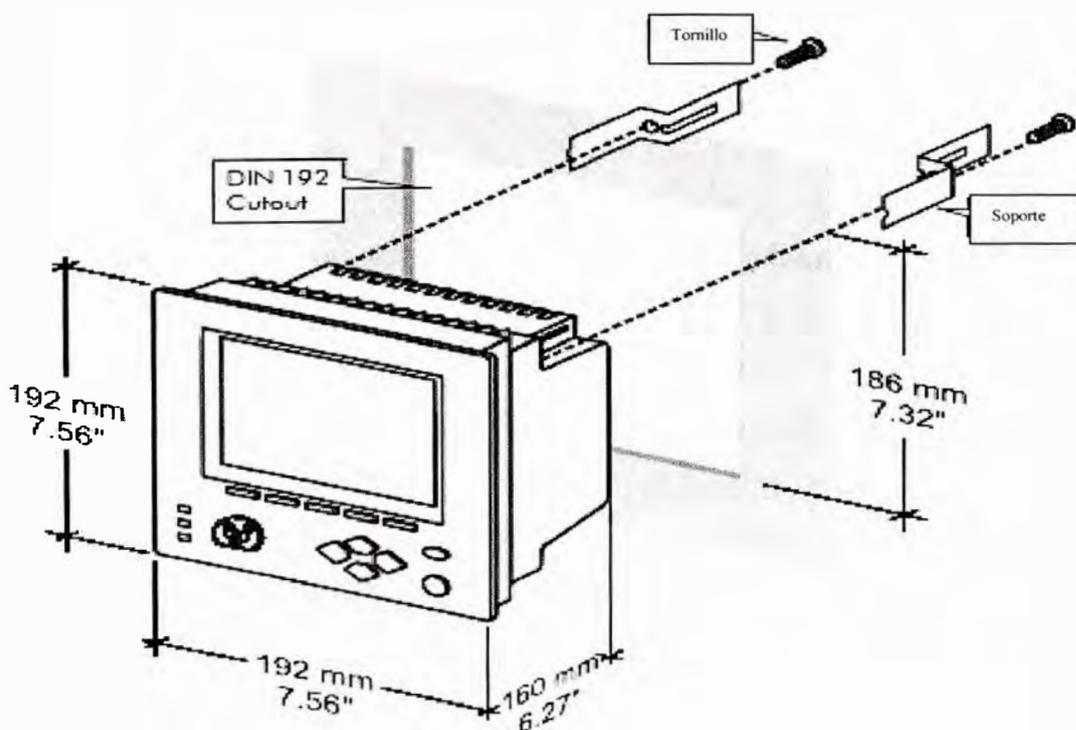


Fig. 3.5 Dimensiones para el montaje

3.3.2 Conexiones eléctricas:

a) Fuente de Alimentación

Los medidores pueden ser alimentados con una fuente de 85 a 240 Voltios AC o de 110 a 330 Voltios DC

b) Puesta a tierra del chasis

El Terminal de conexión a tierra del chasis debe estar conectado a tierra física. Una buena conexión a tierra es esencial para el correcto funcionamiento de los circuitos de protección del medidor frente a sobretensiones y oscilaciones de la red.

c) Entradas de Voltaje

El fabricante recomienda el conductor AWG 12 al 14 ($2,5$ a $4,9$ mm²) para todas las conexiones de tensión de fase. El conexionado de fase y polaridad es vital para el correcto funcionamiento del medidor. Todos los conductores deben estar protegidos con fusibles.

- Especificaciones
 - Entradas: V1, V2, V3, V4, VREF
 - Nominal: 0 a 347 voltios RMS (L-N) y 0 a 600 voltios RMS (L- L)
 - Sobrecarga: 1 500 VAC RMS continuo
- Conexión de entrada de referencia de tensión (Vref)
 - Se debe conectar a un punto donde no se produzcan errores de tensión debido a una caída de la tensión de distribución.
- Conexión de entrada V4
 - Se utiliza para controlar la toma de tierra en los sistemas de conexión a tierra en Y de tres y cuatro hilos (la medición es relativa a Vref, de modo

que la ubicación de la conexión V_{ref} es esencial para interpretar las tensiones medidas en V_4).

d) Entradas de Corriente

El fabricante recomienda el conductor AWG 12 al 14 ($2,5$ a $4,9 \text{ mm}^2$) para todas las conexiones de corriente de fase. El conexionado de fase y polaridad es vital para el correcto funcionamiento del medidor. Todos los conductores deben estar protegidos con fusibles.

- Especificaciones

Entradas: I1, I2, I3, I4, I5

Transformadores de corriente estándar:

- Clase 2 ANSI:

Nominal: 1A, 2A, 5A y/o 10A RMS

Corriente de inicio: 0.001 A RMS

Sobrecarga: 50 A RMS por 1 segundo no recurrente

Carga: 0,015 VA por fase (a 1A)

- Clase 20 ANSI:

Nominal: 5A, 10A, y/o 20A RMS

Corriente de inicio: 0.005 A RMS

Sobrecarga: 500 A RMS por 1 segundo no recurrente

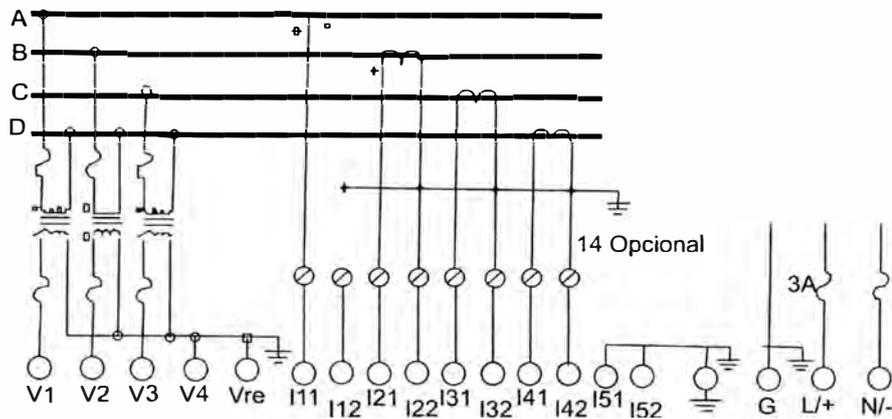
Carga: 0,05 VA por fase (a 5A)

- Conexiones de entrada de corriente I4 y I5

Se utilizan para medir la corriente en el conductor neutro o de tierra. La I4 se utiliza para la corriente neutra y la I5 para la tierra

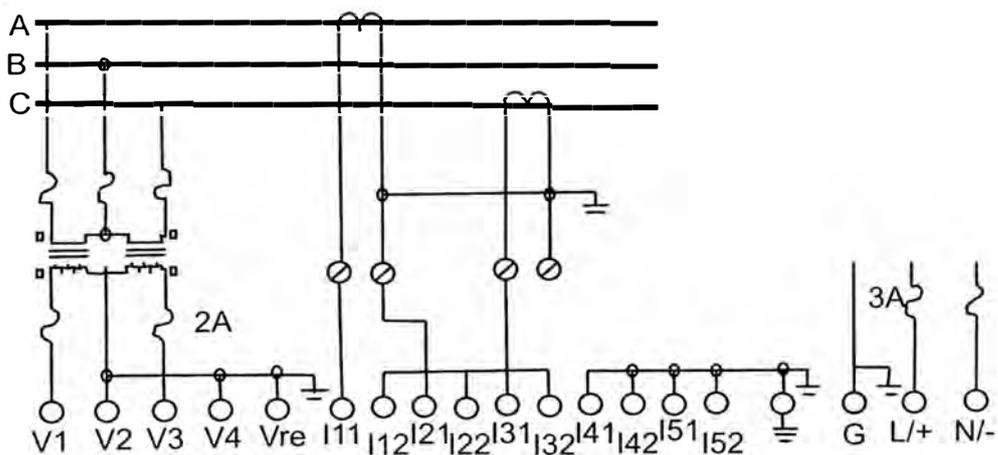
e) Diagrama de conexiones

Las Figuras 3.6 y 3.7 muestra los diagramas típicos de conexión a los que se conectan los medidores.



Utilizar transformadores (PT) para voltajes 347 V L-N/600 V L-L
 Cableado en estrella para primario y secundario de transformadores de tensión (PT)
 Conexión: 4 hilos - estrella

Fig. 3.6 Diagrama de conexión sistema de 3 elementos



Utilizar transformadores de tensión (PT) para voltajes sobre 600 V L-L
 Conexión: 3 hilos - delta

Fig. 3.7 Diagrama de conexión sistema de 2 elementos

3.3.3 Conexiones de las comunicaciones:

La mayoría de las conexiones del medidor están hechas en la tarjeta de comunicación, la cual se encuentra en la parte posterior del medidor. Las conexiones ópticas están hechas en la parte frontal del medidor.

La Figura 3.8 muestra las conexiones de comunicación soportadas en los medidores ION.

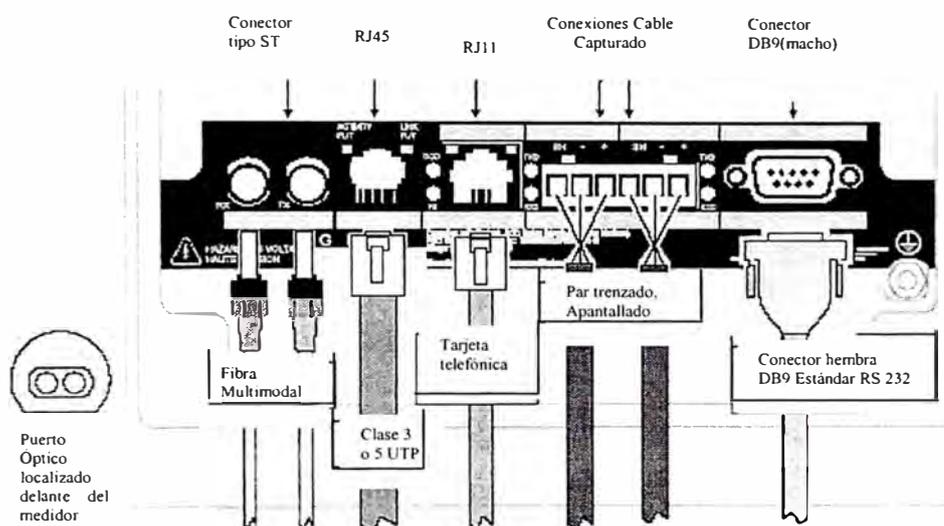


Fig. 3.8 Conexiones de Comunicación

a) Conexiones del puerto RS-232 (COM1)

La conexión RS-232 se realiza en el conector macho DB9 (COM1). El medidor actúa como un dispositivo DTE en todas las conexiones RS-232. La máxima longitud del cable es de 50 pies (15,2 m).

- Conexión a la computadora

Se utiliza un cable null módem para conectar a la computadora. En el extremo se utiliza un conector DB9 hembra para unirlo al conector macho DB9 del medidor.

La Figura 3.9 muestra la conexión para comunicación con una computadora local.

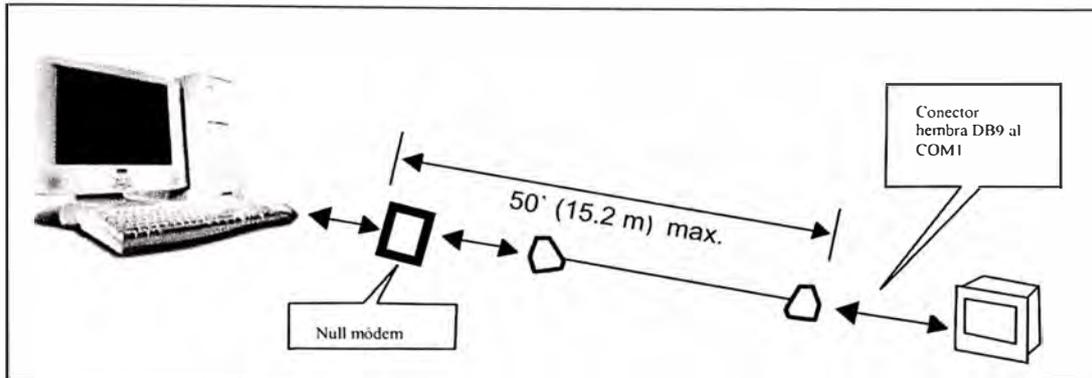


Fig. 3.9 Conexión a computadora

- Conexión a módem externo

Se utiliza un cable directo estándar RS-232 para la conexión al módem externo. En el extremo se utiliza un conector DB9 hembra para unirlo al conector macho DB9 del medidor.

La Figura 3.10 muestra la conexión para comunicación remota mediante un módem externo conectado al medidor.

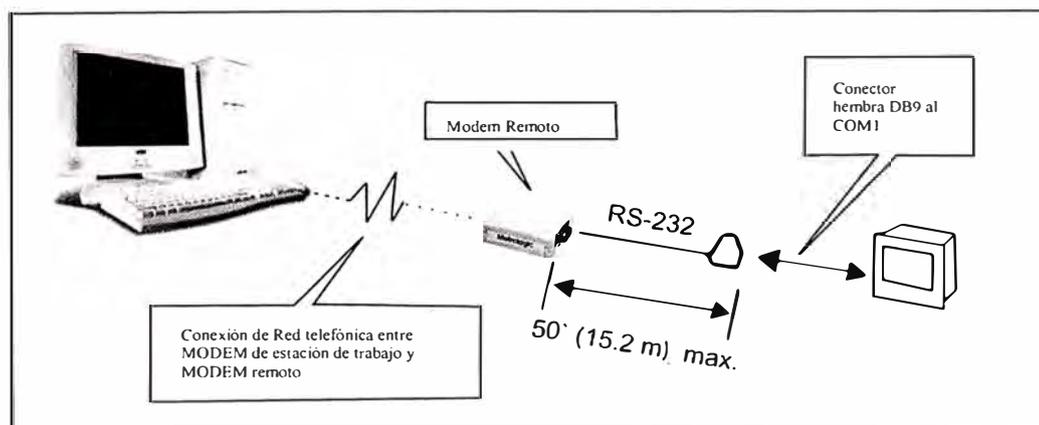


Fig. 3.10 Conexión a módem externo

La Figura 3.11 muestra la conexión del medidor ION a un grupo de medidores mediante un convertidor RS232/RS485.

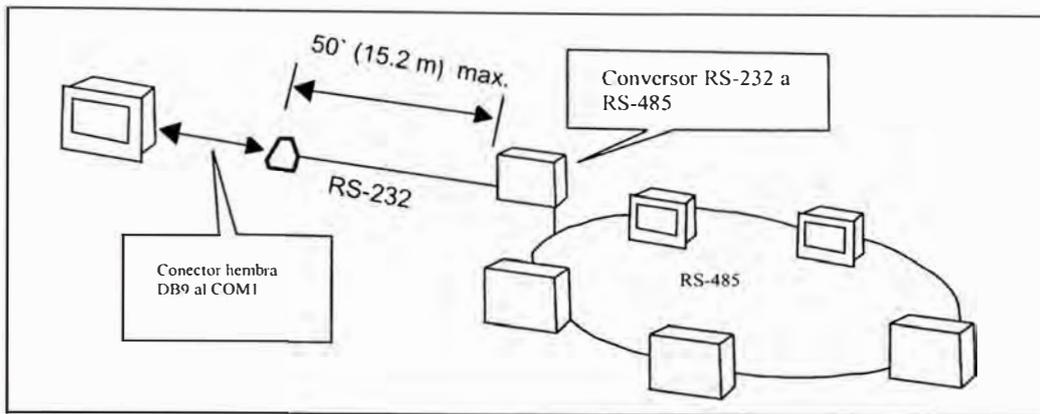


Fig. 3.11 Conexiones de medidores

b) Conexiones del puerto RS-485 (COM1 y COM2)

Las conexiones del puerto RS-485 se realizan mediante los conectores de hilo tipo capturado ubicado en la parte posterior del medidor.

Pueden conectarse hasta 32 medidores en un solo bus del RS-485. Se recomienda utilizar un cable de par trenzado de buena calidad, el AWG 22 ($0,5 \text{ mm}^2$) o mayor. La longitud del cable del RS-485 que conecta todos los equipos no debe ser superior a 4000 pies (1 219m). El bus del RS-485 debe configurarse en topología de línea recta o bucle.

La Figura 3.12 es una conexión típica en línea recta.

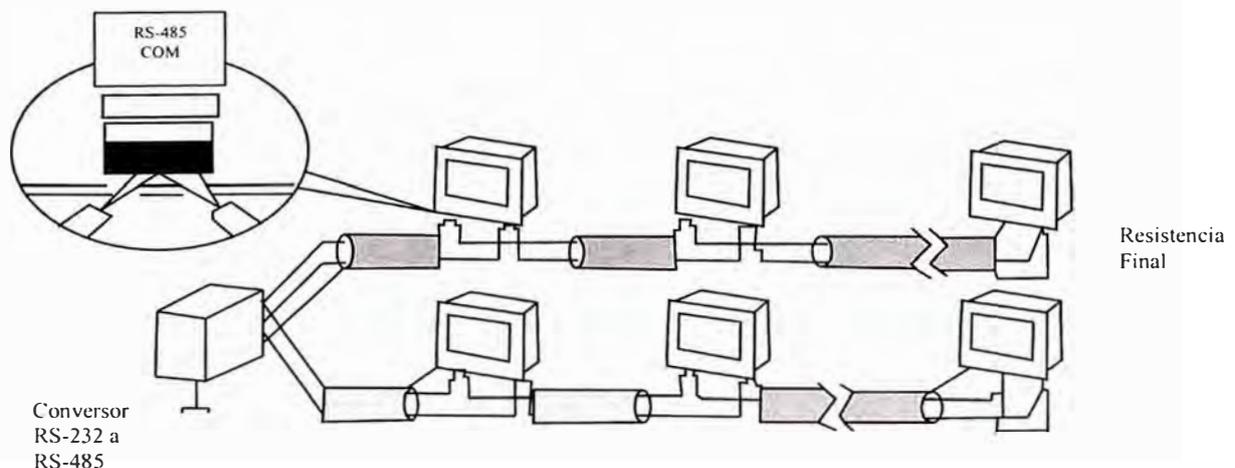


Fig. 3.12 Topología lineal

La Figura 3.13 es una conexión típica en lazo.

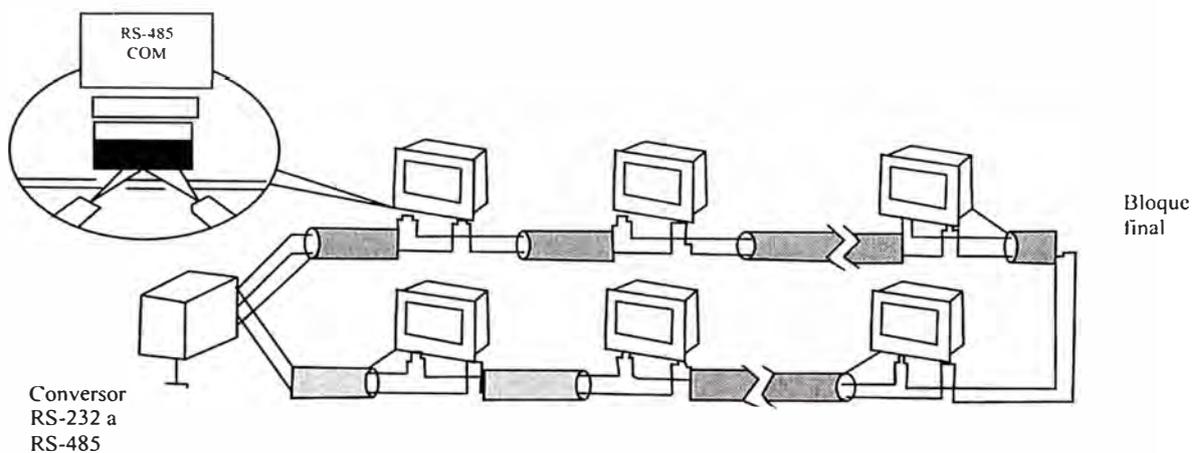


Fig. 3.13 Topología en lazo

c) Conexiones del Módem interno (COM3)

Este tipo de conexión es opcional, se realiza en la tarjeta de comunicación ubicada en la parte posterior del medidor, vía un conector RJ11.

Para habilitar la comunicación a través del módem interno del medidor se debe configurar el COM3 del módulo de comunicaciones.

La Figura 3.14 es una conexión para comunicación remota con módem interno del medidor.

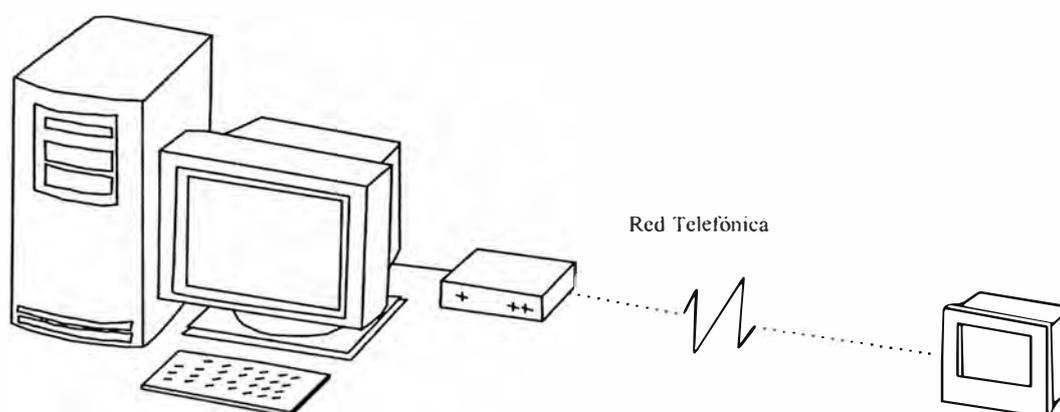


Fig. 3.14 Conexión módem interno

Protocolo ModemGate

El protocolo ModemGate crea una conexión de comunicación entre la red telefónica y el bucle RS-485 de los equipos conectados al COM 1 o COM2 del medidor ION.

La Figura 3.15 es un esquema de comunicación entre la red de teléfono y la red serial de los medidores a través del módem interno del medidor.

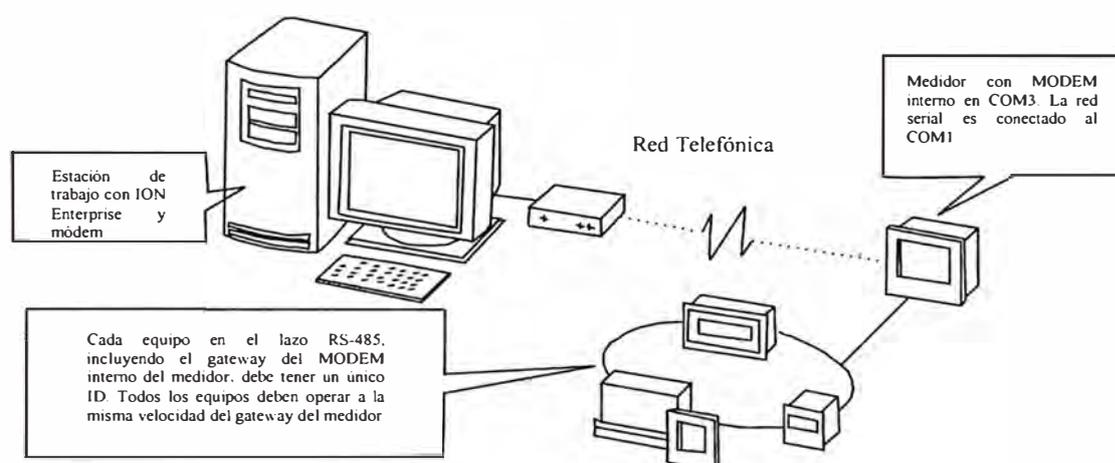


Fig. 3.15 Conexión entre red telefónica y red serial RS-48

d) Conexión del Puerto Óptico (COM4)

El puerto óptico es diseñado para aceptar un conector magnético ANSI Type 2. Con la ayuda de una PC portátil se puede configurar el medidor, descargar información y comunicarse en tiempo real a los datos medidos.

Para habilitar la comunicación del puerto óptico, se debe configura el COM4 del módulo de comunicaciones.

La Figura 3.16 muestra la conexión de una computadora portátil a través del puerto óptico del medidor.

