



SUBSECRETARÍA DE EDUCACIÓN SUPERIOR  
TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO  
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ



## INGENIERÍA ELÉCTRICA

# *“INNOVACIÓN EN LA MEDICIÓN DE ENERGÍA DE GENERACIÓN BRUTA Y SERVICIOS PROPIOS DE LA C.H.M.M.T.”*

Reporte de Residencia

Erik Fabián Santiago Gramajo 13270968

**ASESOR INTERNO:**

Dr. Rubén Herrera Galicia

**ASESOR EXTERNO:**

Ing. Edson Othón Benavidez Ovando

**CENTRAL HIDROELÉCTRICA MANUEL MORENO TORRES,  
CHICOASÉN.**

DICIEMBRE 2017

## LISTADO DE ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS

<b>AMR</b>	Automatic Meter Reading
<b>f.p.</b>	Factor de potencia.
<b>Hz</b>	Hertzio.
<b>I<sub>H</sub></b>	Corriente primaria.
<b>I<sub>L</sub></b>	Corriente que alimenta la carga.
<b>I<sub>M</sub></b>	Corriente de magnetización.
<b>KV</b>	Kilo voltio.
<b>KVAR</b>	Kilovoltio amperio reactivo.
<b>Kvarh</b>	Kilo var (1000 var), Medida de energía eléctrica aparente.
<b>KW</b>	Kilo Watts (1000 Watts), Medida de potencia eléctrica.
<b>KWh</b>	Medida de energía eléctrica.
<b>RTC</b>	Relación de transformación de corriente.
<b>RTP</b>	Relación de transformación de potencial.
<b>Sag</b>	Hueco de tensión.
<b>SIME</b>	Sistema Integral de medición.
<b>Swell</b>	Elevación de tensión.
<b>TC</b>	Transformador de corriente.
<b>TCP/IP</b>	Transmission Control Protocol/Internet Protocol.
<b>THD</b>	Total Harmonic Distortion.
<b>TP</b>	Transformador de potencial.
<b>V</b>	Medida de voltaje, tensión o potencial.
<b>VA</b>	Voltio amperio.
<b>Van</b>	Voltaje entre fase A y Neutro.
<b>Vbn</b>	Voltaje entre fase B y Neutro.
<b>Vcn</b>	Voltaje entre fase C y Neutro.
<b>Z<sub>c</sub></b>	Impedancia de carga en el secundario.
<b>Z<sub>H</sub></b>	Impedancia propia del devanado de alta tensión.
<b>Z<sub>L</sub></b>	Impedancia propia del devanado de baja tensión.
<b>Z<sub>M</sub></b>	impedancia de magnetización del transformador.

## ÍNDICE

LISTADO DE ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS .....	1
1. Introducción.....	3
1.1 Antecedentes .....	3
1.2 Estados del arte .....	4
1.3 Justificación .....	5
1.4 Objetivo .....	5
1.5 Metodología .....	6
2. Fundamento Teórico .....	8
2.1 Medidores de energía .....	8
2.2 Transformadores de medición TP's y TC's .....	13
2.3 Comunicaciones por Ethernet.....	20
2.4 Sincronización de horarios.....	25
3. Desarrollo .....	29
3.1 Ubicación de los medidores de energía .....	29
3.2 Diagramas de voltajes y corrientes .....	30
3.3 Plano de vestimenta del gabinete de los medidores .....	40
3.4 Ajuste y Revisión de los medidores .....	42
4. Resultados Y Conclusiones.....	49
4.1 Resultados .....	49
4.2 Conclusiones.....	52
Referencias Bibliográficas .....	53
Anexos .....	55
Anexo A: Registro de eventos Sag y Swell .....	55
Anexo B: Lista de materiales .....	57
Anexo C: Adquisición del equipo .....	58

# 1. Introducción

## 1.1 Antecedentes

La medición de la energía eléctrica se ha convertido en algo importante en las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras de energía eléctrica, ya que de ellos depende la facturación de la misma. Por la naturaleza complicada de esta energía es necesario tratarla de una manera especial, con una medida exacta y sólida, para lo cual han pasado varios años para perfeccionarlo.