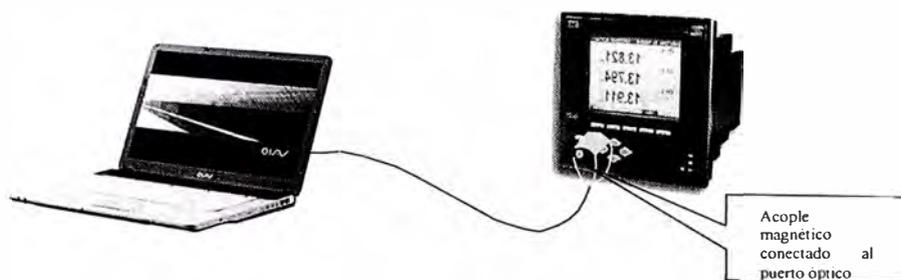


Fig. 3.16 Conexión por puerto Óptico

e) Conexiones Ethernet

Esta sección es opcional, aplicable solo si su medidor ION dispone de la opción Ethernet. Existe la opción con puerto Ethernet 10 Base-T que utiliza el conector modular RJ45 y el puerto Ethernet 10Base-FL que utiliza conectores tipo ST. Ambos se encuentran en la parte posterior del medidor.

En la Figura 3.17 se muestra el esquema básico de conexión Ethernet.

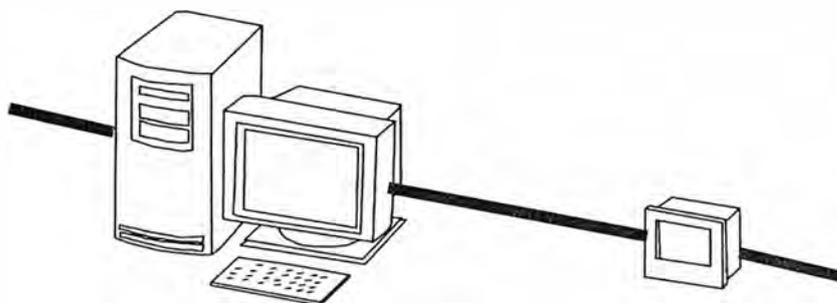


Fig. 3.17 Conexión Ethernet

Protocolo EtherGate

El protocolo EtherGate permite al medidor ION actuar a modo de puerta de protocolo y transmitir datos directamente entre las redes de Ethernet y RS-485.

El protocolo EtherGate es habilitado en los puertos seriales COM1 y COM2. Cuando el medidor está configurado en EtherGate, la transmisión de datos entre la red Ethernet y el bucle RS-485 se realiza de forma automática.

La Figura 3.18 es un esquema de comunicación entre la red Ethernet y la red serial de los medidores a través del puerto Ethernet del medidor.

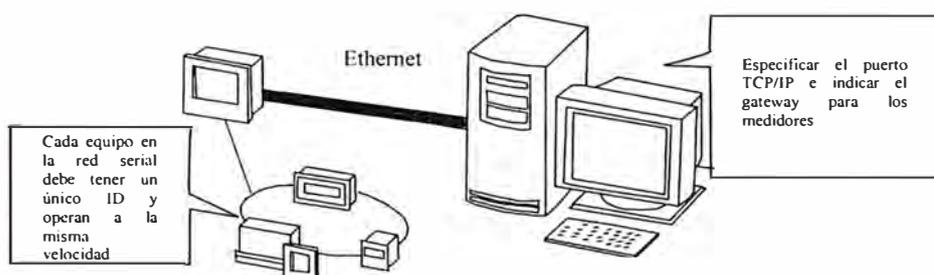


Fig. 3.18 Conexión entre red Ethernet y red serial RS-485

3.4 Operación

El panel frontal del medidor es usado para mostrar datos por pantalla y configuración básica del medidor. Proporciona un display detallado de gráfico y texto, el cual viene configurado de fábrica para mostrar muchos de los parámetros medidos por el medidor.

El display del medidor muestra datos numéricos, eventos, diagramas fasoriales, gráfico de barras e histogramas de armónicos.

La Figura 3.19 muestra los botones de acceso a información del medidor por la pantalla del panel frontal.

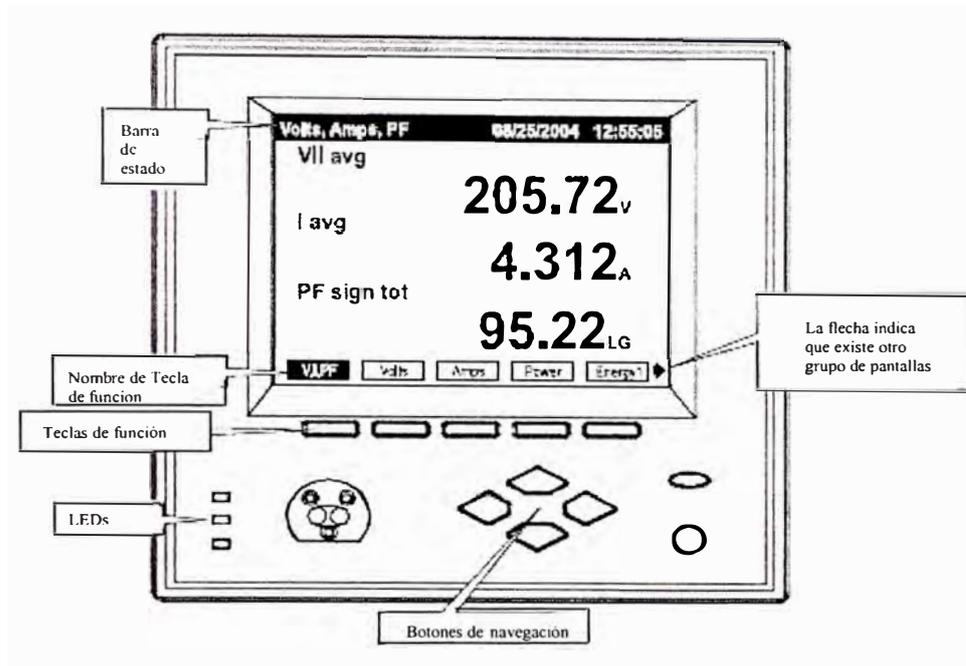


Fig. 3.19 Botones del Panel Frontal

3.4.1 Función de los botones

- Navegación

Los botones de navegación horizontal (tecla derecha/izquierda) seleccionan diferentes Softkey titles para acceso a diferentes pantalla de datos. El botón de navegación vertical (tecla arriba/abajo) es usado para navegar en cierto rango de datos de la pantalla.

- Sofkeys

Presionando el botón Sofkey (tecla de función) se selecciona los datos habilitados en pantalla del correspondiente título de Sofkey.

- Barra de estado

La barra de estado del medidor se encuentra a lo largo de la parte superior de todo la pantalla. En el modo datos de display la barra de estado muestra la fecha en formato (configurable) MM/DD/AA, la hora actual en formato de 24 horas y el titulo de la pantalla de display.

3.4.2 LED indicadores

- LED verde de operación (LED superior)

Siempre debe estar encendido cuando el medidor está en servicio

- LED verde (LED intermedio)

Es configurado para emitir pulsos de WH. Durante la operación normal el LED parpadea intermitentemente mientras el medidor mide la energía del sistema.

- LED rojo (LED inferior)

Es programable por el usuario. Una de sus principales aplicaciones es para notificación de alarmas.

3.4.3 Pantallas de Display

- Pantallas de Display cíclico

10 pantallas de datos de display se encuentran en el ciclo de display automático.

Por defecto las pantallas de display se repiten en el siguiente orden:

1. V, I, PF (Volts, Amp, Power factor)

Esta pantalla de display numérico contiene el promedio del voltaje línea – línea, promedio de corriente y la señal total de factor de potencia.

2. Volts (Voltios)

Pantalla de display numérico, muestra el voltaje línea-línea V_{ab} , V_{bc} y V_{ca} .

3. Amps (Amperios)

Pantalla de display numérico, que contiene las corrientes I_a , I_b e I_c .

4. Power (Potencia Total)

Pantalla de display numérico, que contiene valores totales de kW, kVA y kVA

5. Energy1 (Energía entregada)

Pantalla de display numérico, que muestra valores de energía entregada para kWh, kVARh y Kva..

6. Demand1 (demanda entregada)

Pantalla de display numérico, que muestra valores de demanda entregada para kW, kVAR y kVA en el periodo previo de demanda.

7. Pk Dmd1 (Demanda pico entregada)

Pantalla de display numérico, que muestra valores de demanda máxima entregada para kW, kVA y kVA. Muestra la fecha y hora de la última actualización.

8, 9,10 V Bar, I Bar, P Bar

Estas tres pantallas muestran las tendencias en gráficos de barra, valores en tiempo real de Voltaje, corriente y potencia; también, muestra el mínimo y el máximo registrado.

- Pantallas adicionales

Adicionalmente a las pantallas por defecto, se puede encontrar más pantallas como: resúmenes de parámetros medidos, diagramas fasoriales, eventos, setpoint, energías y potencias recibidas, distorsión armónica total, armónicos de tensión y corriente, Tiempo de uso de tarifas (TOU) y otros.

3.5 Programación

3.5.1 Programación básica

El primer paso para poner en servicio un medidor ION es configurar el medidor a través del panel frontal. La configuración básica determina cómo el medidor debe interpretar el sistema de alimentación al que está conectado y cómo se comunica con las estaciones de trabajo conectadas.

Las estaciones de trabajo no pueden comunicarse con el medidor hasta que se haya completado esta configuración.

a) Acceso al menú Configuración del medidor ION

Pulsar el botón PROG para acceder al menú de configuración principal.

b) Acceso a un elemento del menú:

1.- Resalte el elemento del menú al que desea acceder con los botones de Navegación de flecha arriba y abajo.

2.- Pulse de nuevo el botón PROG para acceder al elemento menú.

c) Funciones de los botones

PROG

En el modo de programación, el botón PROG funciona igual que la tecla Enter del teclado de una PC. Pulse el botón PROG para aceptar las modificaciones.

ESC

El botón ESC permite regresar a un menú superior o interrumpir una modificación de los parámetros de configuración.

NAVIGATION

- Selección de elementos: Puede resaltar los elementos del menú con los botones de flecha arriba (up) y abajo (down) y luego pulse el botón PROG para seleccionar el elemento deseado.
- Introducción de números: con un dígito resaltado, al pulsar el botón de flecha arriba (up) el n° aumenta en una unidad y al pulsar el botón de flecha abajo, disminuye en una unidad. También, puede desplazar el cursor a un dígito adyacente con los botones de flecha derecha/izquierda.

SOFTKEY

Pulsar una tecla de función (softkey) cuando estén disponibles las opciones correspondientes (cuando aparezcan los títulos en la barra de títulos). Utilice estas teclas para seleccionar los parámetros que desea configurar de los diferentes submenús.

La Figura 3.20 muestra los botones de programación del medidor

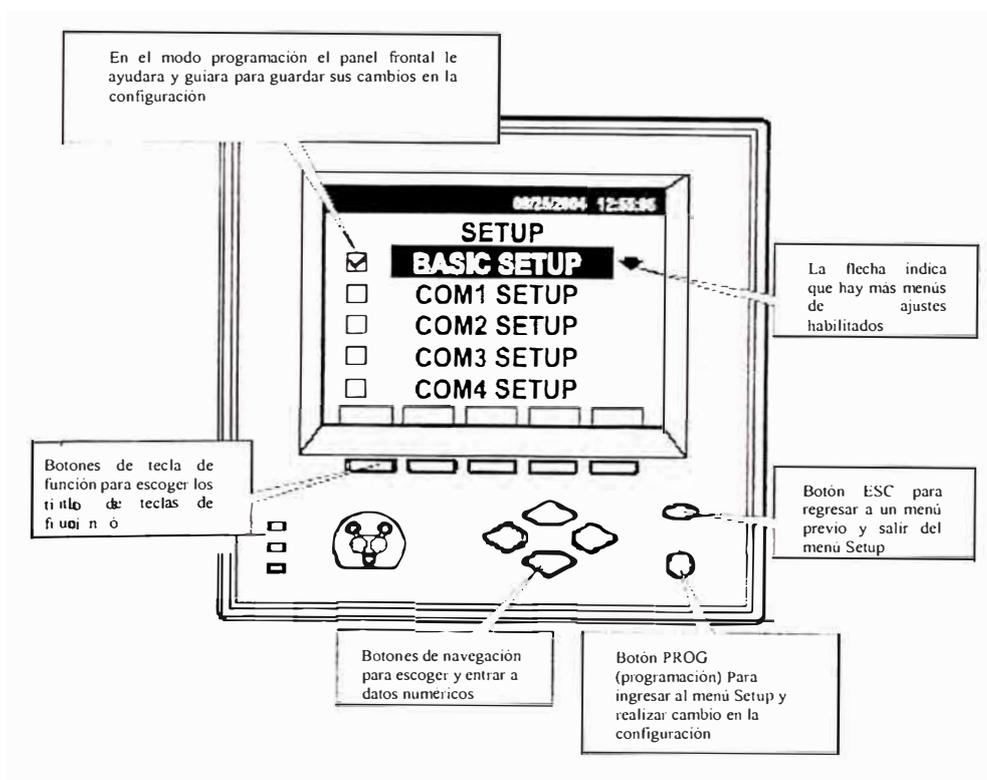


Fig. 3.20 Botones de programación

d) Contraseñas

Todas las funciones de configuración del panel frontal están protegidas por contraseña. El valor de fábrica de la contraseña es 0 (cero). Con la contraseña puede acceder al menú Configuración de Seguridad y desactivar o sustituir la contraseña por un valor personalizado. El panel frontal sólo solicita la contraseña del medidor antes de realizar la primera modificación.

e) Confirmación de las modificaciones de la configuración

La Figura 3.21 aparecerá cada vez que intente cambiar los parámetros del medidor a través del panel frontal. También le permite interrumpir una modificación no deseada. Asimismo, el panel frontal le comunica si una entrada está fuera del rango establecido. En ambos casos, se debe pulsar el botón PROG para regresar a la pantalla de configuración.



Fig. 3.21 Pantalla de confirmación

f) Configuración básica

El menú Configuración Básica del medidor ION contiene los valores que por regla general, no necesitan reconfigurarse una vez que se ha puesto en servicio el medidor. La Tabla N° 3.1 muestra los accesos a parámetros básicos del sistema que ofrece el menú Configuración Básica.

TABLA N° 3.1 Parámetros del sistema de medición

Submenú	Registro	Valor de fábrica	Descripción
Configuración TP/TC	Volts Mode	4 hilos estrella	Configuración del sistema de alimentación
	TP Primary	120	Tensión nominal del bobinado primario del TP para VA, VB y VC
	TP Secondary	120	Tensión nominal del bobinado secundario del TP para Va, Vb y Vc
	TC Primary	5	Intensidad nominal del bobinado primario del TC para IA, IB, y IC
	TC Secondary	5	Intensidad nominal del bobinado secundario del TC para Ia, Ib, y Ic
V4 Config.	V4 Primary	120	Bobinado nominal primario del TP en la entrada V4
	V4 Secondary	120	Bobinado nominal secundario del TP en la entrada V4
I4/I5 Config.	I4 Primary	5	Bobinado nominal primario del TC en la entrada I4
	I4 Secondary	5	Bobinado nominal secundario del TC en la entrada I4
	I5 Primary	5	Bobinado nominal primario del TC en la entrada I5
	I5 Secondary	5	Bobinado nominal secundario del TC en la entrada I5
V Polaridad (*)	VA Polarity	Normal	Polaridad del transformador de tensión en VA
	VB Polarity	Normal	Polaridad del transformador de tensión en VB
	VC Polarity	Normal	Polaridad del Transformador de tensión en VC
	V4 Polarity	Normal	Polaridad del transformador de tensión en V4
I Polaridad (*)	IA Polarity	Normal	Polaridad del transformador de corriente en IA
	IB Polarity	Normal	Polaridad del transformador de corriente en IB
	IC Polarity	Normal	Polaridad del transformador de corriente en IC
	I4 Polarity	Normal	Polaridad del transformador de corriente en I4
	I5 Polarity	Normal	Polaridad del transformador de corriente en I5

* Las polaridades pueden ser normales o inversas.

g) Configuración de las comunicaciones del medidor

El ajuste de las comunicaciones normalmente se realiza cuando se pone en servicio el medidor. Estos parámetros de ajuste contenidos en el módulo de comunicaciones definen los parámetros usados por cada puerto. Estos parámetros varían de acuerdo al tipo de canal de comunicación seleccionado.

La Tabla N° 3.2 muestra los parámetros del sistema de comunicación del medidor.

TABLA N° 3.2 Parámetros del sistema de comunicación

Módulo	Ajuste
Comm 1	Puerto seleccionable RS-232 o RS-485 en COM1
Comm 2	Puerto RS-485 de alta velocidad en COM2
Comm 3	Módem interno opcional en COM3
Comm 4	Puerto Óptico en COM4
Ethernet	Puerto Ethernet opcional 10 Base-T o 10 Base-FL

Las configuraciones activas de los puertos de comunicación del medidor se encuentran en los menús del COM Setup.

h) Parámetros de configuración de la red

Este elemento del menú le permite configurar el canal de comunicación Ethernet 10 Base T (o el opcional 10 Base-FL). Aquí puede configurar los siguientes parámetros:

La Tabla N° 3.3 muestra los parámetros del sistema de comunicación por red.

TABLA N° 3.3 Parámetros del sistema de comunicación por red

Parámetro	Descripción
IP Adress	Fija la dirección IP del medidor ION
Subnet Mask	Utilizado si se aplican subredes a su red
Gateway	Utilizado en configuraciones de redes múltiples

Normalmente es el Administrador de la red quien debe facilitar la dirección IP adecuada para el medidor ION. Los parámetros de la máscara de subredes y del gateway sólo son necesarios para las comunicaciones entre redes Ethernet múltiples en las que se utilizan subredes.

i) Configuraciones adicionales

Otras configuraciones básicas como ajuste de la hora del reloj del medidor, formato para fechas, formato numérico, unidades, ajustes del display y seguridad del medidor se encuentran disponible.

3.5.2 Programación por Software

a) Fundamentos

Los medidores vienen de fábrica con una programación característica, que puede ser obtenido del medidor como un archivo para modificarlo de acuerdo a las necesidades del usuario.

Para modificar o crear la configuración por software de un medidor ION, se utiliza el Diseñador de las herramientas del software ION Enterprise (DESIGNER). El diseñador esta basado en la arquitectura ION. El ION trata a las funciones tradicionales como objetos modulares que pueden ser enlazados y personalizados.

Los módulos ION enlazados para realizar una tarea especializada reciben el nombre de “framework”. Un framework define una función específica del

medidor ION, tal como el framework de energía y demanda o framework de calidad de energía. Estas diferentes funciones de framework son luego agrupados para un medidor ION en particular y juntos se les conoce como “template”. Cada medidor ION tiene su propia plantilla que define las capacidades de medición y monitoreo.

El ION Designer provee un ambiente gráfico que permite fácilmente visualizar y enlazar los objetos. Esto permite que el medidor sea configurado gráficamente.

b) Configuración

Con un poco de experiencia en el manejo de las funciones del ION Designer, se logra elaborar el framework de acuerdo a las necesidades del usuario. Esta herramienta posee una potente y extensa librería para la elaboración de las funcionalidades del medidor.

En el ION Designer se selecciona el medidor que se desea modificar su configuración, y luego se selecciona y pega el framework elaborado.

Finalmente debe enviar y salvar el archivo. Con esto la nueva configuración es descargada al medidor ION.

3.6 Comunicación

El medidor ION 7500/7600 tiene varias posibilidades de comunicación el cual depende de las opciones ordenadas en la compra del medidor.

3.6.1 Puertos de comunicación

Todos los puertos de comunicación pueden ser usados al mismo tiempo. Ello proporciona un compartimiento seguro de los datos con diversos sistemas de administración de la energía mediante una selección de normas y protocolos de comunicación.

La Tabla N° 3.4 muestra los puertos de comunicación disponibles en el medidor.

TABLA N° 3.4 Puertos de comunicación del medidor

Puerto COM	Conexiones disponibles	Estándar/Opcional
1	Puerto seleccionable RS-232/RS-485	Estándar
2	Puerto dedicado RS-485	Estándar
3	Módem interno	Opcional
4	Puerto Óptico	Estándar
Ethernet	10Base-T o 10Base-FL	Opcional

Características de los puertos de comunicación

1) COM 1: Conexión serial RS-232 ó RS-485

Seleccionable entre RS-232 y RS_485

- Protocolos: ION, DNP 3.0 Modbus RTU, GPS, EtherGate™, ModemGate™ o Modbus Master
- Velocidad en baudios: 300 bps a 115 200 bps

2) COM 2: Conexión serial RS-485

- Protocolos: ION, DNP 3.0 Modbus RTU, GPS, EtherGate™, ModemGate™ o Modbus Master
- Velocidad en baudios : 300 bps a 57 600 bps

3) COM 3: Módem interno

El módem interno para red telefónica ofrece una conexión rápida, ModemGate™, así como una función de interconexión que permite compartir el módem interno del medidor a través de los puertos de serie con hasta 31 equipos adicionales.

- Protocolos: ION, Modbus RTU y DNP 3.0
- Velocidad en baudios: Hasta 33 600 bps.

4) COM 4: Conexión serial puerto óptico

Ubicado en la parte frontal del medidor

- Protocolos: ION, Modbus RTU y DNP 3.0

5) Puerto Ethernet:

El puerto opcional 10Base-T o 10Base-FL ofrece acceso directo a través de un LAN/WAN de Ethernet e incluye la herramienta de comunicación EtherGate™. Este sistema permite transferir datos de hasta 62 equipos conectados a través de los dos puertos seriales del medidor.

- Protocolos: TCP/IP, ION, Modbus TCP, Telnet
- Velocidad en baudios: Hasta 10 Mbps.

3.6.2 Protocolos de comunicación

Por defecto todos los puertos de comunicación son configurados para usar el protocolo ION. Para usar otros protocolos se necesita configurar el Protocol Setup register para el módulo de comunicación que controla el puerto que se desea usar.

Protocolos disponibles

- ION
- Modbus RTU
- Modbus Master

- DNP 3.0
- GPS
- EtherGate
- ModemGate
- Fábrica (reservado para uso de Soporte Técnico del fabricante)

3.6.3 Acceso multipuerto, multiprotocolo

La Figura 3.22 nos muestra un ejemplo de comunicación simultánea con el medidor ION a través de diferentes puertos y protocolos de comunicación.

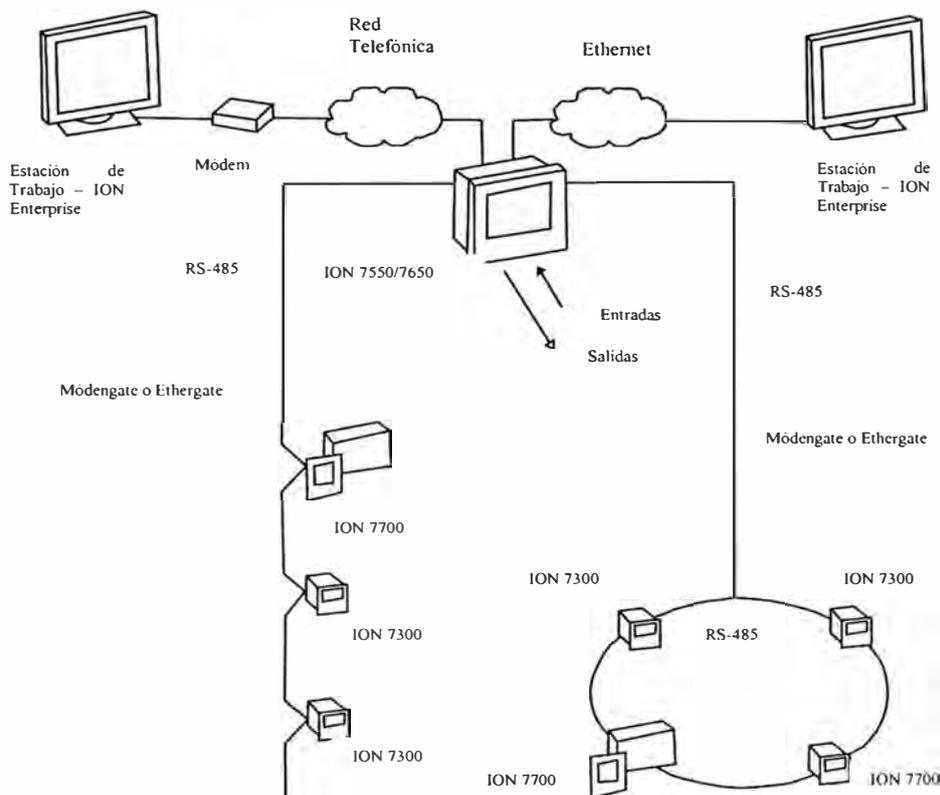


Fig. 3.22 Conexión multipuerto y multiprotocolo

3.7 Pruebas de Operación

3.7.1 Verificación del funcionamiento del medidor

El funcionamiento del medidor se puede verificar con los tres LEDs del panel frontal y comprobando la alimentación del medidor.