Los medidores multifunción en la actualidad tienen muchos elementos disponibles que no son explotados y que pueden ser de gran utilidad para las empresas generadoras de energía eléctrica, la forma de leer los medidores de energía eléctrica y la información que almacenan han ido cambiando constantemente, arrastrados por las cambiantes tecnologías; tecnologías que van desde el mismo medidor hasta el medio de comunicación.

Los medidores han evolucionado desde un simple medidor de watts-hora hasta un medidor multifunción que puede almacenar desde el parámetro básico watts-hora y una gran gama de parámetros eléctricos, hasta hacer que el medidor avise por cualquier evento que esté ocurriendo a una estación de trabajo, se ha convertido en una herramienta de gran ayuda al explotar al máximo las virtudes de los medidores para muchas empresas que distribuyen energía eléctrica.

La forma de leer los medidores de energía eléctrica y la información que almacenan han cambiado también gracias a las nuevas tecnologías de comunicación, donde si se requería obtener alguna lectura se hacía manual se tenía que llegar directo al equipo, hasta ahora hacerlo remotamente por medio de Ethernet, esto es lo que se requiere plantear en la central hidroeléctrica.

Las empresas que se encargan de elaborar medidores multifunciones como por ejemplo ARTECHE, ION, WESTERN HOUSE, SEL, etc. Cada día están implementando nuevas tecnologías en sus equipos, ya implementan poder visualizar muchos parámetros eléctricos esto permitirá poder visualizar el comportamiento de las unidades en tiempo real y poder tener registros.

Uno de los factores que se tienen que considerar debido a que contienen componentes electrónicos es la ubicación correcta en el área de trabajo, para poder tener una vida útil larga y evitar alguna falla en el equipo, debido a las altas temperaturas que se presentan en las unidades, ya al generar energía eléctrica hay pérdidas y estas se representan en forma de calor.

Hoy día la tecnología ha dado un paso adelante en los mejoramientos de los sistemas de comunicación haciéndolo que la transferencia de datos sea más rápida y con más capacidad, así como los medidores de energía eléctrica por el mismo avance de los medios de comunicación están mutando a medidores que pueden proporcionar muchos parámetros de energía eléctrica, y con módems para distintos tipos de comunicación.

## **1.2 Estados del arte**

Thomas Alva Edison en 1881 creó el primer medidor químico este medidor funcionaba bajo el principio que, si dos electrodos se colocaban en una solución química, al circular la electricidad a través de este un electrodo se deterioraba y le pasaba su masa al otro electrodo. Por lo tanto, para leer el medidor era necesario pesar los electrodos al principio y al final de cada periodo de factura [1].

Elihu Thomson en 1889 desarrolló el medidor de energía eléctrica (vatímetro) fue el primer medidor práctico capaz de medir energía eléctrica (whatthora) operó bajo el principio de un motor pequeño en derivación, los bobinados se conectaron en serie con la línea, mientras que la bobina de la armadura fue pasado a un conmutador y esté conectado a la línea, a este le introdujeron un disco de cobre entre la armadura la hicieron girar entre tres imanes permanentes llegó a ser rápidamente el estándar a través de la industria [2].

Oliver B. Shallenberger en 1888 trabajaba casi al mismo tiempo que Thomson en un medidor que operaría exclusivamente con corriente alterna el medidor de amperio-hora, utilizaba algunos principios del medidor de energía eléctrica (watthora) de c.a., pero era como un diseño más sencillo y económico que este, Shallenberger creyó que este tendría una gran demanda [3].

La empresa Metretek, inc. En 1978 desarrolló un diseño pre-internet y produjo el primer AMR totalmente automatizado, disponible comercialmente para la telelectura del contador mediante un sistema de gestión que utilizó un mini-ordenador de IBM. Con estas premisas en la industria electrónica en la década de los 80 se comienzan a producir los primeros contadores híbridos, basados en los contadores de inducción [4].

Arteche en 2003 se implanta en Brasil, con Arteche EDC, integrando en su portafolio de productos toda la gama de equipos de Brasil siendo uno de ellos medidores digitales y diversas soluciones para la Automatización de la Distribución. Arteche afianza, de este modo, su presencia en América, tanto en Norteamérica como en Sudamérica [5].