- a) El LED superior (verde) siempre estará encendido cuando el medidor se encuentra operativo.
- b) El LED central (verde) es un generador de impulsos de 1,8 Wh. Durante el funcionamiento normal el LED parpadea de forma intermitente mientras el medidor mide la energía del sistema. Este LED se utiliza para calibrar el medidor.
- c) El LED inferior (rojo) es programable por el usuario. Por ejemplo para la notificación de alarmas.

Los LEDs de la parte posterior del medidor deben encontrarse parpadeando durante las comunicaciones.

3.7.2 Verificación del conexionado del medidor

El conexionado del medidor puede verificarse con la pantalla de diagrama fasorial de voltajes y corrientes. Las magnitudes y ángulos entre las fase de voltaje y corriente también son mostrados en pantalla.

La Figura 3.23 muestra la pantalla de fasores de voltaje y corriente del sistema de medición.

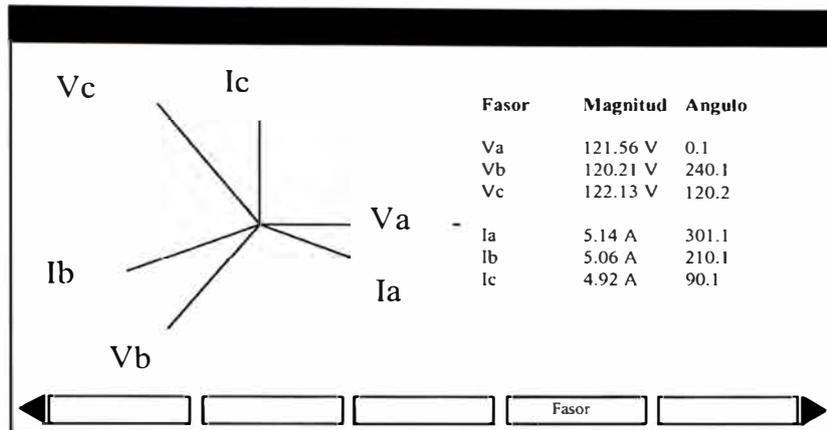


Fig. 3.23 Pantalla de diagrama fasorial

3.7.3 Visualización de los datos del medidor

Con las teclas de función podemos seleccionar los datos que deseamos que se muestren en pantalla y que nos permiten verificar las magnitudes medidas. Por ejemplo el Voltaje, Corriente, Potencia, Factor de Potencia, etc.

3.8 Calibración del medidor

Para verificar la exactitud de operación del medidor se realizan pruebas de calibración, estas pruebas se llevan a cabo con un medidor patrón de exactitud mejor al medidor bajo prueba.

El medidor tiene en el panel frontal LEDs de salida de pulsos de calibración que pueden configurarse para pruebas de energía activa o energía reactiva. El medidor guarda en su configuración la constante de salida de pulsos para prueba de calibración, el cual puede ajustarse para acelerar o desacelerar la emisión de pulsos.

Para las pruebas de calibración en el equipo patrón se conectan las señales de voltaje en paralelo con las señales de voltaje que llegan al medidor y la corriente se conecta en serie con la señal de corriente del medidor.

Se conecta el sensor de pulsos del patrón en el LED de salida de pulsos de calibración del medidor en prueba y se ingresa el factor de watt-hora/pulso del medidor al medidor patrón. Esto permitirá que el equipo patrón compare la energía medida por el medidor bajo prueba con la energía medida por el medidor patrón. Asimismo, en el equipo patrón se ingresan datos como el tipo de sistema que se está midiendo (delta o estrella), niveles de tensión y corriente, tiempo o muestra para la calibración.

Finalmente, el medidor patrón entrega el error porcentual de la exactitud del medidor bajo prueba respecto al medidor patrón.

CAPITULO IV

APLICACIÓN DEL MEDIDOR ION EN LA C.H. CAÑÓN DEL PATO

La Central Hidroeléctrica Cañón del Pato, está ubicado en el Departamento de Ancash, Provincia de Huaylas, sobre el margen derecho del Río Santa, entre el Río Quitaracsa y la Quebrada los Cedros. Se puede llegar a ella por Chimbote o por la ruta del Callejón de Huaylas.

Es un centro de producción de energía eléctrica de la empresa Duke Energy Egenor, tiene como potencia instalada 264 MW conectada al SEIN y cuenta con una subestación con niveles de voltaje de 138kV, 66kV y 13,8 kV.

4.1 Breve descripción del sistema eléctrico en la C.H. Cañón del Pato

4.1.1 Centro de producción

La Central de energía cuenta con 06 grupos de generación de electricidad de 44 MW cada uno, entregan la energía en 13,8 kV y cuenta con 03 servicios auxiliares en 440 V que alimentan la casa de máquinas. La producción es elevada de 13,8 a 138 kV y es transportada a la subestación conocida con el nombre de Huallanca, ubicada a pocos metros de la Casa de Máquinas.

4.1.2 Centro de transformación

La subestación eléctrica Huallanca tiene 06 llegadas de la Casa de Máquinas en 138 kV y 05 salidas en 138 kV, donde 03 salidas van a la subestación Chimbote1, 01 salida para la línea de Minera Barrick-Pierina y otra salida al transformador de potencia de 15 MVA.

El transformador de 15 MVA reduce la tensión a 66 kV, en la barra de 66 kV se encuentra conectada 02 salidas para la demanda de Hidrandina como son el Callejón de Huaylas y la línea a Sihuas y una tercera salida conectada al transformador de 3 MVA que reduce la tensión a 13,8 kV para atender la demanda local de Hidrandina y los servicios internos de la central eléctrica como campamento, bocatoma y casa de fuerza.

4.2 Medición de generación y demanda de energía eléctrica

Se encuentran diferentes tipos de carga conectada, como es la producción de la central, carga del Servicio Público de Hidrandina, demanda de Cliente Libre Minera Barrick y los servicios auxiliares de las instalaciones de la central.

4.2.1 Producción de energía

Se requiere medir la energía y potencia generada por los grupos a intervalos de 15 minutos y con medidores de exactitud igual o mejor a la clase 0,2 IEC. Estas características son requeridas por el COES-SINAC, para la determinación del día y hora (periodo de 15 minutos) de máxima demanda del sistema interconectado nacional.

También, para fines de supervisión de la operación de la central desde un Centro de Control distante, se requiere el monitoreo en tiempo real de las variables eléctricas mas relevantes. Asimismo, se requiere reportes de energía y potencia que faciliten el análisis de la energía producida.

4.2.2 Consumo de energía

Los consumos de energía que se miden son la demanda del Servicio Público de Callejón de Huaylas, Sihuas, pueblo Huallanca, etc. y demanda de Cliente Libre Minera Barrick-Pierina.

Para informar al COES-SINAC las entregas de energía de nuestro centro de producción y los retiros de energía y potencia absorbidas por los clientes del SEIN, se requiere medir la energía y potencia a intervalos de 15 minutos con medidores de exactitud igual o mejor a la clase 0,2 IEC. Esta información se utiliza para valorizar las transferencias de energía y potencia entre generadores integrantes del COES-SINAC.

De igual forma para determinar las penalidades por consumos de energía reactiva inductiva y capacitiva, se requiere registrar información en intervalos de 15 minutos para realizar la comparación de las energías activa y reactiva en los bloques horarios establecidos por el OSINERG.

Al igual que en producción se requiere el acceso confiable y oportuno a las variables eléctricas mas relevantes de los clientes desde un Centro de Control u oficinas de Comercialización de la energía. Asimismo, es necesario reportes de energía y potencia que faciliten el análisis de la energía producida.

4.3 Sistema de medición existente

4.3.1 Grupos de Generación

Los medidores existentes en lo grupos de generación son los 3720 ACM de Power Measurement. Estos medidores son electrónicos diseñados básicamente para uso industrial con características para el monitoreo y control de energía.

Una de las dificultades del medidor para el uso en la venta de energía es la exactitud, cuyos valores obtenidos en el campo - con métodos no recomendados técnicamente – se encuentran entre 0,4% y 0,5 %.

Los medidores 3720 ACM no tienen salida de pulsos para prueba de calibración, por lo cual las pruebas que se realizan no son técnicamente aceptables. Este aspecto es muy importante para la confiabilidad de los registros en el COES-SINAC.

El software M-SCADA del fabricante desarrollado en ambiente DOS, permite el monitoreo en tiempo real de las principales variables eléctricas como el voltaje, corriente, potencia, energía, factor de potencia, y frecuencia.

El monitoreo y la obtención de datos se realizaba desde las oficinas en Lima a través de una línea telefónica convencional, utilizando un módem Hayes en ambos extremos de la línea. En Lima un módem conectado a la computadora y en Cañón del Pato un módem conectado a un convertidor RS-232/RS-485 (COM128 de Power Measurement), que a su vez se conectaba a los medidores mediante una red topológica de los puertos RS-485.

4.3.2 Servicios auxiliares de casa de máquinas

La medición de servicios auxiliares solo contaba con un medidor electrónico marca Schlumberger SL-320 (Fulcrum) sin módem, los otros dos circuitos no contaban con medidor.

4.3.3 Subestación

a) En el nivel de 138 kV

- En las tres líneas que van a Chimbote1 se utilizaba medición electromecánica, los medidores eran trifásicos de la marca Landys & Gyr clase 0,5.

Estos medidores eran leídos mensualmente por los operadores de la Central para obtener un estimado de las pérdidas de energía en las líneas.

- La línea que alimenta a Minera Barrick cuenta con medidor electrónico Quantum Q121 (montaje switchboard) de la marca Schlumberger, el cual para fines de facturación cumple con los requerimientos mínimos necesarios, como son la exactitud (< 0,2% de error), almacenamiento de información en memoria a intervalos de 15 minutos hasta por 49 días para 08 parámetros. También,

registra la energía reactiva en cuatro cuadrantes y permite sincronizar la hora del reloj interno a la frecuencia de la red.

Estos medidores permiten realizar pruebas de calibración del medidor de acuerdo a lo recomendado por los fabricantes. Los medidores tienen una salida infrarroja que emite pulsos para calibración y pueden ser captados por el sensor de un medidor patrón para compararlos con la energía registrada por el patrón.

La programación del medidor efectuada con el software Minimaster incluía programación en display de tarifas hora punta y horas fuera de punta, valores que inicialmente se utilizaba para la facturación. Es decir, se emitía un reporte desde el software con lecturas congeladas a las 24 horas del último día del mes. Posteriormente, este proceso fue dejado de lado y se estandarizó el uso del perfil de carga almacenado en la memoria masa, a partir del cual se puede seleccionar horarios diferentes para la energía y potencia. Hoy en día existen contratos de suministro de electricidad en el que los horarios de horas de punta para la energía difieren del horario de punta para la potencia.

En cuanto a la comunicación del medidor, se utilizaba línea telefónica convencional, haciendo uso del módem interno del medidor y un módem externo en oficinas de Lima, que puede ser el módem Hayes o módem US Robotics 56K. La transmisión de datos es a 1200 bps, lenta debido a la tecnología de fabricación de los módem. La lectura del medidor se hacía en modo automático, se dejaba programado en el software Minimaster la fecha y hora de inicio de lecturas, normalmente durante la madrugada del primer día de cada mes.

- El transformador no contaba con medición de energía eléctrica.

b) En el nivel de 66 kV

- En los dos circuitos que alimentan a la carga de Hidrandina se utilizaban medidores Quantum Q101 y Q200 (ambos montaje A-base), donde el medidor

Q101 tiene las mismas bondades del medidor Q121 difiriendo solo en el montaje, su operación es similar al descrito anteriormente.

La diferencia entre el medidor Q200 y Q101 es que el Q200 no permite programar en el display las tarifas horarias, tema actualmente superado utilizando el perfil de carga. Por su parte el medidor Q200 permite registrar los voltajes por fase, motivo por el cual fue instalado para inspeccionar el balance de tensión en la barra de 66 kV, punto de entrega al cliente regulado Hidrandina.

- El transformador no contaba con medición de energía eléctrica.

c) En el nivel de 13,8 kV

Existían 06 medidores Fulcrum SL-320 de Schlumberger sin módem, instalados en el circuito totalizador y en las 05 salidas conectadas, donde 02 de ellas registran los consumos de Hidrandina y las otras 03 los consumos de campamento y servicios de Cañón del Pato.

Actualmente en cada uno de los circuitos de 13,8 kV se han instalado medidores Quantum Q121 con módem de características técnicas y operativas similares a los descritos anteriormente.

Se espera que en el futuro estos puntos de medición se implementen con medidores ION.

4.4 Instalación del medidor ION

El proyecto de modernización del equipamiento de medición consistió en dos etapas, la primera a cargo de la Gerencia de Producción dentro de la modernización de la Subestación Huallanca e incluyó nueve (09) medidores ION 7600. La segunda etapa a cargo de la Gerencia Comercial como parte de la modernización de los sistemas de medición, incluyó seis (06) medidores ION

7500 ubicados en cada uno de los grupos de generación de la Central Hidroeléctrica Cañón del pato.

En total se instalaron 15 medidores de última tecnología y se reubicaron en los transformadores dos (02) de los medidores existentes (PML 3720), ubicados inicialmente en grupos de generación.

Los medidores correspondientes a la medición de grupos se instalaron en los tableros existentes ubicados en la sala de control de la Central Hidroeléctrica, en reemplazo de los medidores retirados. Los medidores de líneas de transmisión en las nuevas celdas de medición ubicados en el patio de llaves de la Subestación y los medidores de Servicios Auxiliares de Casa de Máquinas en caverna.

En el Anexo C se muestra el tipo de medidor antes y después de la modernización del sistema de medición.

4.4.1 Conexiones eléctricas

a) Fuente de Alimentación

El sistema auxiliar de los medidores se conectó a la fuente de tensión continua de 250 Voltios DC con conductor 14 AWG. Se recomienda la alimentación continua para garantizar la comunicación permanente con el medidor.

b) Puesta a tierra del chasis

En todos los medidores el terminal de conexión a tierra se conectó a tierra física.

c) Señales de Voltaje y corriente

Las señales de voltaje y corriente llegan de los transformadores de medida a las borneras de la celda de medición. En la celda de medición se realizó el cableado de voltaje y corriente desde las borneras de llegada a las borneras del medidor.

Para facilitar los trabajos de calibración de los medidores, se instaló en todos los puntos de medición borneras de prueba Entretec para tensión y corriente, las cuales se ubicaron en las celdas de medición entre las borneras de llegada y el medidor.

En todos los casos el conexionado de las tensiones y corrientes se realizó siguiendo las recomendaciones del fabricante, para los circuitos en conexión delta así como para los conectados en estrella. El conductor utilizado fue el 14 AWG con los terminales adecuados de acuerdo al tipo de borneras y terminales de los equipos.

En la figura 4.1 se presenta el esquema simplificado de conexiones eléctricas de los medidores ION instalados.

CIRCUITOS PROVENIENTES DE LOS
TRANSFORMADORES DE MEDIDA

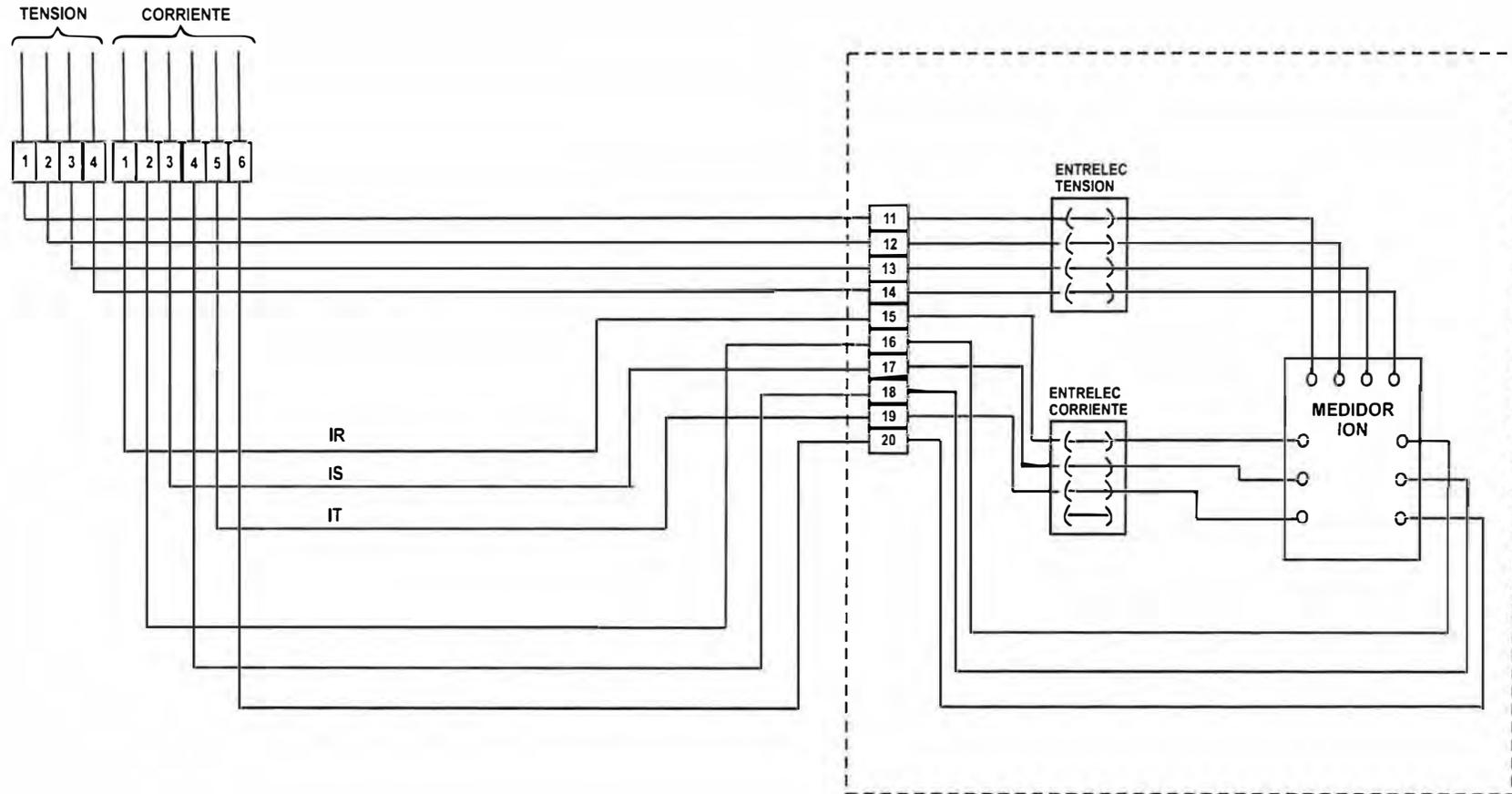


Figura 4.1 Esquema de Conexión Eléctrica

4.4.2 Conexiones de comunicación

Las siguientes son las conexiones habilitadas en los medidores:

a) Conexiones del RS-485

Las conexiones para el puerto RS-485 se realizaron como un respaldo futuro en la comunicación. Las conexiones se hicieron en el COM1 del puerto RS-485 en línea recta y se utilizó cable 22AWG y un par trenzado protegido para conexión a tierra, conforme a lo recomendado por el fabricante.

b) Conexiones Ethernet

Todos los medidores están habilitados con tarjeta Ethernet con conector del puerto RJ45. El cable utilizado es el tipo 10 Base-T

Cada puerto Ethernet está conectado directamente al Hub de comunicaciones ubicado en los cubículos de comunicación.

En la figura 4.2 se muestra una foto con las conexiones de comunicación y conexiones eléctricas.

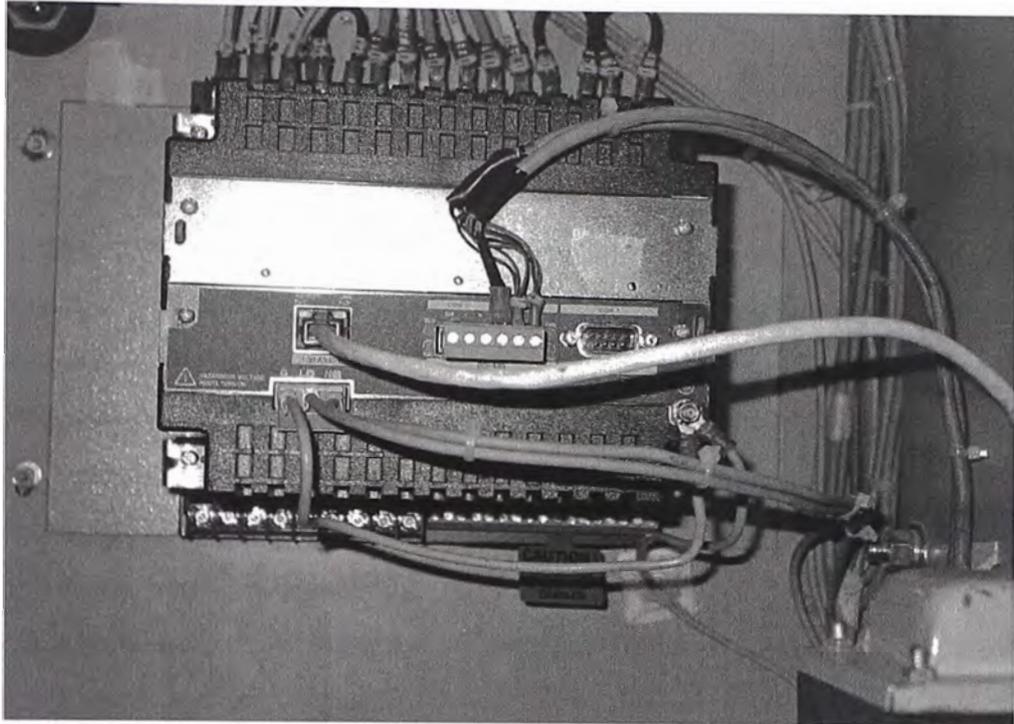


Fig. 4.2 Conexión del medidor

4.5 Configuración del medidor ION

Para la configuración el contratista del servicio de instalación y puesta en servicio de medidores ION, utilizó una plantilla de configuración estándar elaborada en base a requerimientos esenciales para el uso de los medidores.

Las siguientes son las configuraciones del medidor:

4.5.1 Parámetros básicos

Identificación del medidor

Transformadores de medida CT y PT

Tipo de conexión delta o estrella

Puertos de comunicación COM1, COM2, COM3 y Puerto Ethernet

Ajuste de hora del reloj

Pulsos de calibración de energía

Ancho de pulsos de conversión de energía

- Calendario y periodos horarios (time of use)

4.5.2 En pantalla (display)

- Voltaje promedio, corriente promedio y factor de potencia total
- Energía Activa entregada y recibida
- Energía Reactiva en cuatro cuadrantes
- Potencia activa, reactiva y aparente instantáneas
- Voltaje entre líneas, fase-neutro y promedio instantáneos
- Corrientes por fase y promedio instantáneos
- Factor de potencia, frecuencia
- Demanda Máxima entregada y recibida Hora Punta, fecha y hora de ocurrencia
- Demanda Máxima entregada y recibida Hora Fuera Punta, fecha y hora de ocurrencia
- Fecha y hora actual
- Gráficos de tendencias de barras de voltaje, corriente y potencia con indicadores de mínimo y máximo
- Distorsión total de armónicas en entradas de voltaje y corriente
- Histogramas de contenido de armónicos en entradas de voltaje y corriente

4.5.3 Memoria Masa

- Registros de energía activa entregada y recibida
- Registros de energía reactiva en cuatro cuadrantes
- Registros de voltaje fase-fase y voltaje promedio
- Registro de armónicos de voltaje y corriente
- Registro de eventos
- Registros de Sag/Swell (magnitud y duración)

4.6 Pruebas y puesta en Operación del medidor ION

Para la puesta en servicio y conformidad de los valores medidos se realizaron las siguientes pruebas:

4.6.1 Verificación del conexionado

Con los medidores ION ya no se requirió la conexión de otros equipos especiales para la verificación del correcto conexionado del medidor. El medidor ION tiene habilitado en display el diagrama fasorial que nos muestra los desfases entre tensiones y corrientes y las magnitudes de los mismos.

La figura 4.3 nos muestra el diagrama fasorial de uno de los medidores instalados.



Fig. 4.3 Diagrama fasorial de tensiones y corrientes

4.6.2 Verificación de datos leídos

Como chequeo preliminar se compara los principales datos mostrados por el medidor como son voltaje y corriente con valores medidos con instrumentos en bornes del medidor. Los valores medidos con pinza amperimétrica y voltímetro son afectados por las relaciones de transformación correspondientes, con lo cual los valores obtenidos deben ser muy cercanos a los indicados por el medidor.

También, se revisa que los datos registrados en memoria del medidor se encuentren en el orden, de acuerdo a la potencia registrada en el periodo de 15 minutos en revisión.

La verificación real y efectiva para afirmar que el medidor está midiendo correctamente es realizar la calibración del medidor.

4.6.3 Calibración del medidor

Luego de inspeccionar las conexiones en las borneras de prueba, se conectó el medidor patrón marca Meter Test Equipment de procedencia Suiza, Clase 0,05.

Las pruebas se realizaron de acuerdo a nuestro procedimiento de calibración de medidores en campo y arrojaron errores porcentuales dentro de lo indicado por el fabricante, en su mayoría los errores fueron menor a 0,1%.

4.7 Sistema de comunicación del medidor ION

4.7.1 Comunicación Ethernet

La comunicación con los medidores se realiza con el sistema de red interna de la empresa, el cual cuenta con un servicio satelital externo para la transmisión Cañón del Pato-Lima.

El cable de red conectado a cada medidor va al Hub y luego al Router de comunicaciones que se encuentra ubicado en los cubículos de los sistemas de comunicación. Del Router las conexiones van al sistema de comunicación satelital de la empresa que nos da el servicio satelital, de aquí se transmite la información y es recepcionada en las oficinas de Lima mediante un Router que se comunica con las instalaciones del proveedor satelital ubicado en Lima.

En las instalaciones de oficina en Lima se tiene un Servidor que recibe la información permanentemente y la almacena en memoria. Las computadoras PC Clientes del software ION Enterprise que se utilizan en el Centro de Control y en el Área Comercial se conectan al servidor para monitoreo de información en Tiempo Real o para recuperar los registros almacenados en memoria.

En la figura 4.4 se muestra un esquema simplificado de la comunicación en red de los medidores ubicados en la C.H. Cañón del Pato con las oficinas de la Gerencia Comercial en Lima.

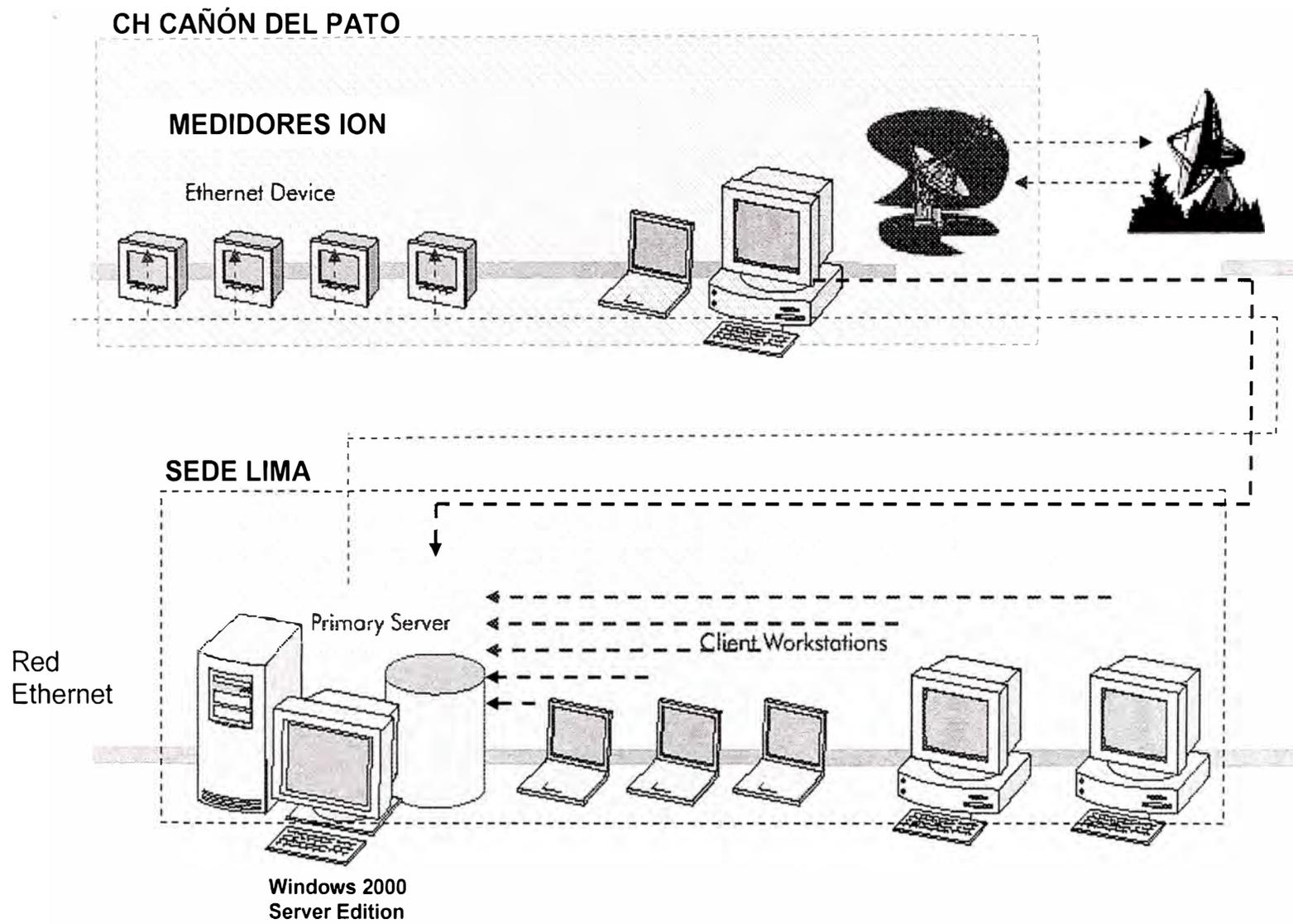


Fig. 4.4 Esquema de comunicación en red

4.7.2 Conectividad con Internet

a) Comunicación WebReach

Con el sistema WebReach todas las computadoras en red de la empresa, pueden acceder a la información del software ION Enterprise. Es posible monitorear la información en tiempo real y ver datos almacenados, tal como los usuarios (PC Clientes) del software ION Enterprise.

Las opciones son solo de monitoreo de información, sin posibilidad de modificar configuraciones programadas.

En la figura 4.5 se muestra una pantalla de monitoreo utilizando WebReach.

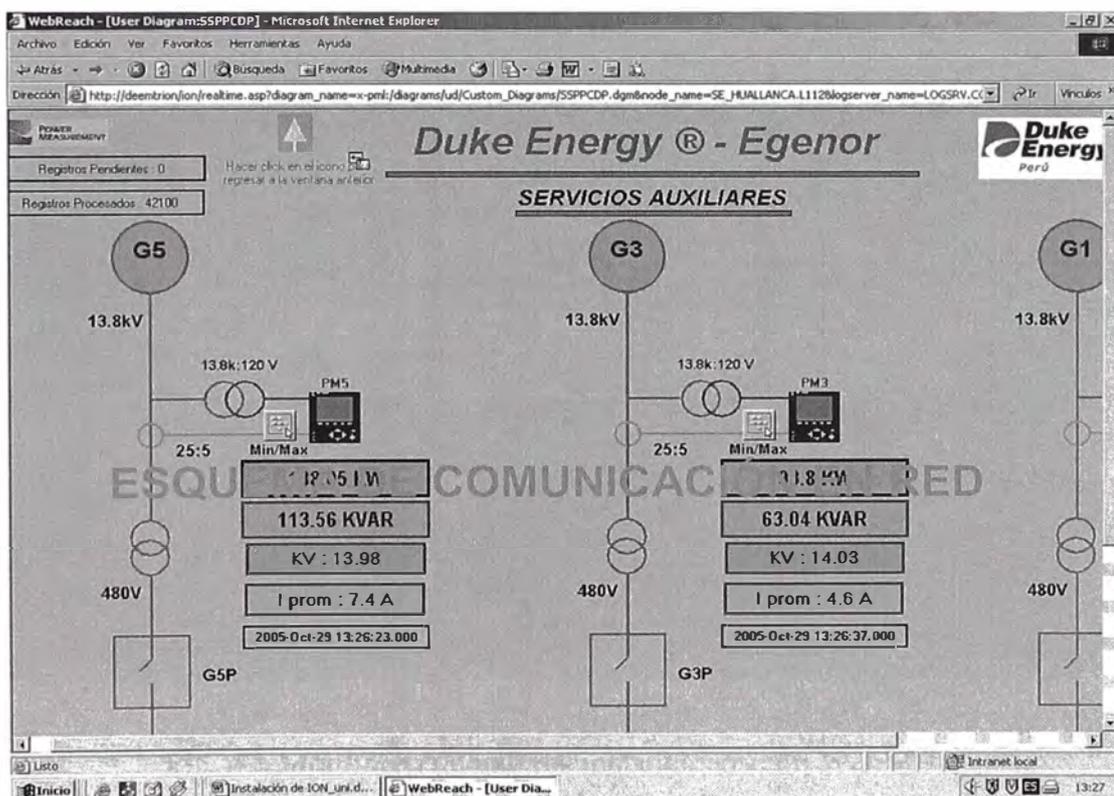


Fig. 4.5 Monitoreo de valores instantáneos con WebReach

b) Comunicación WebMeter

La conexión WebMeter permite que en nuestro sistema de red con la ayuda del explorador de Internet, podamos ingresar a información del medidor con tan solo digitar en la Web de Internet la dirección IP de un medidor. Ejemplo: <http://10.203.33.78>

Los datos se muestran en pantallas predeterminadas por el fabricante y nos da opciones para ver valores en tiempo real, consumos de energía, parámetros de calidad de energía y opción para configuración básica del medidor.

En la figura 4.6 se muestra una pantalla de monitoreo utilizando WebMeter.

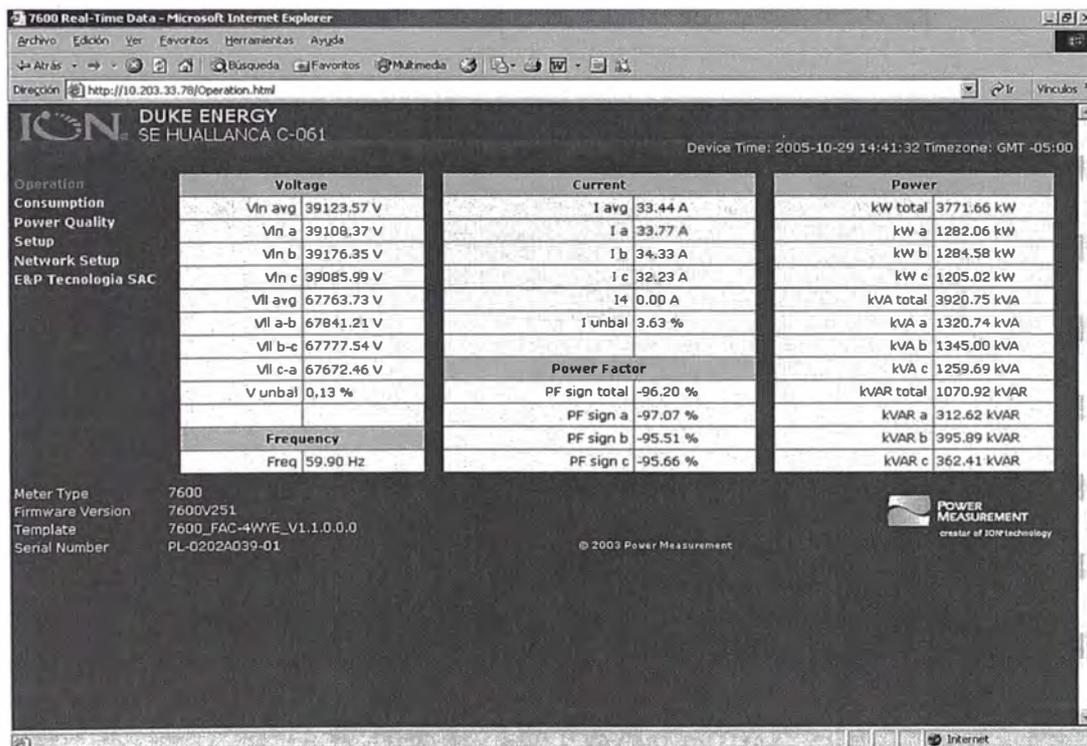


Fig. 4.6 Monitoreo de valores instantáneos con WebMeter

4.8 Monitoreo e interacción con el medidor ION

Para interactuar y acceder a la información en tiempo real y a la información registrada en la memoria del medidor, utilizamos el software ION Enterprise de manejo de medidores IO

El software tiene 03 secciones que permiten la interacción con el medidor, a decir; Vista, Consola de administración y Reporteador.

La figura 4.7 muestra los íconos de acceso para interacción con el medidor.

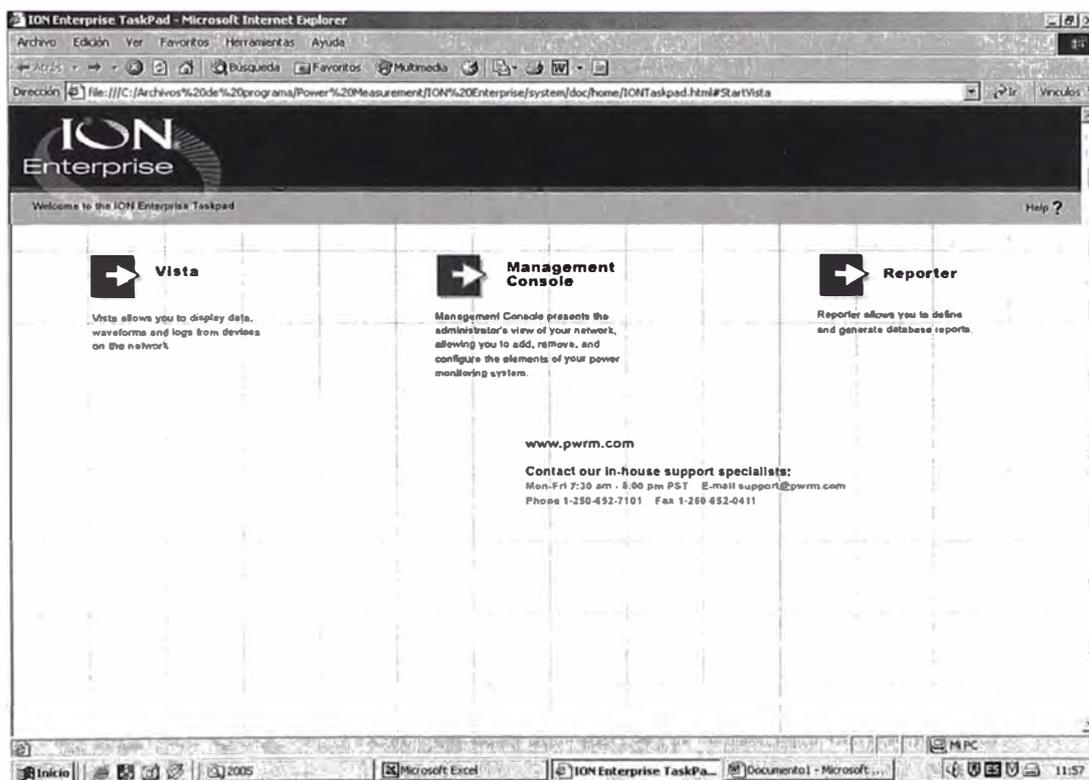


Fig. 4.7 Iconos de acceso al software

4.8.1. Vista

Vista permite mostrar datos gráficamente, formas de onda y registros de los medidores. e puede ver valores en tiempo real y registros del sistema de monitoreo de energía.

En Vista se creó diagramas unifilares con la ubicación de los medidores y se pegó fotos con botones de acceso a la información del medidor.

Se configuró las pantallas con información mostrada en Tiempo Real de Potencia Activa, Potencia Reactiva, Voltaje, Frecuencia y Hora del reloj del medidor.

La figura 4.8 muestra la pantalla de acceso a los diversos puntos de medición que se encuentran comunicados en red con las oficinas en Lima.

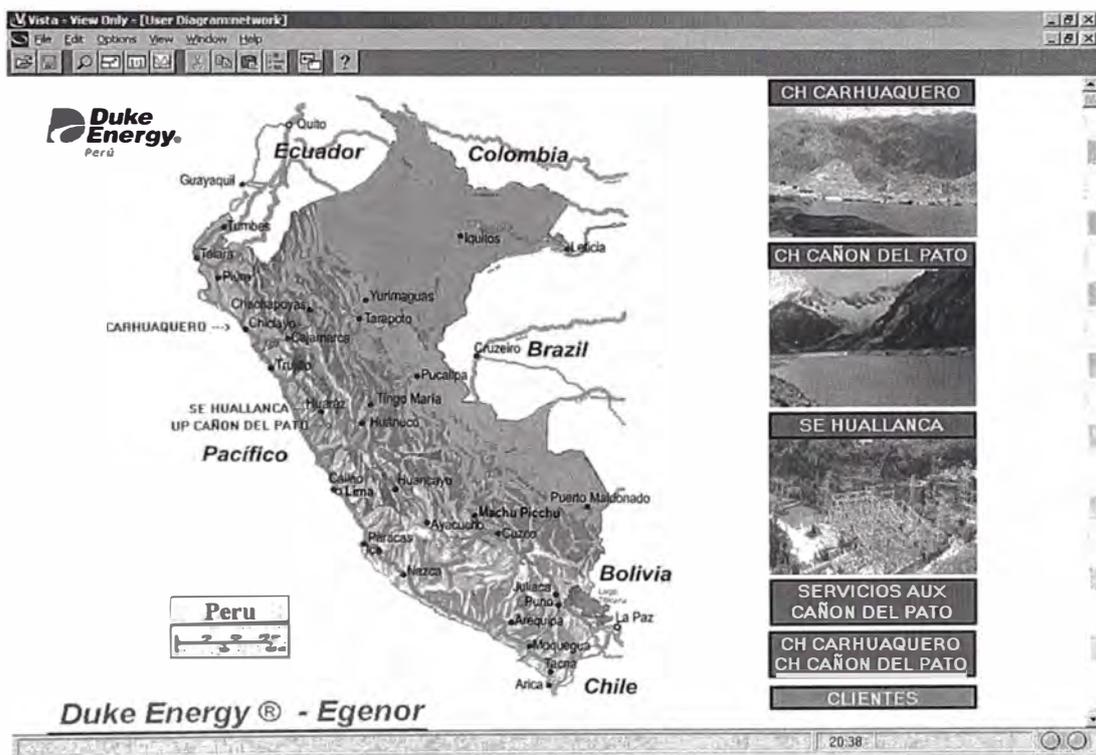


Fig. 4.8 Diagrama con botones de acceso a pantallas de monitoreo

La figura 4.9 muestra valores instantáneos de los grupos de Cañón del Pato.

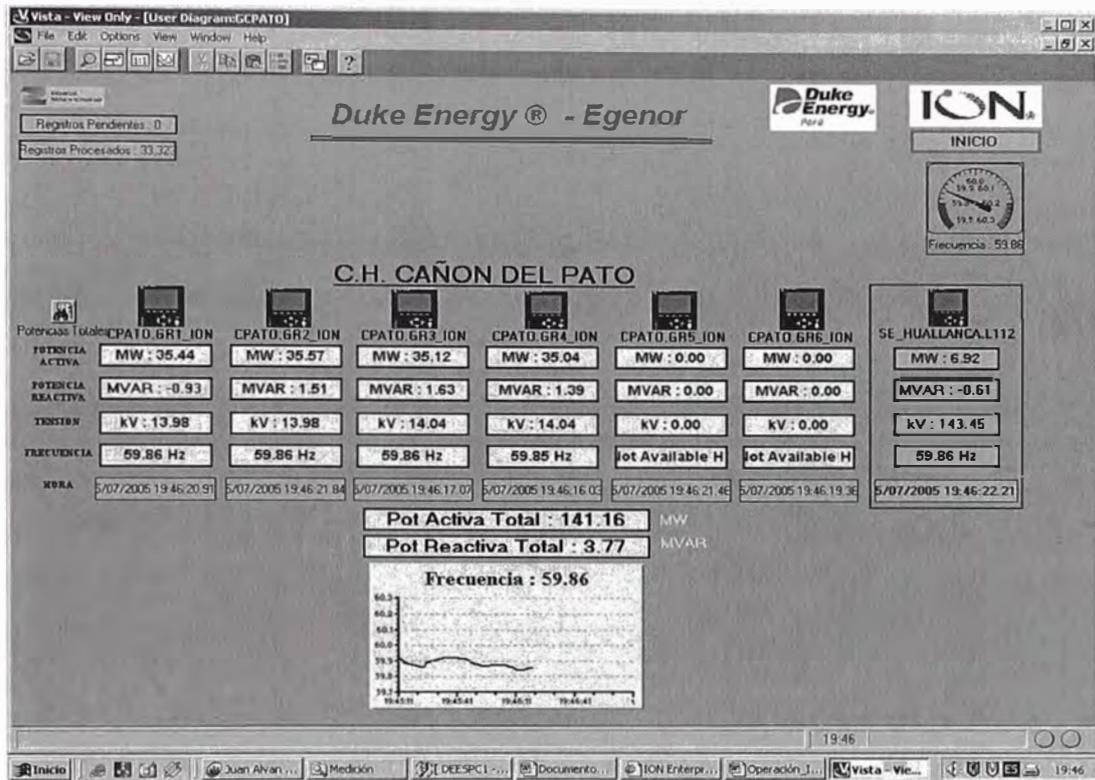


Fig. 4.9 Valores en Tiempo Real de Grupos de Cañón del Pato

En la figura 4.10 se muestra el diagrama unifilar de la subestación Huallanca con valores instantáneos en sus circuitos.