### **1.3 Justificación**

La central hidroeléctrica Manuel Moreno Torres requiere mejorar la medición de energía de generación bruta y de servicios propios, debido a que no están actualizados, y estos son indispensables para la facturación de la energía vendida, se resolverán las fallas que estos presentan actualmente, proponiendo algunas mejoras a las problemáticas que se tienen.

Una de las ventajas de las nuevas tecnologías es que el personal ya no requiere estar frente al equipo para obtener información si no que se puede hacer remotamente con una computadora personal y acceso a internet, esto también nos permitirá visualizar ciertos parámetros en tiempo real, el cual será de gran utilidad para saber cómo se comporta el sistema.

Se empleará el uso de Ethernet para la comunicación remota y este mismo servirá para la sincronización de horarios de los medidores, se realizarán los diagramas de voltajes y corrientes; así como el diagrama de control y comunicación todo esto se dejará planteado para su elaboración, también se pondrán las configuraciones y parámetros que deberá tener el medidor en su programación.

Se tienen que reubicar y concentrar todos los medidores de Generación Bruta y Servicios Propios, donde se encuentran actualmente es frente a cada unidad generadora y en estas se presentan temperaturas altas y también hay presente humedad con condensación y esto con el tiempo lo ira deteriorando, aunque los medidores vienen con la característica de poder resistir temperaturas altas se procurara ubicarlo en condiciones óptimas.

Estarán concentrados los medidores en dos gabinetes para su mejor control y no estén esparcidos como actualmente se encuentran, esto llevara a concentrar mejor las señales en un solo lugar, también conllevara en un ahorro económico el centralizar los medidores debido a que se ahorrara material y tiempos de trabajo en su reubicación.