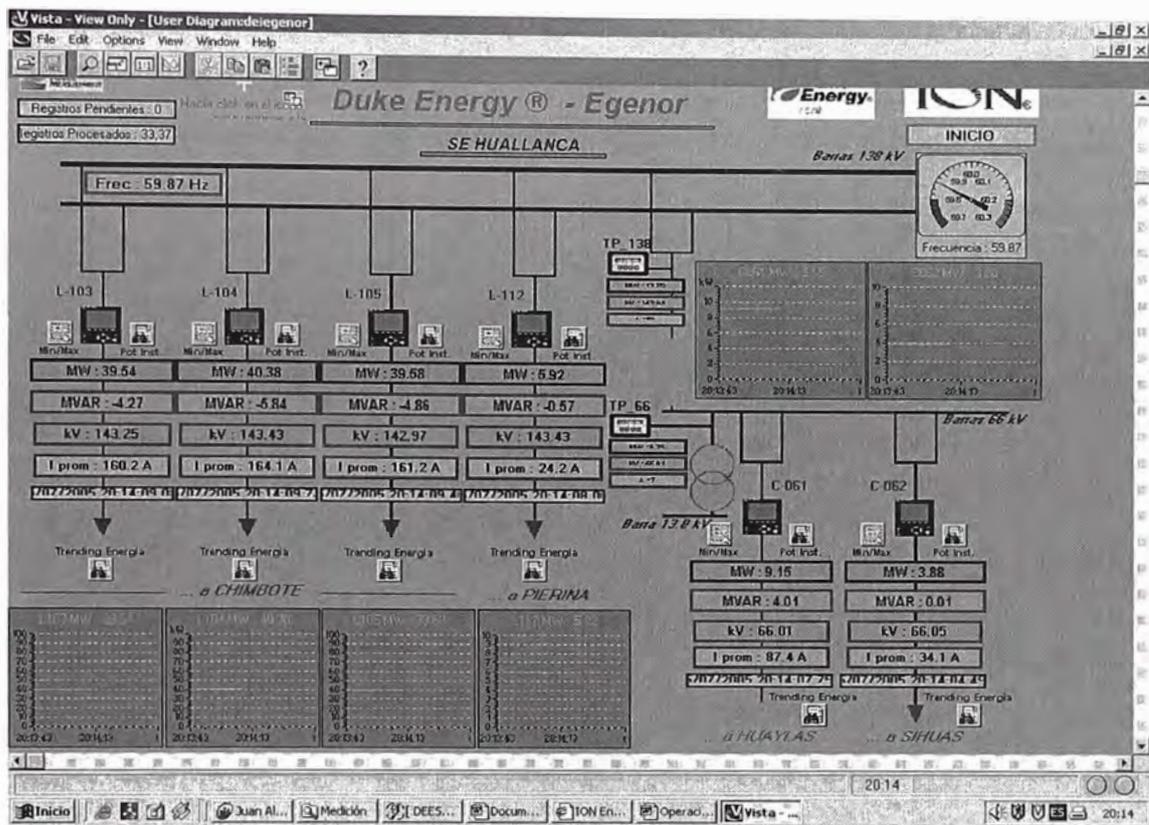


Fig. 4.10 Diagrama unifilar de la Subestación Huallanca con valores instantáneos

Ingresando a los iconos del medidor se obtiene opciones para ingresar a valores en tiempo real de tensiones y corrientes ubicados en un diagrama de conexión delta o estrella.

La figura 4.11 muestra valores instantáneos de tensión y corriente en su diagrama de conexión.

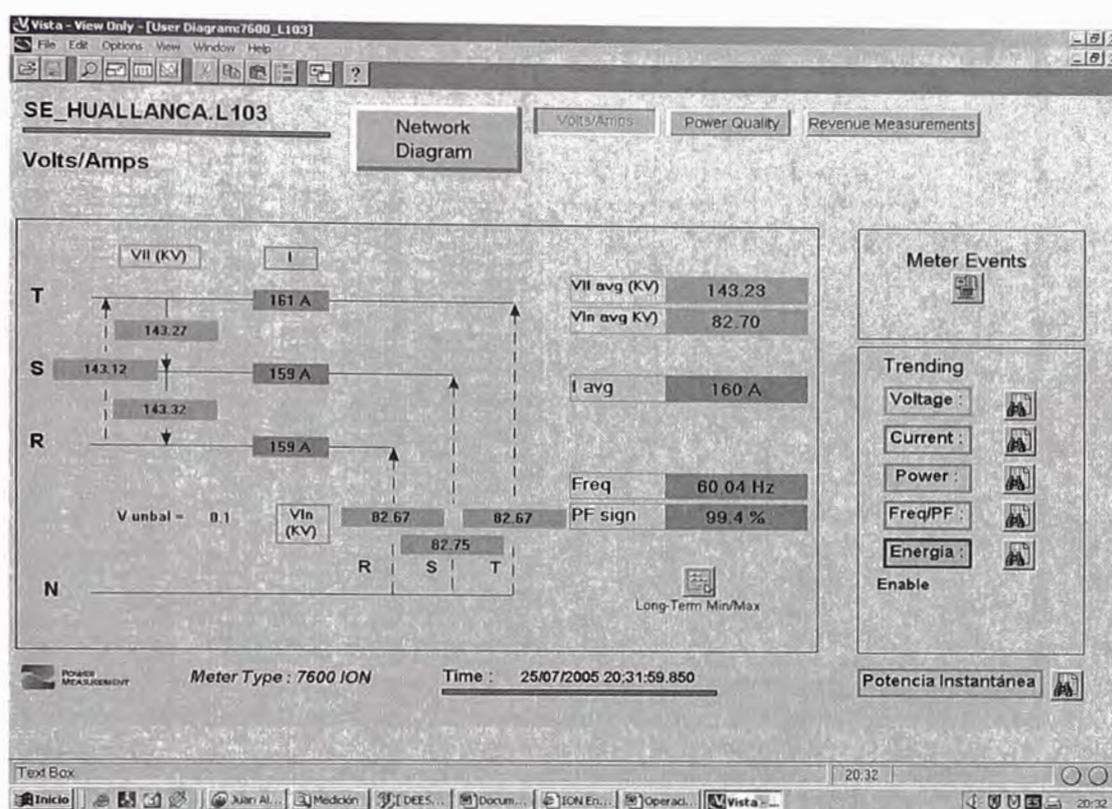


Fig. 4.11 Valores instantáneos en diagrama de conexión

También, en la figura 4.11 se puede ver que se encuentran configurado las opciones para que muestre registros por pantalla de los parámetros eléctricos guardados en la memoria del medidor según el intervalo de tiempo programado como son: voltaje, corriente, potencia, frecuencia, factor de potencia, energía activa y energía reactiva. Los datos mostrados pueden ser copiados a una hoja de cálculo.

Asimismo, se configuró las opciones para ver gráficamente potencias instantáneas en los 4 cuadrantes y energías acumuladas de activa y reactiva en 4 cuadrantes.

La figura 4.12 muestra registros guardados en la memoria del medidor.

	timestamp	Pol. Activa	Pol. Reactiva	Pol. Aparente	node
1	25/07/2005 20 15 00 000	39 627 727	4 183 289	39 847 918	SE_HUALLANCA L103
2	25/07/2005 20 00 00 000	39 620 477	4 401 052	39 864 164	SE_HUALLANCA L103
3	25/07/2005 19 45 00 000	38 986 867	4 097 067	39 201 551	SE_HUALLANCA L103
4	25/07/2005 19 30 00 000	39 634 492	3 472 44	39 786 316	SE_HUALLANCA L103
5	25/07/2005 19 15 00 000	39 422 641	-3 749 046	39 600 504	SE_HUALLANCA L103
6	25/07/2005 19 00 00 000	39 503 898	3 802 637	39 686 5	SE_HUALLANCA L103
7	25/07/2005 18 45 00 000	39 544 863	4 800 119	39 835 125	SE_HUALLANCA L103
8	25/07/2005 18 30 00 000	40 628 648	4 308 585	40 856 468	SE_HUALLANCA L103
9	25/07/2005 18 15 00 000	35 232 293	4 786 823	35 595 988	SE_HUALLANCA L103
10	25/07/2005 18 00 00 000	35 707 43	6 615 643	36 315 109	SE_HUALLANCA L103
11	25/07/2005 17 45 00 000	36 135 813	6 510 385	36 717 598	SE_HUALLANCA L103
12	25/07/2005 17 30 00 000	34 974 277	5 409 621	35 390 172	SE_HUALLANCA L103
13	25/07/2005 17 15 00 000	35 133 391	5 046 031	35 493 906	SE_HUALLANCA L103
14	25/07/2005 17 00 00 000	35 217 672	4 157 315	35 462 199	SE_HUALLANCA L103
15	25/07/2005 16 45 00 000	35 829 344	3 70 584	35 842 488	SE_HUALLANCA L103
16	25/07/2005 16 30 00 000	36 355 322	1 677 067	36 394 582	SE_HUALLANCA L103
17	25/07/2005 16 15 00 000	36 346 598	-1 581 217	36 380 973	SE_HUALLANCA L103
18	25/07/2005 16 00 00 000	36 334 199	2 720 639	36 435 914	SE_HUALLANCA L103
19	25/07/2005 15 45 00 000	36 294 859	1 155 658	36 313 25	SE_HUALLANCA L103
20	25/07/2005 15 30 00 000	36 281 363	280 142	36 282 445	SE_HUALLANCA L103
21	25/07/2005 15 15 00 000	36 412 652	2 357 725	36 488 906	SE_HUALLANCA L103
22	25/07/2005 15 00 00 000	36 641 898	795 743	36 850 539	SE_HUALLANCA L103
23	25/07/2005 14 45 00 000	36 622 18	-1 840 696	36 688 406	SE_HUALLANCA L103
24	25/07/2005 14 30 00 000	36 367 059	1 166 447	36 385 758	SE_HUALLANCA L103
25	25/07/2005 14 15 00 000	36 599 707	2 586 778	36 631 008	SE_HUALLANCA L103
26	25/07/2005 14 00 00 000	36 921 164	2 975 687	37 040 889	SE_HUALLANCA L103
27	25/07/2005 13 45 00 000	36 748 332	5 006 743	37 087 832	SE_HUALLANCA L103
28	25/07/2005 13 30 00 000	36 101 156	-3 387 295	36 259 723	SE_HUALLANCA L103
29	25/07/2005 13 15 00 000	35 982 672	4 151 206	36 231 27	SE_HUALLANCA L103
30	25/07/2005 13 00 00 000	35 881 551	5 147 847	36 248 945	SE_HUALLANCA L103
31	25/07/2005 12 45 00 000	35 230 535	2 711 179	35 334 703	SE_HUALLANCA L103
32	25/07/2005 12 30 00 000	35 528 559	-3 344 57	35 685 637	SE_HUALLANCA L103
33	25/07/2005 12 15 00 000	35 544 879	1 891 934	35 595 195	SE_HUALLANCA L103
34	25/07/2005 12 00 00 000	36 041 086	-2 718 396	36 143 487	SE_HUALLANCA L103

Fig. 4.12 Valores registrados en memoria del medidor

La figura 4.13 muestra valores en tiempo real de potencias activa y reactiva en cuatro cuadrantes, valores de demanda máximo y mínimo entre otros.

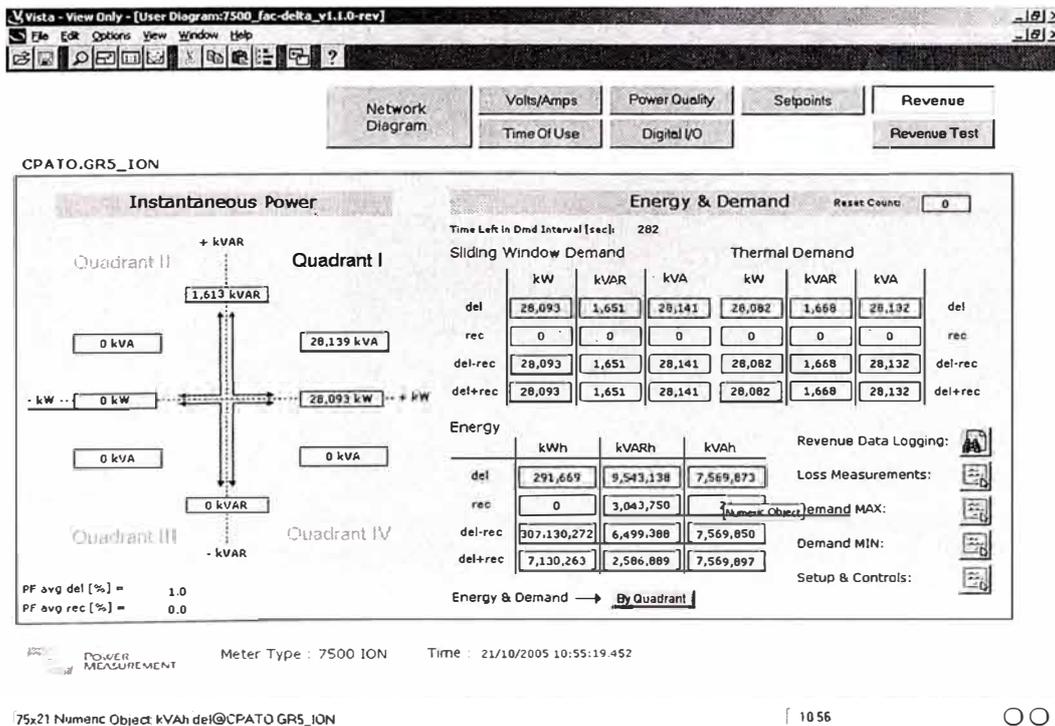


Fig. 4.13 Valores en Tiempo Real de Potencias en 4 cuadrantes

4.8.2.- Reporter

La opción Reporter es una aplicación que facilita la administración y generación de reportes basados en la información de la base de datos. El software proporciona herramientas para crear reportes personalizados y genera reportes en formato Microsoft Excel.

Emisión de reporte

Para emitir un reporte seleccionamos en el reporteador el nombre del reporte deseado, el cual previamente se ha configurado en el reporteador y que contiene los datos del medidor (o medidores) requerido.

La figura 4.14 muestra la pantalla para seleccionar un reporte.

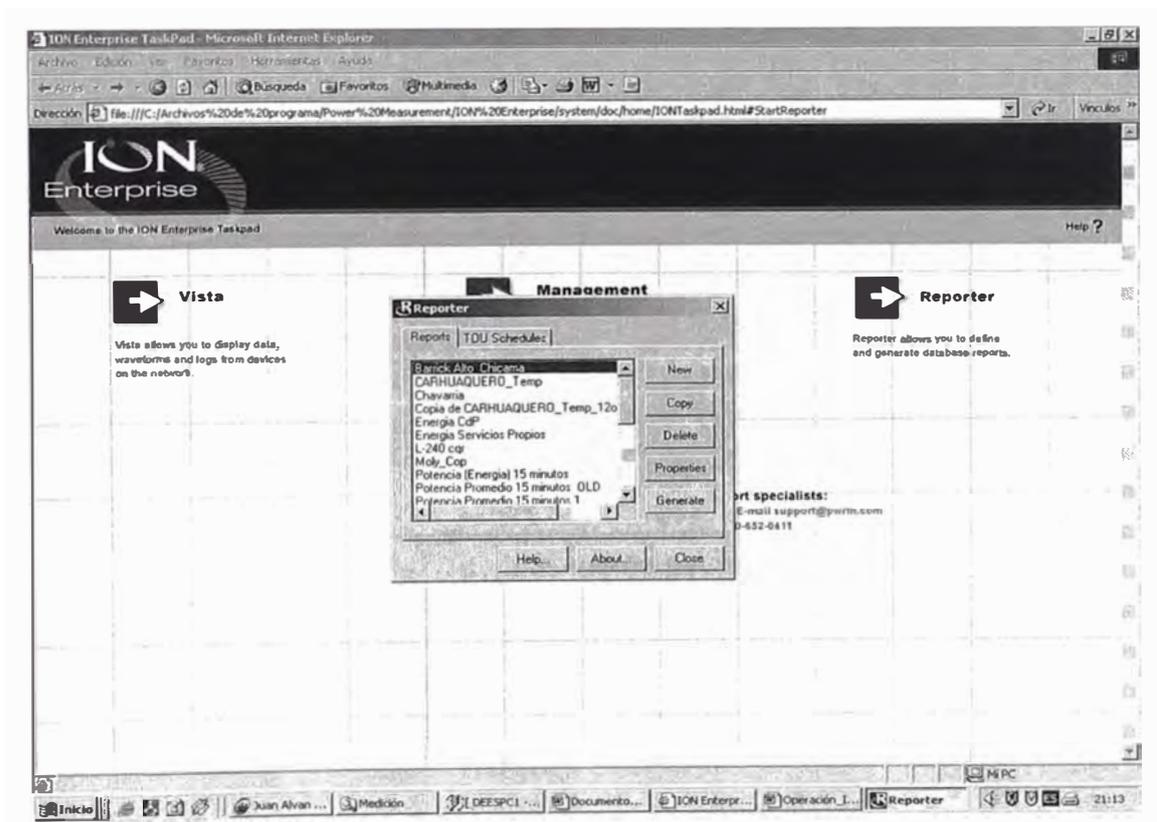


Fig. 4.14 Selección de un reporte

La figura 4.15 nos muestra el inicio y fin del rango a seleccionar para extraer de la base de datos la información requerida.

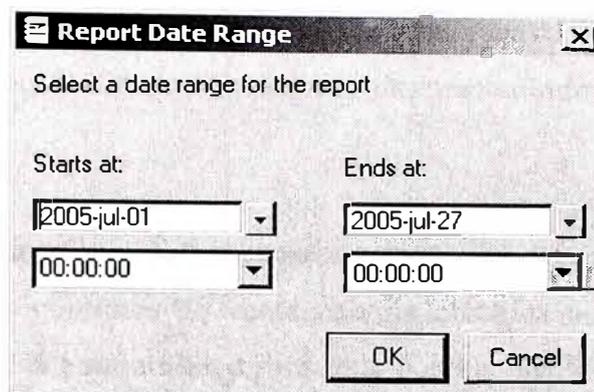


Fig. 4.15 Selección de rango de datos

Durante el proceso el reporteador nos indica si la data fue recuperada sin novedad y nos da información acerca de la integridad de los registros.

La figura 4.16 es un reporte en Excel de varios medidores

Potencia Promedio 15 minutos 1													
EGENOR S.A.A.													
Power Measurement Ltd													
C.H. CAÑÓN DEL PATO													
HORA	GRUPO 1		GRUPO 2		GRUPO 3		GRUPO 4		GRUPO 5		GRUPO 6		
	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR	
2005-jul-01 00:00													
2005-jul-01 00:15	0	0	23,424	8,856	25,024	9,504	0	0	24,064	2,436	25,152	3,395	
2005-jul-01 00:30	0	0	25,920	-8	24,704	112	0	0	24,448	-1,202	25,536	-278	
2005-jul-01 00:45	0	0	23,488	1,632	23,936	1,848	0	0	23,232	-576	24,896	340	
2005-jul-01 01:00	0	0	23,104	2,848	23,872	3,148	0	0	22,976	-82	23,808	837	
2005-jul-01 01:15	0	0	23,168	2,568	23,936	2,892	0	0	22,976	-192	22,912	741	
2005-jul-01 01:30	0	0	23,168	3,908	23,936	4,268	0	0	23,040	374	22,912	1,312	
2005-jul-01 01:45	0	0	23,104	3,858	22,912	4,344	0	0	23,040	352	22,848	1,291	
2005-jul-01 02:00	0	0	23,168	3,460	22,912	3,976	0	0	22,976	170	22,912	1,103	
2005-jul-01 02:15	0	0	23,168	4,112	22,976	4,672	0	0	23,040	464	22,912	1,398	
2005-jul-01 02:30	0	0	23,168	3,800	22,912	4,328	0	0	23,040	314	22,912	1,248	
2005-jul-01 02:45	0	0	23,168	2,648	22,976	3,136	0	0	22,976	-190	22,912	740	
2005-jul-01 03:00	0	0	23,808	6,080	23,552	6,744	0	0	23,680	1,290	23,808	2,229	
2005-jul-01 03:15	0	0	25,216	5,916	24,896	6,488	0	0	25,024	1,242	25,856	2,168	
2005-jul-01 03:30	0	0	25,216	6,256	24,896	6,784	0	0	24,960	1,408	25,920	2,330	

Fig. 4.16 Reporte en formato Excel

4.9 Mantenimiento del medidor ION

Dada la importancia que representa el equipo de medición para las gestiones comerciales de una empresa de electricidad, se toman las recomendaciones de los fabricantes siguiendo las buenas prácticas de mantenimiento de equipos de medición.

Cabe indicar que la importancia de la correcta operación del medidor se refleja en las cláusulas de los contratos de venta energía eléctrica a los clientes. En la actualidad gracias a la confiabilidad mostrada por los medidores en los últimos años, se están estableciendo en los contratos periodos de calibración de medidores de 3 años.

Las pruebas que se realizan son en base a procedimientos de calibración e inspección de medidores. Las pruebas pueden ser en campo con carga real o en laboratorio con variación de carga, de voltaje y de factor de potencia.

Asimismo, en la fecha de calibración se aprovecha para realizar un control del estado del medidor. En este control se revisa el estado físico de los componentes del medidor y de accesorios utilizados en el proceso de medición como son:

- Medidor
Display, LED de prueba, puertos de comunicación, bornes de tensión y bornes de corriente.
- Comunicación
Terminal de red, terminal telefónico, central telefónica, selector telefónico y protección de línea telefónica si la tuviera.
- Bloques de prueba
Borneras de tensión y borneras de corriente.

Un parámetro muy importante de controlar es la hora que registra el reloj del medidor, considerando que ello define en el medidor datos relevantes como la hora de ocurrencia de las demandas máximas, eventos, etc. Por ello, esta revisión se realiza en un periodo mucho más corto (mensual) y se efectúa por telemedición tanto el chequeo como el ajuste si fuera necesario.

Para tener más confiabilidad los relojes de los medidores ION de Cañón del Pato son controlados por un servidor que a su vez es controlado por un GPS (global position system), con lo cual los medidores son controlados y ajustados periódicamente.

CAPITULO V

COSTO DEL PROYECTO

5.1 Proceso de Implementación

La modernización de la medición de la energía en la Central Hidroeléctrica Cañón del Pato tiene aspectos importantes, como son la evaluación técnica de los medidores cotizados por los representantes de las marcas en Lima, la justificación para obtener el presupuesto para la implementación y la ejecución de la implementación.

5.1.1 Evaluación Técnica

En el proceso de evaluación técnica los medidores ION 7500 y ION 7600 de Power Measurement obtuvieron ventajas respecto a las otras marcas de medidores presentes en el mercado local. Básicamente por sus diversas opciones de interacción con el medidor y sus capacidades de memoria y funcionalidad para medir parámetros de calidad de energía, adicional a los parámetros de facturación.

Asimismo, de las pruebas de calibración realizadas a medidores de almacén del proveedor - antes de la adquisición-, se obtuvieron resultados dentro de lo indicado por el fabricante y normalmente con una exactitud mejor a 0,1%

En las pruebas del software de manejo de los medidores ION, se verificó la operatividad y cumplimiento del software ION Enterprise con las necesidades requeridas en la actualidad, como es la administración en red y niveles restringidos de acceso.

5.1.2 Costo del proyecto

El presupuesto requerido para la implementación se basa fundamentalmente en la adquisición, instalación y puesta en servicio de los medidores y del sistema de telemedición.

El medio de comunicación a utilizar con los nuevos medidores no implica inversión adicional, debido a que el sistema existe en la empresa y es el sistema de red interna utilizado en las comunicaciones. El costo del sistema de comunicación está presupuestado en el área de Tecnología de la Información.

Sustentada y aceptada la implementación de la medición con medidores de última tecnología, se procedió con la adquisición de medidores ION 7500 y ION7600 de Power Measurement.

Para la ejecución de la puesta en servicio se contrató los servicios de una empresa con experiencia en instalación de equipamiento de medición y especializada en puesta en servicio de medidores ION.

Los costos de implementación se muestran en la Tabla N° 5.1.

TABLA N° 5.1 Costos de implementación

Item	Descripción	Cantidad	Costo Unitario (US\$)	Costo Total (US\$)
1	Medidor Electrónico ION 7600	09	4 000	54 000
2	Medidor Electrónico ION 7500	06	3 845	23 070
3	Software de configuración y operación de medidores ION	01	5 000	5 000
4	Instalación y Puesta en servicio - Montaje e instalación de medidores - Puesta en servicio de medidores - Implementación de sistema de Telemedición	15	500	7 500
Total inversión (US\$) 1_/				89 570

1_/ Los montos no incluyen IGV

5.2 Equipamiento reemplazado

5.2.1 Medidores

Con la implementación de nuevos medidores se retiraron seis (06) medidores 3720ACM de Power measurement, tres (03) medidores Quantum (series Q101, Q121 y Q200) y un (01) medidor Fulcrum SL320 de Schlumberger y tres (03) medidores electromecánicos Landis & Gyr.

La Tabla N° 5.2 muestra los medidores retirados.

TABLA N° 5.2 Medidores de energía retirados

Item	Descripción	Cantidad
1	Medidor 3720 ACM	06
2	Medidor Schlumberger Quantum	03
3	Medidor Schlumberger SL320	01
4	Medidor Landis & Gyr	03
	Total medidores retirados	13

5.2.2 Dispositivos de comunicación

Se retiró un (01) módem externo marca Hayes, un (01) conversor (RS-232/RS-485) COM128 de Power Measurement, una (01) línea telefónica, un (01) anexo telefónico y 03 dispositivos de protección para comunicación.

La Tabla N° 5.3 muestra los equipos de comunicación retirados.