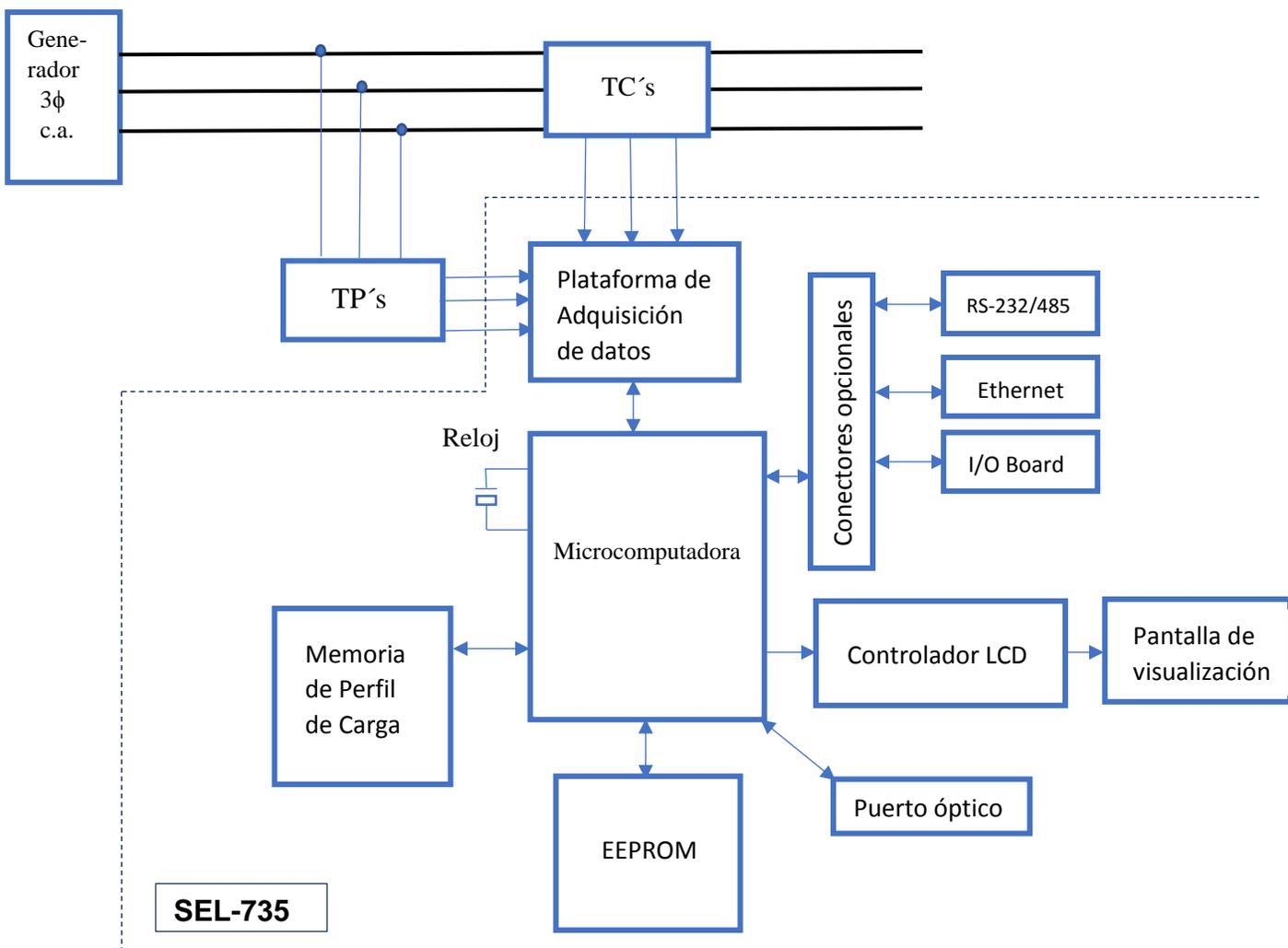
### **1.4 Objetivo**

Poner en servicio medidores multifuncionales SEL-735, para garantizar la precisión de las mediciones de energía y monitorear de forma remota la integración de la información generada.

**Objetivos específicos. a)** Centralizar y reubicar los medidores de Generación Bruta y Servicios Propios de cada unidad para su mejor control, **b)** Elaborar los diagramas correspondientes para la instalación.

## 1.5 Metodología

En la figura 1.1 se muestra el diagrama a bloques general de los componentes de los medidores de energía multifuncionales de la C.H. Manuel Moreno Torres.



**Fig. 1.1** Diagrama a bloques de los componentes del medidor multifuncional.

En la siguiente Fig.1.2 se muestra como están conectados los TC's y TP'S para la medición de la energía, en la cual se indica cual es de servicios propios y de generación bruta para tener una idea más clara de donde se toman estas señales para su medición, estas dos son indispensables para la facturación de la energía ya que se cobra lo generado menos lo consumido por la propia unidad, esto para su funcionamiento.

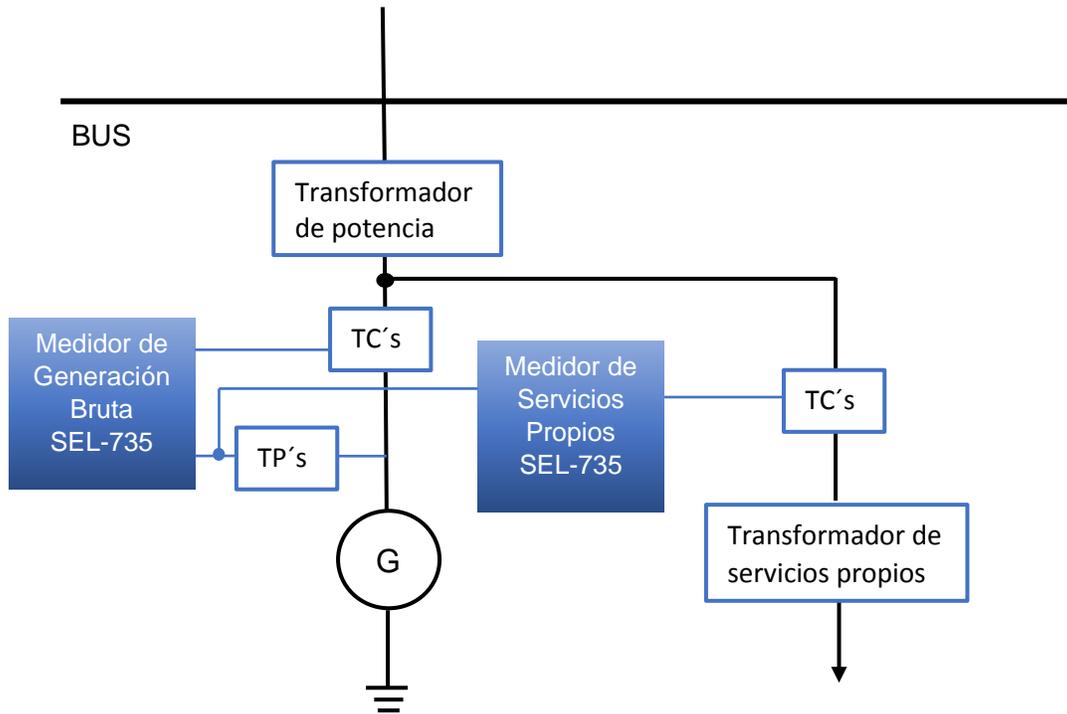


Fig.1.2 Diagrama a bloques de la conexión del hardware.