TABLA N° 5.3 Equipos de comunicación retirados

Item	Descripción	Cantidad
1	Módem marca Hayes	01
2	Conversor COM 128	01
3	Línea Telefónica	01
4	Anexo telefónico	01
5	Protección	03

5.3 Beneficios obtenidos

Los principales beneficios con el proyecto de modernización con medidores ION, se dan en las funcionalidades del medidor, facilidades de acceso a la información y los beneficios de administración del software en red a nivel de empresa.

5.3.1 Sistema de medición

Un mismo medidor se puede conectar en diferentes sistemas de medición como el delta o estrella, efectuando las conexiones y configuraciones en el software según lo indicado por el fabricante.

El medidor muestra un diagnóstico del conexionado en un diagrama fasorial con magnitud y ángulo, esta opción nos asegura la correcta instalación del mismo. Nos permite ahorrar tiempo en la verificación del conexionado que antes requería un procedimiento para instalación y pruebas con equipo adicional. También, nos asegura una facturación correcta (si es utilizado en un cliente) evitando reclamos y traslado de especialistas para su corrección.

Es posible configurar la memoria del medidor en registradores con diferentes intervalos de tiempo, por ejemplo en un registrador la energía almacenada en intervalos de 15 minutos para fines de facturación y en otro registrador las perturbaciones (flícker y armónicas de tensión) y energía en intervalos de 10 minutos. Esto permite utilizar el mismo equipo de facturación para fines de calidad de producto en concordancia con la NTCSE.

Con el mismo equipo podemos obtener información de parámetros de calidad de energía, como armónicos, flicker, transitorios, voltajes por fase, sag/swell y otros eventos registrados en la memoria del medidor.

El medidor puede ser sincronizado a un sistema GPS, o ser ajustado de forma automática y periódicamente por una computadora, con lo cual el control del tiempo resulta más seguro y confiable.

Es posible integrar al medidor parámetros de medición obtenidos de otros equipos como de gas, agua, aire entre otros, gracias a su compatibilidad de protocolos.

5.3.2 Sistema de comunicación

Uno de los beneficios más grandes con los nuevos medidores es la capacidad de comunicación.

La necesidad de monitorear en tiempo real las variables eléctricas de los puntos de medición en grupos de generación, requiere un monitoreo permanente de los medidores lo cual implica un consumo alto de servicio de línea telefónica, tal como ocurría con el sistema anterior.

El nuevo sistema de comunicación utiliza un servicio satelital externo que la empresa contrata para sus diversas necesidades de comunicación. El uso de este servicio en la comunicación con los medidores no ha significado un costo adicional.

Con la implementación de la comunicación con los medidores vía puerto Ethernet no ha sido necesario ampliar la capacidad de flujo de información a través del canal de red y tampoco se han manifestado cambios notorios en la velocidad de transmisión de la información.

En la Tabla N° 5.4 se muestra los costos en consumos de línea telefónica para comunicación con los medidores.

TABLA N° 5.4 Costos en comunicación con los medidores

	Sistema anterior (Línea Telefónica)	Sistema actual (Satelital)
Consumo promedio mensual (US\$)	4 000	Cubierto en otros gastos de la empresa

También, el componente WebReach permite que a través del sistema intranet de la empresa, todos puedan ver información básica del medidor, incluido datos en tiempo real y registros.

Es posible acceder a la información desde cualquier estación de trabajo, local o mundial a través de las opciones de conectividad con Internet.

5.3.3 Software de operación y configuración

El software ION Enterprise está desarrollado en ambiente Windows compatible con la web. Permite una administración y control centralizado de los usuarios del software, las jerarquías y niveles de acceso son controladas en red.

La Tabla N° 5.5 muestra las plataformas de desarrollo de software.

TABLA N° 5.5 Plataforma de software de medidores

	Software anterior	Software actual
Plataforma de desarrollo de Software	DOS	Windows

El software ION Enterprise muestra datos en tiempo real y almacenado, tiene funciones de control y configuración. Permite compartir datos en toda la empresa en un entorno seguro de red.

Es posible realizar lectura de medidores en forma automática (agendada) y almacenarlos en una base de datos (SQL) en red.

Su flexibilidad y compatibilidad de protocolos le permite establecer interfases con otros sistemas de administración de energía.

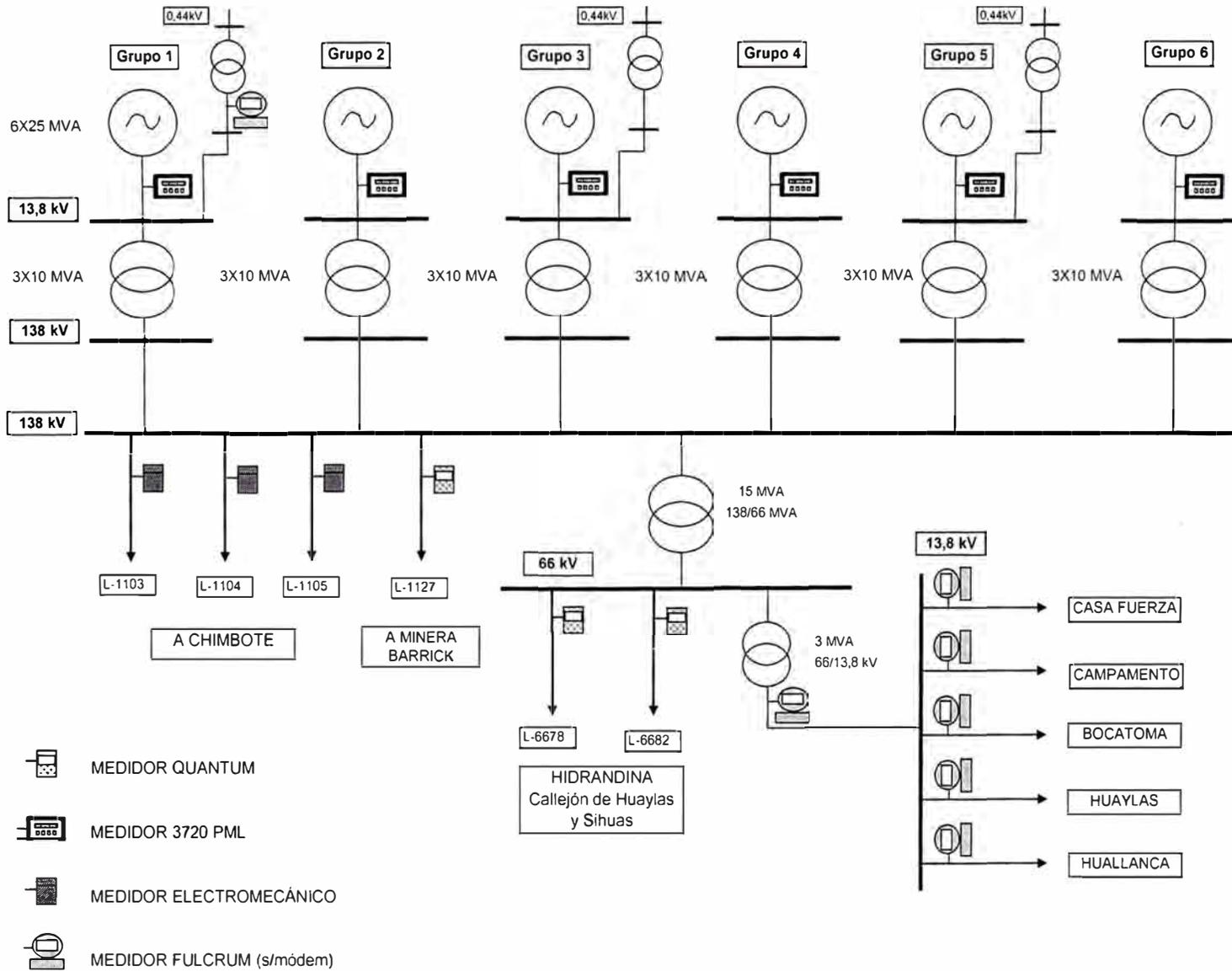
CONCLUSIONES

1. La modernización de los sistemas de medición de energía eléctrica con equipos de tecnología de punta, permite monitorear variables eléctricas en tiempo real y mostrar datos almacenados de manera confiable, oportuna y con alto grado de exactitud.
2. La implementación de medidores de energía ION con puerto de comunicación Ethernet, significó un importante ahorro económico para la empresa al prescindir del servicio de telefonía y utilizar en su reemplazo el servicio del sistema de red de la empresa.
3. La tecnología de los modernos equipos de medición permite integrar en un solo equipo los parámetros eléctricos tradicionales con mediciones de calidad de energía. La necesidad actual de medir con equipos específicos la calidad de energía, pronto será superado e integrado en un solo equipo de medición.
4. Los medidores de energía con tecnología de última generación son soportados con software basado en las últimas versiones de Windows, ello permite administrar el sistema de información y compartir datos en toda la empresa en un entorno seguro de red. Logrando superar los inconvenientes en la administración de la información con software basados en plataforma DOS, de acuerdo a los estándares actuales de control en tecnología de la información.
5. La interacción con el medidor de última tecnología es garantizada con accesos multipuerto y multiprotocolo, su compatibilidad con la web permite acceder a la información desde cualquier estación de trabajo, local o mundial.

6. La instalación de medidores en cada uno de los circuitos eléctricos permite efectuar balances y diagnóstico energético de la central eléctrica. Asimismo, los registros de perfil de carga facilitan el estudio de análisis de demanda.

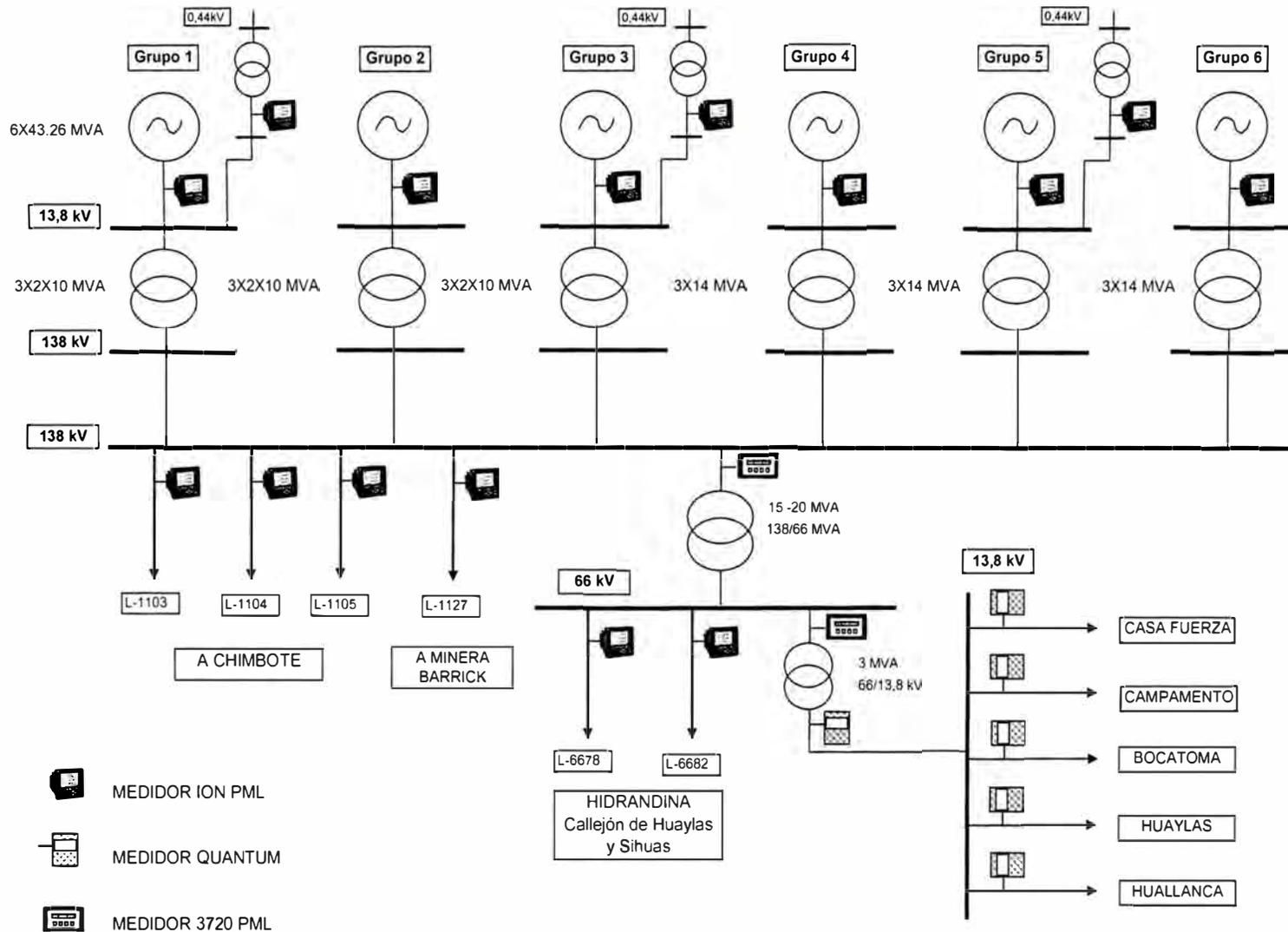
ANEXO A

**DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO
CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAÑÓN DEL PATO
ANTES DE MODERNIZACIÓN**



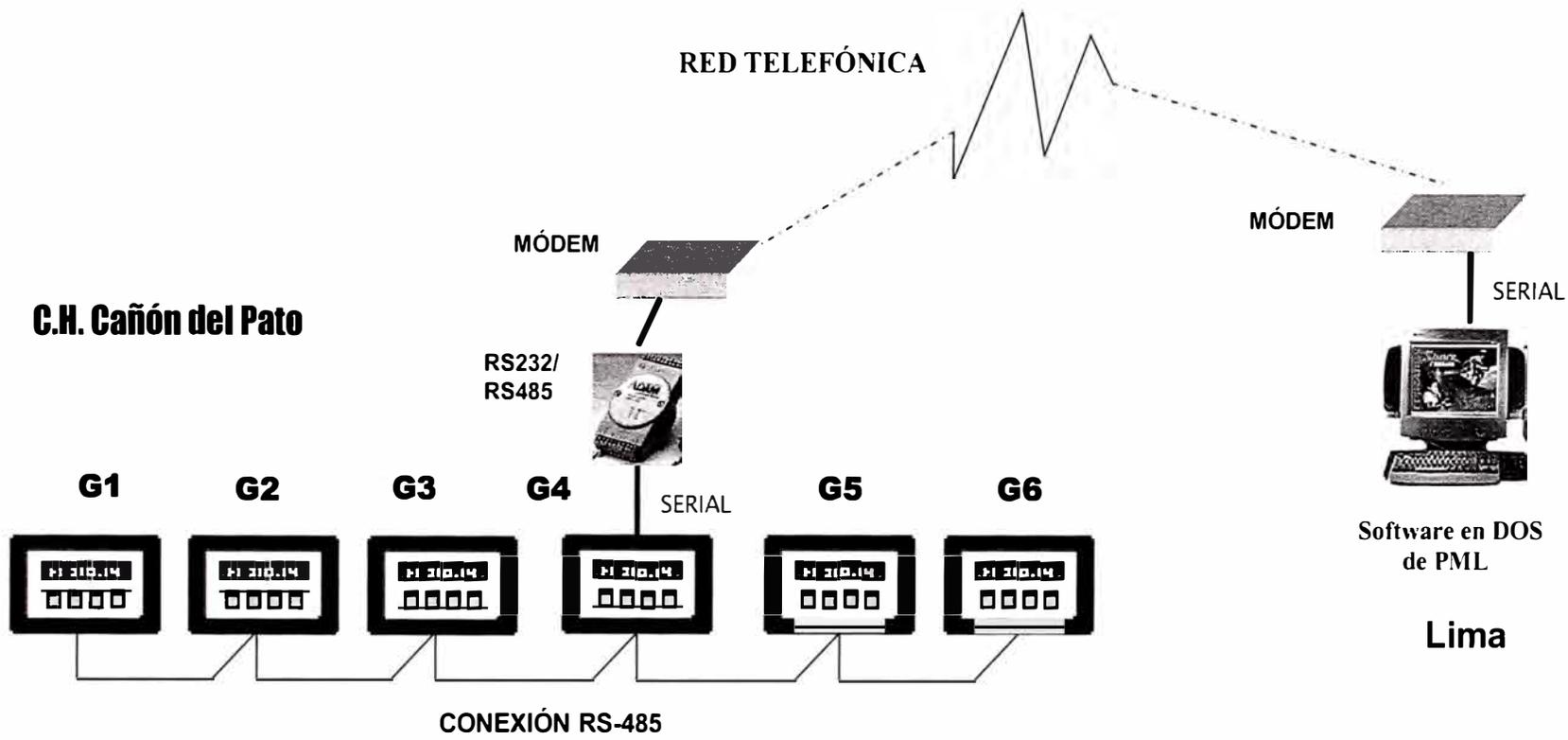
ANEXO B

**DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO
CENTRAL HIDROELÉCTRICA CAÑÓN DEL PATO
DESPUÉS DE MODERNIZACIÓN**



ANEXO C

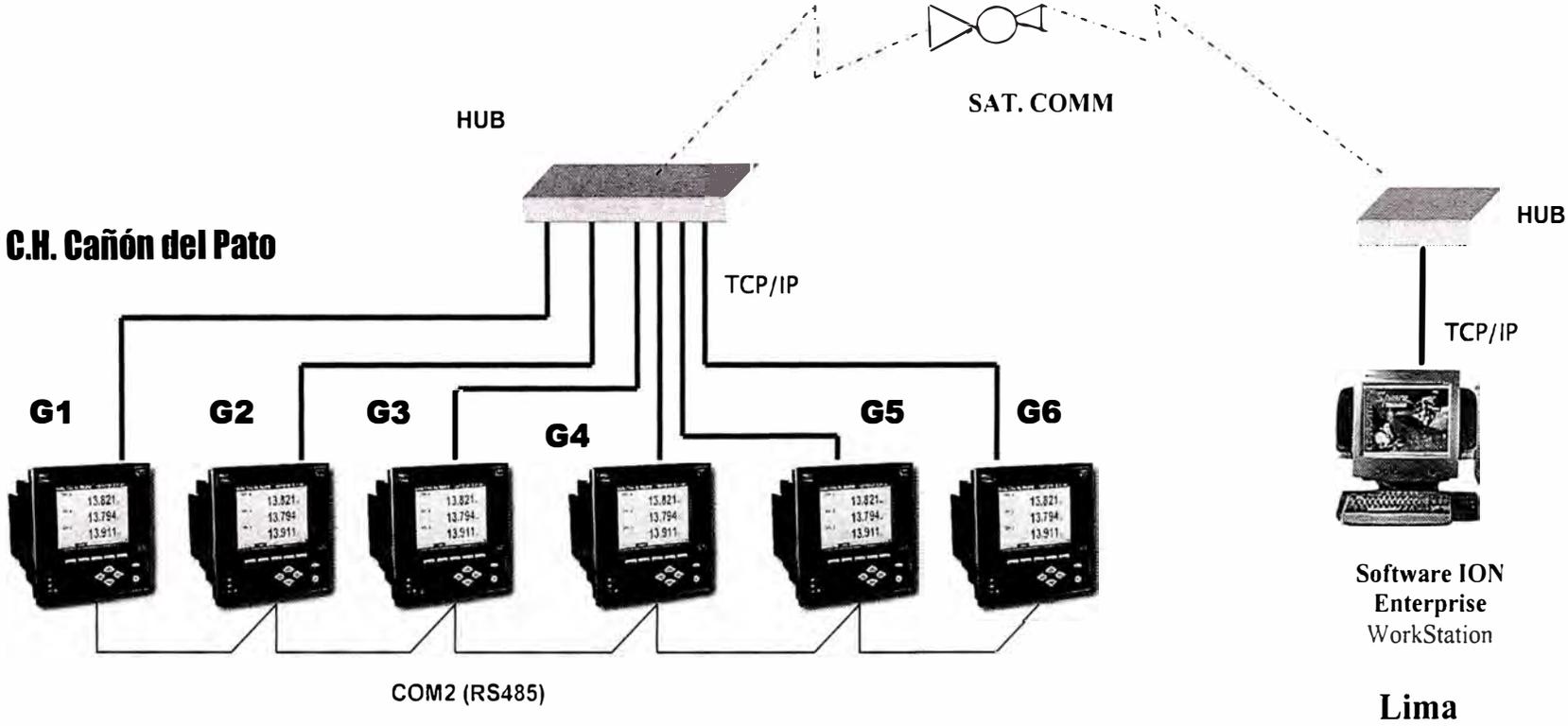
**ESQUEMA DE COMUNICACIÓN
ANTES DE MODERNIZACIÓN
(Red telefónica)**



Medidor PML 3720

ANEXO D

**ESQUEMA DE COMUNICACIÓN
DESPUÉS DE MODERNIZACIÓN
(Red Ethernet)**



Medidor ION PML

ANEXO E

**TABLA DE MEDIDORES ANTES Y DESPUES DE LA
MODERNIZACIÓN**

Item	Ubicación	Voltaje (kV)	Descripción	Medidor Anterior	Medidor Actual
1	Generación	13,8	Grupo 1	PML 3720	ION 7500
2	Generación	13,8	Grupo 2	PML 3720	ION 7500
3	Generación	13,8	Grupo 3	PML 3720	ION 7500
4	Generación	13,8	Grupo 4	PML 3720	ION 7500
5	Generación	13,8	Grupo 5	PML 3720	ION 7500
6	Generación	13,8	Grupo 6	PML 3720	ION 7500
7	Sub estación	138	Transformador	s/medidor	PML 3720
8	Sub estación	138	Línea 1103	Landis & Gyr 1_/	ION 7600
9	Sub estación	138	Línea 1104	Landis & Gyr 1_/	ION 7600
10	Sub estación	138	Línea 1105	Landis & Gyr 1_/	ION 7600
11	Sub estación	138	Línea 1127 (Barrick)	Quantum	ION 7600
12	Sub estación	66	Transformador	s/medidor	PML 3720
13	Sub estación	66	Línea 6678	Quantum	ION 7600
14	Sub estación	66	Línea 6682	Quantum	ION 7600
15	Sub estación	13,8	Transformador	Fulcrum	Quantum
16	Sub estación	13,8	Huallanca	Fulcrum	Quantum
17	Sub estación	13,8	Huaylas	Fulcrum	Quantum
18	Sub estación	13,8	Bocatoma	Fulcrum	Quantum
19	Sub estación	13,8	Campamento	Fulcrum	Quantum
20	Sub estación	13,8	Casa Fuerza	Fulcrum	Quantum
21	Servicios Aux	13,8	Casa de máquinas	Fulcrum	ION 7600
22	Servicios Aux	13,8	Casa de máquinas	Fulcrum	ION 7600
23	Servicios Aux	13,8	Casa de máquinas	Fulcrum	ION 7600

1 / El medidor Landis & Gyr es un medidor electromecánico.

ANEXO F

CLAÚSULAS SOBRE MEDICIÓN EN CONTRATOS DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

1.- Características de los equipos de medición, funcionamiento y procedimiento:

- 1.1 Los Equipos de medición de Energía y Potencia necesarios para determinar el consumo mensual de **EL CLIENTE**, serán electrónicos multifunción, de clase de precisión 0.2 IEC o mejor, con capacidad de memoria de masa para almacenar información como mínimo de treinta y cinco (35) días, con intervalos de integración cada quince (15) minutos, incluyendo módem para interrogación a distancia. El medidor será adquirido, instalado y mantenido por **LA GENERADORA**, salvo que **EL CLIENTE** o el propietario de las instalaciones tenga un medidor que cumpla con dichas características técnicas. En este último caso el medidor será administrado por **LA GENERADORA**.
- 1.2 La Actualización de la hora, así como la modificación de la configuración de la página base y/o memoria de los medidores, que fueran necesarias, serán efectuadas por **LA GENERADORA** mediante teleproceso, previo aviso vía correo electrónico con respuesta de confirmación de recepción (no automática) a **EL CLIENTE**. Una vez efectuadas dichas acciones, **LA GENERADORA** remitirá a **EL CLIENTE** vía correo electrónico el archivo de cada medidor, conteniendo la información almacenada hasta el intervalo de quince (15) minutos inmediato anterior a la ejecución de las indicadas acciones.
- 1.3 Cualquier intervención en los equipos de medición que pudiera significar alteración de los registros (reemplazos, contrastes, entre otros) deberá efectuarse con previa notificación escrita a **EL CLIENTE**, con una anticipación no menor de tres (3) días hábiles a la intervención; estando facultado **EL CLIENTE** para presenciar dichas intervenciones, efectuar observaciones del ser el caso, y suscribir las actas correspondientes. La inasistencia del representante de **EL CLIENTE**, no impedirá la realización de las intervenciones ni invalidará los resultados o las consecuencias derivadas de las intervenciones realizadas.
- 1.4 La determinación de los consumos a efectos de la facturación mensual se realizará sobre la base de la información almacenada en la memoria de los medidores de propiedad de **LA GENERADORA** desde la 00:00 horas del primer día del mes hasta las 24:00 horas del último día de cada mes.
- 1.5 Todos los equipos de medición instalados por **LA GENERADORA** deberán permanecer precintados y los precintos serán retirados únicamente para intervenir los medidores que pudieran implicar alteración de sus registros, tales como intervenciones para mantenimiento, reemplazo y contraste; estas intervenciones deberán efectuarse por **LA GENERADORA**, previa notificación escrita a **EL CLIENTE** con una anticipación no menor de tres (3) días hábiles a dichas intervenciones.
- 1.6 Sin perjuicio de lo anterior, **EL CLIENTE** podrá instalar en paralelo equipos de medición de respaldo, en cuyo caso estos deberán ser similares o compatibles con los de **LA GENERADORA**, corriendo por cuenta de **EL CLIENTE** los gastos de adquisición, instalación, pruebas y mantenimiento correspondientes.

1.7 Para la medición de la Potencia absorbida (Demanda Máxima mensual) en el Punto de entrega, se considerará el máximo valor promedio de la potencia registrada en periodos de integración de quince (15) minutos.

2.- Acceso a la información de los medidores

2.1 **LA GENERADORA** prestará a **EL CLIENTE** las facilidades necesarias para el acceso a la información registrada en los medidores de **LA GENERADORA**, vía interrogación a distancia y/o lectura directa, cumpliendo con el protocolo que para tal efecto establezcan las Partes. **LA GENERADORA** deberá entregar mensualmente a **EL CLIENTE**, vía correo electrónico previo a la factura mensual, información referente a los consumos de Potencia, Energía Activa y variables relacionadas, así como los archivos con los registros de la memoria masa de los medidores, los que deberán estar en formato, dependiendo del tipo de medidor que se instale, con extensión texto (prm, txt o csv) o extensión hoja de cálculo (xls).

2.2 En el caso que **EL CLIENTE** instale sus propios equipos de medición, este brindará las mismas facilidades de acceso a **LA GENERADORA**.

3. Prueba de los Equipos de medición:

3.1 Los equipos de medición se probarán por lo menos cada tres (3) años y el costo de dicha prueba será asumido por **LA GENERADORA**. En caso **EL CLIENTE** solicite pruebas adicionales y si como consecuencia de dichas pruebas se comprobare que existe en el equipo de medición un error superior al de su clase de precisión mencionada en el numeral 1.1, el costo de la prueba será asumida por **LA GENERADORA**, y si el error fuese igual o inferior a dicho límite, el costo de la prueba será asumido por **EL CLIENTE**.

3.2 Los contrastes de los medidores se realizarán con patrones de energía que cuentan con un Certificado de Calibración o de ser el caso con el informe de calibración emitido por **INDECOPI**.

4 Fallas en los equipos de medición:

4.1 En el caso que por falla de los equipos de medición de **LA GENERADORA** no se hubieran registrado correctamente las cantidades absorbidas, o que las pruebas de los instrumentos de medición revelaran un error superior al de su clase de precisión,

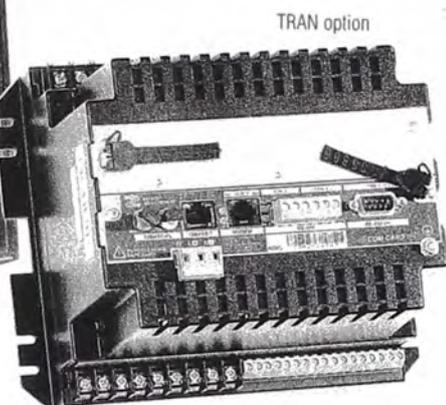
LA GENERADORA hará el respectivo reajuste de la facturación mensual a partir del mes en que fue detectada la falla, utilizando la mejor información disponible y en primera prioridad la información de los equipos de medición **EL CLIENTE** si están instalados como respaldo. En este supuesto, las Partes deberán reintegrarse los montos cobrados, de más o de menos según sea el caso, sin intereses ni moras.

4.2 Los reajustes de la facturación ante casos de fallas de los equipos de medición de acuerdo al numeral 4.4.1, se limitarán a un máximo de doce (12) meses anteriores a la última factura emitida.

ANEXO G



integrated display model



ION[®]

7500

7600

Intelligent Metering and Control Devices

Applications Summary

Compliance Monitoring

Use the ION 7600™ meter to summarize power quality measurements into simple pass/fail indicators. Monitor compliance with international standards such as EN50160, IEC 61000-4-7 (harmonics), and IEC 61000-4-15 (flicker). Or configure the unit for IEEE 519-1992, IEEE 1159 and SEMI F47.

Disturbance Analysis

Unique dynamic-ranging inputs maintain revenue accuracy at the regular measurement range while simultaneously capturing large-scale disturbances other meters can miss. Discover the sources of power quality events, harmonics, and voltage sags/swells. Analyze problems and avoid repeat interruptions.

Cost Allocation and Billing

Determine cost centers, identify demand control opportunities and check energy consumption patterns.

Demand and Power Factor Control

Avoid penalties with automated load shedding, scheduling, peak shaving or capacitor bank control.

Load Studies and Circuit Optimization

Determine the capacity of your electric network and run at peak efficiency. Perform load trending.

Equipment Monitoring and Control

Improve process yields and extend equipment life. Meter utilities including gas, steam and water.

Preventative Maintenance

Set up alarms to warn of pending problems. Log events and alarms for all critical conditions.

Features Summary

Measurements

- Exceeds Class 0.2 revenue accuracy
- Instantaneous 3-phase voltage, current, frequency, power factor
- Energy: bi-directional, absolute, net, time-of-use, loss compensation
- Demand: rolling block, predicted, thermal
- Harmonics: individual & total harmonic distortion up to the 63rd (127th in software)
- Transient detection, 65 μ s at 60Hz, (78 μ s at 50Hz) & sag/swell recording
- Clamp-on CT option

Communications

- WebMeter[®], MeterM@il[®] allow distribution of metered data and alarms over the Internet
- Optional built-in modem with ModemGate™ to allow modem access for 31 other devices
- 10Base-T or 10Base-FL Ethernet port option with EtherGate™ for direct data transfer from Ethernet to RS-485
- Two RS-485 ports, one switchable to RS-232
- One front panel optical port
- Modbus™ RTU and DNP 3.0 protocol support
- Modbus Master support

On-Board Data Logging

- Scheduled or event-driven logging
- Sequence-of-events & min/max logging

Setpoints for Control and Alarms

- Setpoint on any parameter or condition
- 1 second or 1/2 cycle operation

Inputs and Outputs

- Standard format includes 8 digital inputs, 3 form C relay outputs (electromechanical) for control functions and 4 form A digital outputs (solid state) for pulse functions
- Also available with 8 additional digital inputs 4 analog outputs, and/or 4 analog inputs.

Used at key distribution points and sensitive loads, the ION 7500 and ION 7600 meters offer unmatched value, functionality, and ease of use, coupled with web compatibility and control capabilities.

The meters come with an extensive selection of pre-configured data screens and measurements so you can use them right out of the box, or customize either meter to fit your unique requirements.

Integrate them with our ION Enterprise™ software or other energy management and SCADA systems via multiple communication channels and protocols.

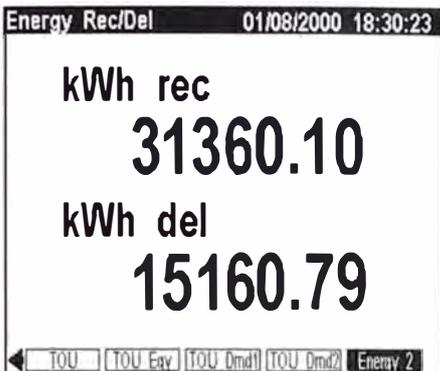
Patented ION[®] technology lets you customize metering or analysis functions at your workstation, without any hard-wiring. Just graphically link a few drag-and-drop icons, or select default setups, and you're ready to go.

Not all features listed are available with every model. Please refer to the detailed descriptions within for a complete list of feature availability.

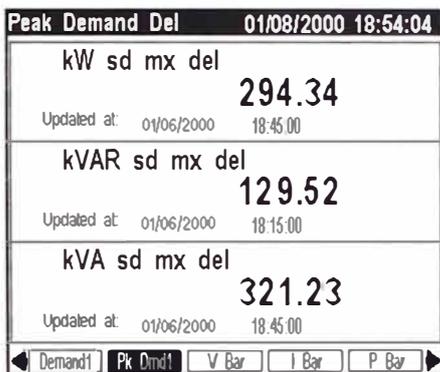


**POWER
MEASUREMENT**

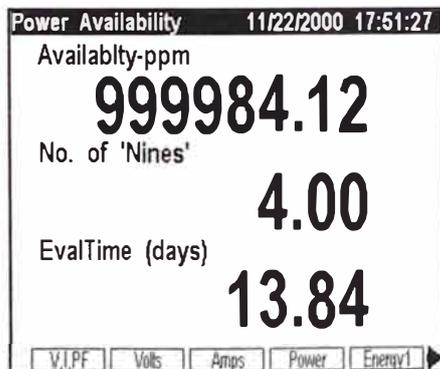
Energy Display



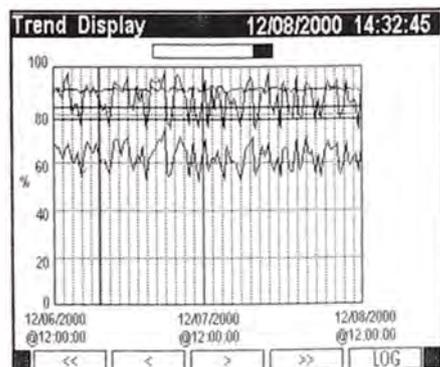
Peak demand with date and time-stamp



The meters display system reliability in nines, (e.g. 99.99% up-time).



Display kWh usage trends directly on the meter's front panel



Front Panel Display

The meters offer unique, easy-to-read $3\frac{1}{2} \times 4\frac{1}{2}$ inch, (87 x 112 mm) LCD display screens with bright back lighting and adjustable contrast. They can show TOU, harmonics, event logs, phasors, and instantaneous power parameters. A selection of character sizes enhance visibility under difficult lighting conditions or at long distances. It provides a user-friendly interface with a screen-based menu system to configure meter settings and an extensive choice of pre-configured display screens, for common applications.

Metering Energy

The units are fully bi-directional and meter energy in four quadrants. They provide active, reactive and apparent energy parameters and can integrate any instantaneous power parameter to supply measurements like:

- kWh delivered & received
 - kWh, kVARh, kVAh net (delivered - received)
 - kWh, kVARh, kVAh total (delivered + received)
 - kVARh, kVAh delivered & received
 - Volt-hours & Amp-hours
 - Integration of any instantaneous measurement
- Energy registers can be logged automatically on a programmed schedule.

Demand

The units support all standard demand calculation methods, including block, rolling block, thermal (exponential), and predicted demand. They can measure demand on any instantaneous value and record peak (maximum) and minimum demand with date and time stamps to the second. Peak demand registers can be reset manually (password protected) or logged and reset automatically on a programmed schedule. Measurements include:

- kW, kVAR, kVA demand, min/max
- Amps, Volts demand, min/max
- Demand on any instantaneous measurement

Transformer/Line Loss Compensation

- Flexible compensation methods
- Easy configuration
- Updated every second
- Available through all supported protocols

Instantaneous

Both units provide a choice of high accuracy, 1 second or high-speed, $\frac{1}{2}$ cycle measurements, including true RMS, per phase and total for:

- Voltage & current
- Active power (kW) & Reactive Power (kVAR)
- Apparent power (kVA)
- Power factor & frequency
- Voltage and current unbalance
- Phase reversal

Time-Of-Use

The meters offer comprehensive time-of-use (TOU) metering, configurable in accordance with virtually any utility tariff structure. Automatically record TOU register values at user-specified time intervals, at pre-scheduled dates and times, or when internal or external events occur. TOU registers can be reset manually (password protected) or on a pre-programmed schedule. Measurements include:

- Active, reactive and apparent energy
- Active, reactive and apparent demand
- Automatic recording of maximum (peak) demand during each tariff period
- 20 year calendar with automatic leap-year and daylight savings time adjustment
- Calendar supports division into 4 seasons
- 5 daily profiles per season
- 4 rate periods per daily profile (A, B, C, D)
- Automatic change to mid-season rate structure

Trending

Both meters offer access to historical data right at the front panel. The meters display, trend and continuously update historical data with date and timestamps for up to four parameters simultaneously.

Power Quality Metering

Compliance Monitoring*

- EN 50160 compliance monitoring
- IEC 61000-4-7 harmonics & inter-harmonics
- IEC 61000-4-15 flicker
- CBEMA/ITIC
- IEEE 519 and IEEE 1159

Waveform Recording

The meters can simultaneously capture all voltage and current channels.

- Sub-cycle disturbance capture
- Record back-to-back waveforms for up to several seconds
- Display and compare multiple waveforms in ION Enterprise software
- Record 7 cycles at 256 samples/cycle to 96 cycles at 16 samples/cycle with the ION 7600
- Record 14 cycles at 128 samples/cycle to 96 cycles at 16 samples/cycle with the ION 7500

Measure Up-time Using Nines

The current electricity supply infrastructure can typically provide electricity with 99.9% reliability, (3 nines or 8.8 hours downtime a year). However, any disruption is unacceptable for businesses in the digital economy that can require up to 99.9999999%, (9 nines or 2 cycles downtime *per year*) to effectively run their business model. Measure the number of nines of reliability with the ION 7500 and ION 7600 .

* Available only on ION 7600

Out-of-Limit Detection

Detect, record, and report the specifics of voltage or current imbalances and loss, frequency/power factor variations, over and undervoltages, etc.

Performance Indicators

The units can be configured to meter a wide range of utility performance indicators, including:

- Total outage time (in seconds)
- Out-of-tolerance duration for total harmonic distortion, voltage, frequency, power factor and hundreds of other definable indices

Harmonic Distortion Metering

Complete harmonic distortion metering, recording and real-time reporting, up to the 63rd harmonic, (127th for ION 7600 via ION Enterprise software), for all voltage and current inputs.

- Individual harmonics, (including magnitude, phase and inter-harmonics for the ION 7600)
- Total even harmonics and total odd harmonics
- Total harmonics (even + odd)
- K-factor, Crest factor

Symmetrical Components*

Zero, negative and positive sequences including phase & magnitude for voltage & current inputs. Identify harmful voltage & current unbalances in equipment before they cause damage.

Sag/Swell Detection

The ION 7500 and ION 7600 meters incorporate a dedicated sag/swell capture capability that can be used to analyze the severity and potential impact of sags and swells.

- Magnitude and duration data suitable for plotting on voltage tolerance curves
- Per-phase triggers for waveform recording or control operations

Transient Capture*

- The ION 7600 meter can detect and record sub-cycle transients as short as 65 μ s at 60 Hz (78 μ s at 50 Hz)

Data and Event Recording

The ION 7600 meter offers 4 MB (up to 8 MB optional — must specify at order time) of configurable, nonvolatile memory for waveform, event and log storage. The ION 7500 is equipped with 1MB standard with 4MB and 8MB order options.

Load Profiling

The ION 7500 and ION 7600 meters incorporate 800 channels via 50 data recorders. Channel assignments are configurable for historical trend recording of energy, demand, voltage, current, power quality, or any other measured parameter. Trigger recorders based on time interval, calendar schedule, alarm/event condition, or manually.

High-Speed Data Recording

High-speed "burst" recording (as fast as 1/2-cycle intervals) stores detailed characteristics of disturbances or outages. Trigger recording by a user-defined setpoint, or from external equipment. Gated recording logs data only during the critical event so that memory is conserved.

Coincident Min/Max Recording

Log the values of key parameters or equipment conditions coincident with an extreme condition, complete with date/time stamping. For example, record all feeder voltages and currents at the moment a peak demand condition occurs.

Time Synchronization and GPS

A real-time clock allows internal events and data records to be date-stamped and time-stamped to millisecond resolution. The clock can be synchronized to any one of three sources:

- The meter's internal crystal (+/- 50ppm)
- The line frequency of the electrical network being metered
- An external GPS receiver with an accuracy of +/- 1 millisecond

The serial port used for GPS time synchronization is dedicated exclusively as a GPS input.

Logic, Math and Control

Perform on-board calculations on any measured value, calculate true quantities from pulse inputs (e.g. BTUs) and calculate transformer loss compensation values. You can also implement real-time billing schemes.

Mathematical Functions

Define formulas using the following operators:

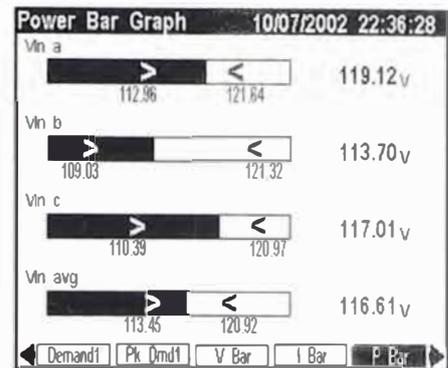
- Arithmetic (+, x, -, \div)
- Comparison (>, <, =, \geq , \leq , \neq)
- Logical (AND, OR, NOT, TRUE, FALSE, IF)
- Trigonometric (SIN, COS, TAN, ASIN, ACOS, ATAN)
- Math (PI, SORT, POWER, SUM, SUMSQ, AVG, RMS, LOG10, LN, MAX, MIN)

Programmable Logic and Setpoints

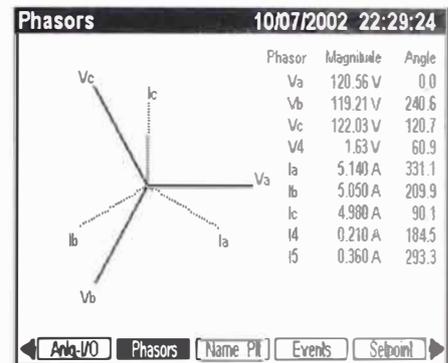
24 setpoints can be set for 1-second or 1/2-cycle operation and can be triggered by any over or under condition. Setpoints can trigger:

- Audible, (through software) and visible alarms
- Modem/pager dial-back
- Data logging
- Waveform recording with control over pre-event and post-event capture
- Relay control
- Clearing and reset functions
- Relative Setpoints

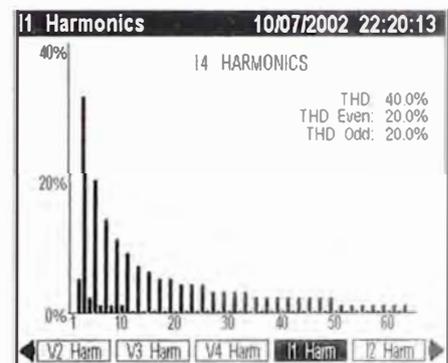
Multiple display formats are available, including bar graphs with min/max indicators



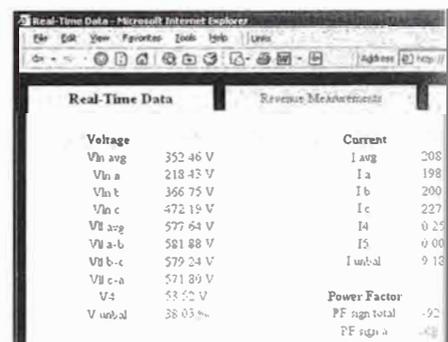
Unique vector diagram with magnitude and phase angle can help reduce installation time



View THD and individual harmonics through the front panel display screen



Built-in Web server provides browser access to extensive real-time meter data



* Available only on ION 7600

Software Integration

Extensive communication capabilities enable the meters to be easily integrated into energy management and distribution control systems.

ION Enterprise

Both units are compatible with our Windows 2000-based ION Enterprise power monitoring software. ION Enterprise displays real-time and logged data and offers manual control/configuration capabilities. It provides enterprise-wide data sharing in a secure networked environment.

Modbus Master

The meters can read and write data to Modbus slave devices through a designated serial port. This powerful feature allows meters to collect data from Modbus devices, process it, then deliver condensed information in a variety of ways.

Modbus Master read capability lets you perform detailed sub-metering by acquiring data from nearby, low-cost meters. Data acquired from attached Modbus slave devices (such as voltage, current, power factor and energy) can be recorded in on-board memory, presented on the graphical display or monitored using built-in setpoints.

Modbus Master write capability lets you send commands and data to attached Modbus slave devices. Applications for this capability include controlling remote I/O points, resetting setpoint or configuration parameters on PLCs and simple data exchange with other information systems.

Internet Connectivity

MeterM@il®

Meters equipped with an Ethernet port can automatically e-mail alarm notifications or scheduled system-status updates. MeterM@il messages can be received like any e-mail message, at a workstation, cell phone, pager or PDA. Data logs can also be sent on an event-driven or scheduled basis via e-mail, while conveniently accommodating firewall restrictions.

WebMeter®

An on-board Web server, combined with an Ethernet port offers quick and easy access to real-time energy and basic power quality information without special software. Built-in web pages display a range of energy and basic power quality information through any web-enabled device and even support basic meter configuration tasks.

XML Compatibility

The units can also exchange information using industry-standard XML format. Its simple machine readable-format supports easy integration with custom reporting, spreadsheet, database and other applications.

Communications

Multi-Port, Multi-Protocol Access

Simultaneous communication on up to 4 ports provides secure, data sharing with a variety of energy management systems using a choice of communication standards and protocols.

RS-232/RS-485 Port

Selectable between RS-232 and RS-485

- Protocols: ION, DNP 3.0, Modbus RTU, GPS, EtherGate™, ModemGate™, or Modbus Master
- Baud rate: 300 bps to 115,200 bps

RS-485 Port

- Protocols: ION, DNP 3.0, Modbus RTU, GPS, EtherGate™, ModemGate™, or Modbus Master
- Baud rate: 300 bps to 57,600 bps

Infrared Data Port

IrDA compliant front panel infrared data port can download real-time data to a portable PC.

- Protocols: ION, Modbus RTU, DNP 3.0,
- Baud rate: Up to 115,200 bps.

Internal Modem

Available internal telephone modem features fast connect time, and ModemGate, a gateway letting up to 31 additional devices share a meter's internal modem via the remaining serial ports. (IrDA and Internal Modem cannot be operated simultaneously)

- Protocols: ION, Modbus RTU and DNP 3.0
- Baud rate: Up to 33.6 kbps.

Ethernet Port

Optional 10Base-T or 10Base-FL port offers direct access through an Ethernet LAN/WAN and features EtherGate, which permits the direct transfer of data between an Ethernet network and up to 62 devices via the meter's 2 serial ports.

- Protocols: TCP/IP, ION, Modbus TCP, Telnet
- Baud rate: Up to 10 Mbps.

Interoperability

Concurrent communications ability via multiple protocols allows you to use the advanced features of either meter to extend an existing Modbus, DNP or ION Enterprise network. Logs and real-time values are also available through Modbus.

UTS Software Support

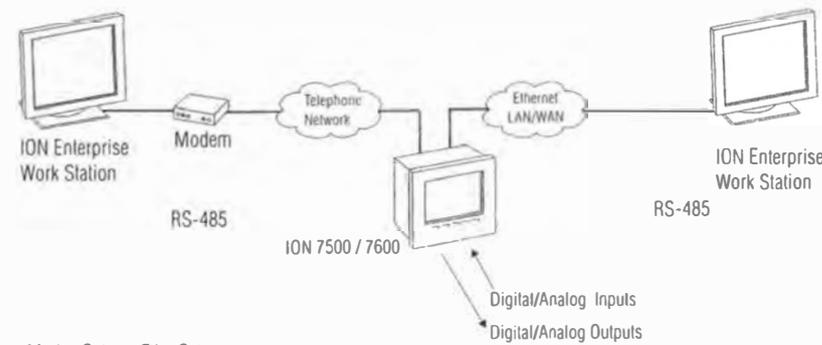
The meters are fully compatible with UTS software platforms including MV-90*, MVP, MVRS, MVLT and MVCOMM and are unique in offering a direct Ethernet connection to MV-90.