**TP's y TC's.** Son transformadores de corriente y de potencial, los cuales son los encargados de tomar las muestras reales de potencial y de corriente, y disminuirlas para luego enviarlas a la plataforma de adquisición de datos del medidor, también esto aísla al personal con una separación galvánica la cual nos brinda seguridad hacia las personas y del equipamiento.

**Plataforma de Adquisición de Datos.** Este recibe las ondas senoidales de corriente y de voltaje, las convierte en pulsos (convierte la señal análoga en digital) dichos pulsos los compara con una onda triangular permanente, en dicha plataforma entregara una serie de pulsos los cuales se les determina su magnitud, esta normalmente se le llama plataforma de instrumento.

**Microcomputadora.** Encargada de procesar toda la información proveniente de la plataforma de adquisición de datos, enviarla a donde corresponda para su

almacenamiento, enviar resultados y recibir órdenes externas. **Memoria de perfil de carga.** Esta es la memoria en donde quedan almacenados ciertos resultados de las lecturas que dependen del tiempo (memoria volátil), o sea que a esta nunca le puede faltar la alimentación de C.D., es por esta la razón de la existencia de la batería.

**EEPROM.** Encargada de almacenar los parámetros del medidor, algunos datos y el programa mismo (memoria no volátil). **Controlador LCD.** Envía los resultados para poder visualizarlos en una pantalla de cristal. **Puertos de comunicación.** Por donde se puede comunicar con el interior del medidor, ya sea para programarlo o para obtener resultados que no aparecen en pantalla.

## 2. Fundamento Teórico

### 2.1 Medidores de energía

Los medidores de energía eléctrica se diferencian entre sí de acuerdo con la manera en que toman la medida. Existen tres grandes grupos: Medidor electromecánico, Medidor híbrido, Medidor electrónico.

**Medidores electromecánicos.** Los medidores electromecánicos son conocidos como medidores de inducción y basan su funcionamiento en un mecanismo de disco que gira a raíz de una fuerza electromotriz, se basa en dos bobinas, una de voltaje y otra de corriente, estas al medir en conjunto ambos parámetros se obtiene la potencia consumida en el tiempo por un circuito eléctrico.



**Fig.2.1** Medidor Electromecánico.

Estos medidores se especifican según su tipo de clase, que puede ser 0.5, 1 y 2. La clase específica en un medidor es el consumo que este elemento tiene y el error asociado que estos pueden cometer al realizar la medida, así al decir que un

medidor es de clase 1, se está diciendo que el medidor consume un vatio por hora, y que el medidor posee un error asociado a su lectura de 1%.

La clase también aplica a los medidores híbridos y electrónicos, sin embargo, para estos últimos los errores son inferiores al 0.2, es decir, su error en la lectura es inferior al 0.2% y consumen menos de 0.2 vatios por hora. Comúnmente los medidores de clase 2, 1, 0.5 y 0.2 son medidores que no censan corrientes superiores a los 150 amperios y solo en casos especiales llegan a medir corrientes de 200 amperios [6].

**Medidores híbridos.** Desde finales de 1970 muchas tecnologías electrónicas han sido desarrolladas y desde ese momento se intentaba replicar y mejorar el principio de los medidores electromecánicos, el primer paso en el proceso de mejorar los medidores electromecánicos de inducción fue desarrollar un medidor híbrido hasta llegar a un medidor completamente electrónico, esto se conoce como etapa de transición.

Un medidor híbrido es un dispositivo que usa dos tipos de tecnologías: Mecánica y Electrónica, estos medidores poseen un sistema de digitalización de datos y una pantalla electrónica para mostrar los mismos, el componente mecánico usualmente consiste en un disco de inducción y los componentes electrónicos consisten en un microprocesador que será el registrador y la pantalla digital [7].