Flash-Based Firmware

Perform upgrades via communications without removing the unit from the site.

Inputs/Outputs

Standard digital and optional analog I/O let you monitor a wide range of conditions, such as flow rates, RPM, fluid levels, oil pressures and transformer temperatures. You can output energy pulses to an RTU or perform equipment control operations.



ModemGate or EtherGate
(Gateway to RS-485 serial networks)



ModemGate or EtherGate
(Gateway to RS-485 serial networks)



Digital Inputs/Outputs

- 8 digital inputs can monitor status or count pulses from external "volts free" dry contact
- 4 solid state output ports and 3 on-board relays can be controlled automatically by internal setpoints or manually via a communications port

Analog Inputs/Outputs

Either meter can be equipped with an optional analog I/O card featuring:

- 8 digital inputs
- 4 analog inputs accepting 0–1mA or 0–20 mA, (scalable to 4–20mA)
- 4 analog outputs accepting -1–1mA or 0–20 mA, (scalable to 4–20mA)
- 4 analog inputs accepting 0–20 mA and 4 analog output accepting 0–20 mA
- 4 analog inputs accepting 0 to 1mA and 4 analog outputs accepting -1 to 1 mA

Contact Power Measurement for I/O combinations supported

The Power of ION

The meters are based on our patented object-oriented ION® technology, which ensures the longevity of your metering solution because it can adapt as your needs change and lets you take advantage of our ongoing advances in technology.

The measurements and other functions of both units are provided by ION modules. You can quickly add or rearrange functions with drag-and-drop icons and a few clicks of a mouse. Imagine new features and build them with ION.

Mounting

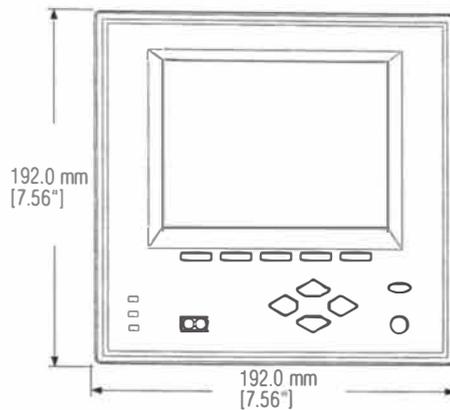
The ION 7500 and ION 7600 meters can be panel-mounted in a single DIN standard 186 mm X 186 mm cutout.

- Bezel size: 192 x 192 mm (DIN)
- A distance of 160 mm (6-1/2 inches) clearance is required behind the panel (plus allowance for connectors and cables)
- An adapter plate is available to facilitate the conversion from our 3000 series meters to the ION 7600 and ION 7500. Please contact us for more information.

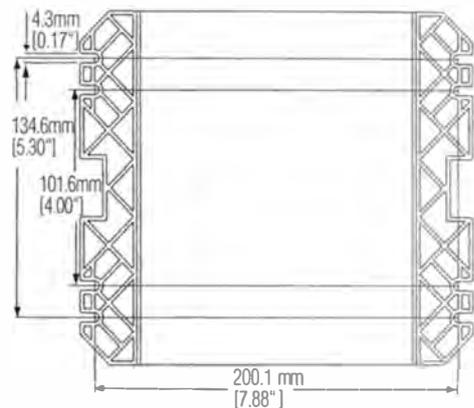
TRAN models have no integrated display and can be flush-mounted against any flat surface.

Dimensions

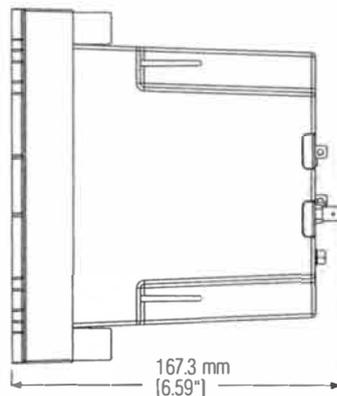
Front view



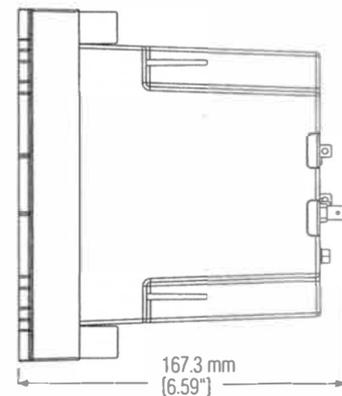
Front view, TRAN model



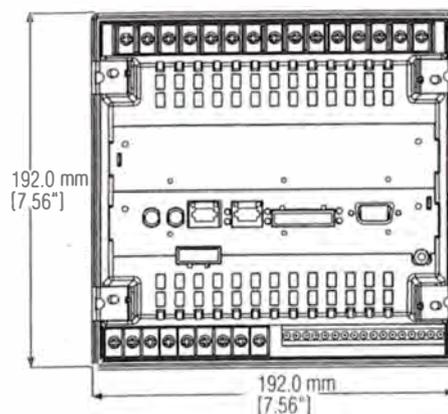
Side view



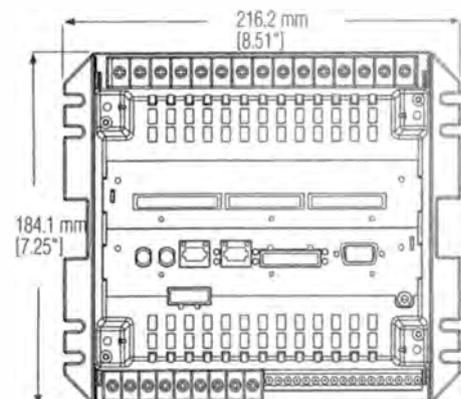
Side view, TRAN model



Rear view

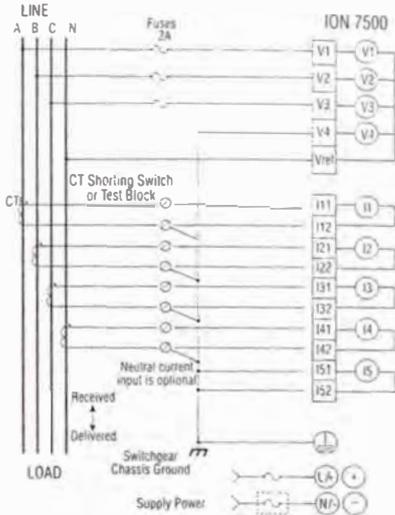


Rear view, TRAN model



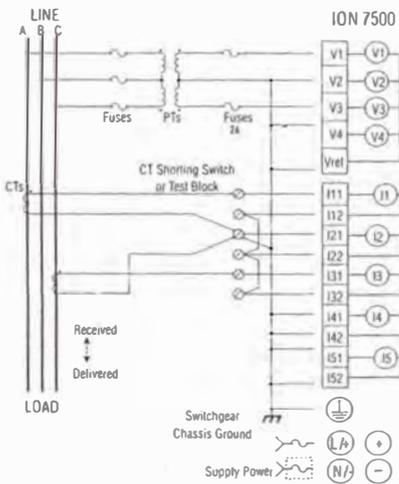
Example Connections

4-Wire Wye (Direct Connection)



NOTE: Fuse is required if power is supplied from an ungrounded source (i.e. L-L voltage)

3-Wire Delta (2 PTs and 2 CTs)



NOTE: Fuse is required if power is supplied from an ungrounded source (i.e. L-L voltage)

Connections

Installation

- 4-wire Wye, 3-wire Wye, 3-wire Delta, Direct Delta and Single Phase systems
- 4 voltage and 5 current inputs
- All inputs pass ANSI/IEEE C37.90-1989 surge withstand and fast transient tests

Voltage and Current Inputs

- Autoranging 57 through 347 LN/600 LL inputs
- No PTs needed for Wye systems up to 347/600 VAC
- Standard 5 to 20 Amp current inputs
- Optional 1Amp current inputs
- Low voltage current probe option

Control Power

The ION 7500 and ION 7600 standard power supply has a voltage range of 85 to 240 VAC and 110 to 330 VDC, and can be powered from a dedicated fused feed.

Measurement Specifications

Parameter	Accuracy ± (%reading)	Register Bounds
Voltage (I-I) (I-n)	1 second 0.1%	1 second 0 to 1x10 ⁶ V
Frequency†	0.01%	18 to 72 Hz
Current (I1, I2, I3)	0.1%	0 to 1x10 ⁶ A
Current (I4, I5)	0.4%	0 to 1x10 ⁶ A
kW, kVAR, kVA	class 0.2*	0 to ± 3.3x10 ⁷
kWh, kVARh, kVAh	class 0.2*	0 to ± 10 ³⁷
KW, KVA Demands	class 0.2*	0 to ± 3.3x10 ⁷
Power Factor (at Unity PF)	0.5%	-0.01 to -100.00, 100.00 to 0.01
Harmonics (to 40th)#	IEC 61000-4-7	0 to 1x10 ⁶
Harmonics (to 63rd)	1% Full Scale	0.3% to 100.00%
K Factor	5% Full Scale	0 to 1x10 ⁶
Crest Factor	1% Full Scale	0 to 10.0
Symmetrical Components#	Voltage: 0.2% FS**, Current: 0.4% FS	Magnitude: 0 to 1x10 ⁶ ; Phase: -180 to 180

* Refer to Compliance section on page 7 † Accuracy is valid for 47 to 63 Hz.

ION 7600 only

** FS = Full Scale

Display resolution meets or exceeds accuracy.

User Programmable Log Capacity

Example Configurations:

Event	ION 7500 (equipped with 1MB memory)				ION 7600 (equipped with 8MB memory)			
	500 Events		500 Events		500 Events		500 Events	
Data	86 days ^A	345 days ^B	86 days ^A	344 days ^B	2 years ^A	8 years ^B	1.8 years ^A	7.2 years ^B
Waveforms	6 ^C	6 ^C	24 ^D	24 ^D	16 ^C	16 ^C	180 ^D	180 ^D

^A 16 parameters recorded every 15 minutes

^B 16 parameters recorded hourly

^C on each of 6 channels at 128 samples per cycle for 14 cycles

^D on each of 6 channels at 16 samples per cycle for 22 cycles

Specifications

Voltage Inputs

- Inputs: V1, V2, V3, V4, VREF
- Rated Input: 347 LN/600 LL VAC RMS
- Overload: 1500 VAC RMS continuous
- Dielectric Withstand: 3250 VAC RMS, 60Hz for 1 minute
- Impedance: 5 MΩ/phase
- Fault Capture: 1400 Vpeak

Current Inputs

- Inputs: I1, I2, I3, I4, I5

Standard Current Transformers:

- Class 2:
 - Rated Inputs: Max voltage: 600V RMS (CAT III IEC61010-1)
 - Overload: 50A RMS for 1 second, non-recurring; 10A continuous
 - Starting current: 0.001A RMS
 - Fault capture: 17.5A peak
 - Dielectric Withstand: 3250 VAC, 60Hz for 1 minute
 - Burden: 0.015 VA per phase (at 1 A)
- Class 20:
 - Rated Inputs: Max voltage: 600V RMS (CAT III IEC61010-1)
 - Overload: 500A RMS for 1 second, non-recurring; 20A continuous
 - Starting current: 0.005A RMS
 - Fault capture: 70A peak
 - Dielectric Withstand: 3250 VAC, 60Hz for 1 minute
 - Burden: 0.05 VA per phase (at 5A)

Current Inputs (continued)

Current Probes with AC Voltage Output

- Rated Inputs: 1V
- Max: 5.5V RMS (CAT I IEC 61010-1)
- Impedance: 220 kΩ max.
- 2 options:
 - Current Probe Inputs for use with 0-1 VAC current probes. Probes sold separately Accuracy depends on probe specs.
 - Current Probe Inputs with 3 calibrated Universal Technic 10A clamp-on CTs, meeting IEC 1036 accuracy

Waveform Recording

- Sampling Rate: ION 7500 - 128 samples/cycle, ION 7600 - 256 samples/cycle from 47-63 Hz
- Dynamic range: Voltage Inputs-14 bits effective, Current Inputs -18 bits effective
- Waveform recording options range from 16 samples/cycle (96 cycles) to 256 samples/cycle (7 cycles) depending on model

Digital Inputs

- 8 Inputs: S1-S8, SCOM Self-excited, dry contact sensing, no external voltage required.
- Minimum pulse width: 1ms
- Maximum pulse rate: 20 pulses/sec.
- Timing resolution: 1ms
- Updated: 1/2 cycle (after timing resolution)
- Isolation: 300 Vpeak for 10s, 60 Hz.

Electromechanical Relays

- 3 Form C relays: R1 - R3
- Rated Voltage: 250VAC / 30VDC
- Rated load at Rated Voltage:
 - Resistive: 10A AC/DC
 - Inductive: 7.5A (AC, PF = 0.4) / 5A (DC, L/R = 7ms)
- Max Voltage: 380VAC / 125VDC
- Max load at Max Voltage: 0.2A (DC) / 3A (AC)
- Turn-on time: 15ms max.
- Turn-off time: 5ms max.
- Max. switching capacity:
 - 2500VA, 300W resistive
 - 1875VA, 150W inductive (p.f. = 0.4)
- Isolation: 5,000 VAC for 1 minute
- Lifetime:
 - 10,000,000 operations (no load)
 - 100,000 operations (rated voltage and load)
- Update Time: ½ cycle or 1-second

Solid State Outputs

- 4 Form A outputs: D1-D4
- Maximum voltage: 30 V DC
- Maximum current: 80 mA
- Isolation: Optically isolated. Max 5000 Vrms isolation (UL:E64380)
- Update Time: ½ cycle or 1-second

Power Supply

- Rated Inputs: AC: 85 – 240 VAC (+/-10%), 47-63 Hz DC: 110 – 330 VDC (+/-10%)
- Dielectric Withstand: 2000 VAC RMS, 60Hz for 1 min.
- Burden: Typical 10VA; Max. 20 VA
- Ride-through: Min: 100ms (6 cycles at 60 Hz at 96 VAC) 200ms (12 cycles at 60 Hz at 120 VAC), 800ms (48 cycles at 60 Hz at 240 VAC)

Communications

Serial Ports

- 1 RS-232/485 and 1 additional RS-485 port
- Protocols: ION, DNP 3.0, Modbus RTU, GPS, EtherGate, , ModemGate, Modbus Master
- Baud rate: RS-232: 300 bps to 115,200 bps
- RS-485: 300 bps to 57,600 bps

Infrared Port

- IrDA compliant
- Distance: 0 — 1 meter
- Optical range: +/- 15 degrees (min.), +/- 30 degrees (max.)
- Baud rate - up to 115,200 bps
- Protocols: ION, Modbus RTU, DNP 3.0

Internal Modem

- Data rate: 300 bps - 33.6 kbps (V.3.4, V.32 bis, V.32, V.22 bis, V.22 A/B, V.23, V.21, Bell 212A, Bell 103)
- Automatic data rate detection is supported
- Error correction: V.42 LAPM, MNP2-4, MNP 10
- Data compression: V.42 bis/MNP 5
- Interface: RJ11 (tip & ring)
- Governmental approvals: FCC P68 (USA), Industry Canada CS-03, CTR21 (Austria, Belgium, Denmark, Finland, France, Germany, Greece, Iceland, Ireland, Italy, Luxembourg, Netherlands, Norway, Portugal, Spain, Sweden, Switzerland, UK)

Ethernet Port

- Protocols: TCP/IP, Telnet, ION, Modbus TCP
- Interface: IEEE 802.3-1993, ISO/IEC 8802-3:1993 (Ethernet) 10Base-T or 10Base-FL (optional)
- 10Base-T:
 - Cabling: unshielded twisted pair cable, 0.5 mm (24 AWG), max. length 100 meters
 - Connector: RJ45
 - Isolation: Transformer isolated, min. isolation voltage: 1500 VAC RMS/2250 VDC
- 10Base-FL
 - Cabling: fiber optic cable, 62.5/125 um nominal, wavelength 820 nm, max. length 2000 meters
 - Connector: ST
 - Isolation: Optical

Environmental Conditions

- Operating Temp: -20 to +70 C (no formation of ice) (-4°F to 158°F)
- Storage: -40 to +85 C (-4°F to 185°F)
- Humidity: 5 to 95% non-condensing

Shipping

- 7.1 lbs / 3.2 kg
- 17 x 10 x 11 inches (0.98 cu. ft.)
40.8 x 24 x 27.9 cm (0.0235 cu. m)

Display

- Type: FSTN Liquid Crystal Display (LCD)
- Resolution: 320 x 240 pixels (1/4 VGA)
- Temperature: Display operational 0 to +60 C
- Backlight: Cold Cathode Fluorescent (CCFT)

Standards Compliance

Accuracy†

- Independent Compliance with IEC60687 0.2S, 1A and 5A tested by KEMA
- Complies with ANSI C12.20, Class 10 & Class 20
- Complies with Measurement Canada AE-1021

† Products meet or exceed the accuracy requirements of the standards listed. All products tested internally by Power Measurement. Some products tested by third-party laboratory. Due to form factor of some meters, not all ANSI/IEC compliance tests may apply. Contact Power Measurement for further clarification.

Safety/Construction

- IEC1010-1 (EN61010-1) Safety requirements for electrical equipment for measurement, control and laboratory use
- CSA C22.2 No 1010-1 Canadian Standards Association
- UL3111-1 Measuring, Testing and Signal Generation Equipment

Electromagnetic Immunity

- IEEE C.37-90.1-1989 IEEE Standard Surge Withstand Capability (SWC) Tests for Protective Relays and Relay Systems (ANSI) (All inputs except for the network communication port)
- IEC1000-4-2 (EN61000-4-2/IEC801-2) Electrostatic Discharge (B)
- IEC1000-4-3 (EN61000-4-3/IEC801-3) Radiated EM Field Immunity (A)
- IEC1000-4-4 (EN61000-4-4/IEC801-4) Electric Fast Transient (B)

Electromagnetic Immunity (continued)

- IEC1000-4-5 (EN61000-4-5/IEC801-5) Surge Immunity (B)
- IEC1000-4-6 (EN61000-4-6/IEC801-6) Conducted Immunity
- ANSI C62.41 Surge Immunity
- IEC1000-3-2 (EN61000-3-2) Limits for harmonic currents emissions (equipment input current < 16 amps per phase)
- IEC1000-3-3 (EN61000-3-3) Limitation of voltage fluctuations and flicker in low voltage supply systems for equipment with rated current < 16 amps
- ENV51040 Radiated EM Field Immunity (A)
- ENV51041 Conducted EM Field Immunity (A)
- EN50082-2 Electromagnetic Compatibility, immunity

Electromagnetic Emission

- FCC Part 15 Subpart B, Class A Digital Device. Radiated Emissions
- EN55011 (CISPR 11) Radiated/Conducted Emissions (Group 1, Class A)
- EN55022 (CISPR 22) Radiated/Conducted Emissions (Class A)
- EN50081-2 Electromagnetic Compatibility, emissions



ISO 9002-94

Registration Cert# 002188

Quality Assurance ISO 9002-1994

Some features are optional.

To identify standard and optional features, please see the 'Product Order Forms' at www.pwrm.com.

Feature	ION 7500	ION 7600
Power Quality		
Sag/Swell Monitoring	■	■
Symmetrical Components: zero, positive, negative	■	■
Transient detection, microseconds		65
Harmonics: individual, even, odd, total up to	63 rd	63 rd
Harmonics: magnitude, phase and inter-harmonics		40 th
Sampling rate, maximum samples per cycle	128	256
Flicker, (harmonics to EN50160, IEC 6100-4-7/4-15)	■	■
Configurable for IEEE 519 - 1992, IEEE159, SEMI	■	■
Uptime in number of nines	■	■
Logging and Recording		
Standard memory capacity	1MB	4MB
Maximum optional memory capacity	8MB	8MB
Min/max logging for any parameter	■	■
Historical logs, maximum # of channels	800	800
Waveform logs, maximum # of cycles	96	96
Timestamp resolution in seconds	0.001	0.001
Historical trend information via front panel display	■	■
GPS time synchronization	■	■
Communications and I/O		
RS-232/485 ports	1	1
RS-485 ports	1	1
Ethernet ports	1	1
Infrared optical port	1	1
Internal Modem	1	1
DNP 3.0 through serial, modem and I/R ports	■	■
Modbus RTU slave on serial, modem and I/R ports	■	■
Modbus RTU Master on serial ports	■	■
Modbus TCP through Ethernet	■	■
EtherGate, data transfer between Ethernet & RS-485	■	■
ModemGate, data transfer between internal modem & RS-485	■	■
MeterMail, logged data and alarms via e-mail	■	■
WebMeter, on board web server	■	■
Analog Inputs	4	4
Analog Outputs	4	4
Digital status inputs	16	16
Digital status outputs (standard)	4	4
Relay outputs (standard)	3	3
Setpoints, Alarming, & Control		
Setpoints, minimum response time	1/2 cycle	1/2 cycle
Setpoints, number of	24	24
Math, logic, trig, log, linearization formulas	■	■
Single & multi-condition alarms	■	■
Call-out on alarms	■	■
Revenue Metering & Standards		
ANSI C12.16 accuracy compliant	■	■
ANSI C12.20 0.2 compliant, Class 10 & 20	■	■
IEC 60687 0.2S compliant, 1 & 5A	■	■
IEC 60687 0.5S compliant 1 & 5A	■	■
Measurement Canada Approved	■	■
MV-90 supported	■	■
LINE REMOVED (Multi-year scheduling; hourly activity profiles)	■	■
Transformer/line loss compensation	■	■

Meet the World Leader

Power Measurement is the leading provider of enterprise energy management systems for energy suppliers and consumers worldwide. Our ION[®] web-ready software and intelligent electronic devices comprise a complete, real-time information and control network that supports billing for complex energy contracts and helps improve power quality, reduce energy costs and keep operations running enterprise-wide, 24 hours a day. Our reputation for unparalleled value, quality and service is based on nearly two decades of innovation and experience.

Worldwide Headquarters

2195 Keating Cross Rd.
 Saanichton, BC, Canada V8M 2A5
 Tel: 1-250-652-7100 Fax: 1-250-652-0411
 email: sales@pwrm.com

Europe

Schulstrasse 6
 91320 Ebermannstadt, Germany
 Tel: +49 (0) 9194-724 765
 Fax: +49 (0) 9194-724 766
 email: pme@pwrm.com



POWER MEASUREMENT

For the most up to date information, go to

www.pwrm.com

Toll free 1-866-466-7627

866-ION-SMART

USA And Canada only

Revision Date: October 2002

© 2002 Power Measurement. Printed in Canada 70100 01.0

ION, ION Enterprise, ION 7500, ION 7600, MeterMail, WebMeter, EtherGate, ModemGate are trademarks of Power Measurement. MV-90 is a registered trademark of Itron Inc. Any reproduction or re-transmission in whole or in part of this work is expressly prohibited without the prior consent of Power Measurement. Information contained herein is subject to change without notice.

YOUR LOCAL REPRESENTATIVE



smart energy everywhere™

BIBLIOGRAFIA

1. Andrés M. Karcz. “Fundamentos de Metrología Eléctrica” Tomo III, 1977
2. Landis & Gyr. “El Medidor Eléctrico”, 1977
3. Landis & Gyr. “Basic Course Electronics Meters”, 1994
4. Schlumberger Industries, Inc. “QUANTUM MULTIFUNCTION METER. Hardware Instruction Manual 1610”, 1997
5. Schlumberger Industries, Inc. “FULCRUM SL320 Series MULTIFUNCTION METER. Hardware Instruction Manual 1620”, 1994
6. Schlumberger Industries, Inc. “MANUAL DEL SISTEMA MINI-MASTER”, 1991
7. Power Measurement. “Guía de Instalación ION 7500/7600”, 2004
8. Power Measurement. “ION 7550/7650 User Guide”, 2004
9. Power Measurement. “ION Enterprise Client User’s Guide”, 2002
10. Power Measurement. “ION Reference”, 2005
11. Catálogos de medidores Ferraris