**Fig.2.2** Medidor electromecánico con pantalla electrónica.

**Medidor Electrónico SEL-735.** Es un dispositivo que solo consta de tecnología electrónica, este dispositivo es completamente un microprocesador sin disco de inducción, los medidores electrónicos están completamente desarrollados con circuitos electrónicos integrados, poseen sistemas de digitalización de todos los valores necesarios para realizar la medición de energía.

Los medidores electrónicos tienen la particularidad de que pueden mostrar muchos más parámetros adicionales como por ejemplo factor de carga, factor de potencia, potencia reactiva y activa consumida. Los medidores electrónicos son desarrollados para minimizar los errores en las lecturas, por lo general la mayoría de los medidores electrónicos están por debajo de la clase 0.2, es decir con un error asociado a la lectura inferior al 0.2%.

Tienen amplia capacidad de carga, pueden medir corrientes desde 0.1 amperios hasta 100 amperios, en voltajes variables desde 100 hasta 240 voltios, puede medir potencia en dirección positiva o negativa, poseen indicadores de actividad que sirven para registrar y guardar toda la información medida y obtenida por el medidor para posteriormente ser recolectada [8].



Fig.2.3 Medidor Electrónico.

Los medidores electrónicos tienen típicamente tres modos de operación: **Modo normal**. Este es el modo predeterminado y el medidor se encuentra en esta condición mientras está en servicio, típicamente este modo es usado para mostrar las cantidades principales de la facturación, tales como los kilovatios hora, los kilovatios pico, y el máximo de KVA.

**Modo alterno**. Es utilizado para exhibir las cantidades principales de la facturación, tales como factor de potencia, voltios, amperios, etc. Al finalizar la lectura el medidor regresa automáticamente al modo normal. **Modo de prueba**. El propósito de este modo es proporcionar los medios convenientes para probar con exactitud los medidores. Permite la prueba de los registros del medidor sin la alteración de los datos de facturación, el intervalo de demanda se reduce unos tres minutos para facilitar la prueba.

Los enfocaremos al medidor electrónico multifuncional ya que este es el que se ocupa actualmente en las centrales de energía este tiene que cumplir las normas de CFE el cual es la guía G0000-48 el cual está enfocada a Medidores Multifunción Para Sistemas Eléctricos, el cual indica las características y condiciones generales que se requiere en los medidores para su adquisición [9].

El Medidor de facturación y calidad de la energía SEL-735 ofrece alta exactitud en un rango operativo extendido con un 0.06 por ciento de Wh garantizado. Los típicos errores de exactitud de Wh de 0.02 por ciento exceden la exactitud de muchas de las normas de energía como son la ANCI C12.20 clase 0.2 de exactitud con medición bidireccional de energía de cuatro cuadrantes para la generación, el intercambio, la transmisión, la distribución o las aplicaciones industriales.

Muchas de las nuevas instalaciones de medición, como la generación distribuida, operan en un amplio rango de corriente. Este medidor ofrece algunas posibilidades de lecturas como son: Registrador de depresión, elevación e interrupción de voltaje (VSSI), Recolección de datos del perfil de carga, Compensación de pérdida de transformador y línea (TLLC), Medición de tarifa horaria (TOU), Registrador de perfil de carga.

Medición De Mínimos/Máximos. El SEL-735 registra automáticamente la fecha y la hora de las mediciones mínimas y máximas de voltaje, corriente y potencia. Se usa esta capacidad para la selección del equipo, la solución de problemas, y el diagnóstico de cualquier instalación ya que gracias a esto podemos saber con respecto al tiempo que pudo haber ocasionado un exceso o un máximo de corriente o voltaje.

Este medidor cuenta con: Ethernet de cobre o fibra óptica, EIA-232, Modem Telefónico, IRIG-B, EIA-232/-485, Tarjeta de E/S: 4 Entradas, 4 salidas (de estado sólido o electromecánicas), o 4 salidas analógicas, 4 salidas de estado sólido, Tarjeta de TC: Ia, Ib, Ic., Tarjeta de TP: Va, Vb, Vc, Vn.

En la Fig.2.4 se puede apreciar las entradas y salidas del medidor con respecto a la lista anterior para su conexionado, los medidores electrónicos son de mayor exactitud y su consumo es muy poco con respecto a la medición, esto conlleva a que no habrá pérdidas relevantes a la hora de la medición de la energía [10].

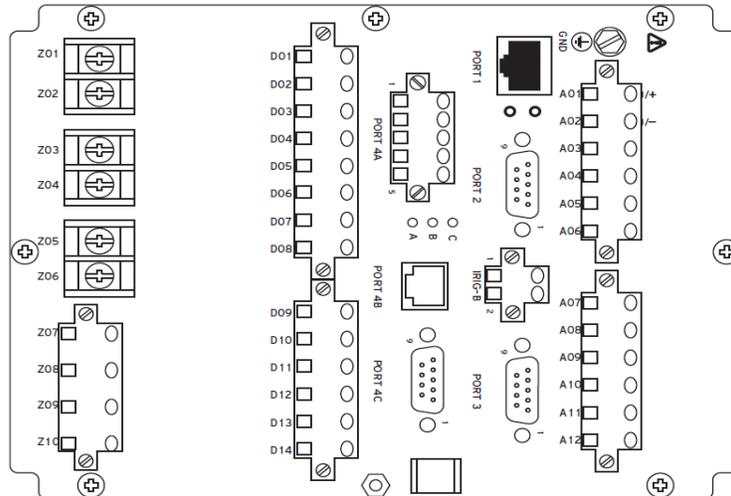


Fig.2.4 Panel del conexionado del medidor SEL-735.

TIPO PARÁMETRO	PARÁMETRO
TENSION	Vab
	Vbc
	Vca
	Vprom
	Vdesbalance
CORRIENTE	Ia
	Ib
	Ic
	Iprom
	I desbalance
ENERGIA	KW h-entregada
	KW h-recibida
	Kvar H-Q1
	Kvar H-Q2
	Kvar H-Q3
ARMONICAS	THD (Va)
	THD (Vb)
	THD (Vc)
	THD (Ia)
	THD (Ib)
Frecuencia	Hz
F.P.	Factor de Potencia

Tabla 2.1 Parámetros de la medición de energía de la central.

## 2.2 Transformadores de medición TP's y TC's

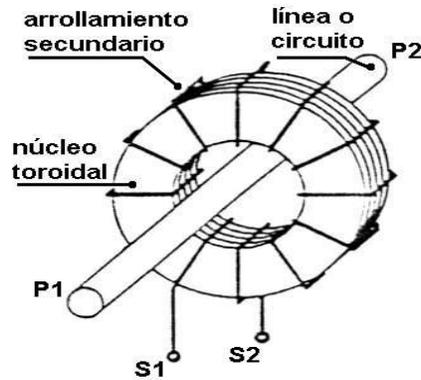
Los aparatos de medida y los relés de protección no pueden soportar, por lo general, ni elevadas tensiones ni elevadas corrientes, ya que de lo contrario se encarecería sobremanera su construcción. Por otra parte, es conveniente evitar la presencia de elevadas tensiones en aquellos dispositivos que van a estar al alcance de las personas.

Son éstas las principales razones para la utilización de los transformadores de medida y protección, a través de los cuales se pueden llevar señales de tensión y corriente, de un valor proporcional muy inferior al valor nominal, a los dispositivos de medida y protección. Se consigue además una separación galvánica, (entre las magnitudes de alta y baja tensión), de los elementos pertenecientes a los cuadros de mando, medida y protección con las consiguientes ventajas en cuanto a seguridad de las personas y del equipamiento.

Como las mediciones y el accionamiento de las protecciones se hallan referidas, en última instancia, a la apreciación de tensión y corriente, se dispone de dos tipos fundamentales de transformadores de medida y protección: Transformadores de corriente, Transformadores de tensión [11].

**Transformador de corriente (TC's).** Es el dispositivo que nos alimenta una corriente proporcionalmente menor a la del circuito. Es de aclarar que un transformador de corriente por su aplicación se puede subdividir en transformador de medición y transformador de protección, no obstante, los transformadores se diseñan para realizar ambas funciones y su corriente nominal por secundario puede ser de 1 ó 5 Amperios, es decir desarrollan dos tipos de funciones, transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

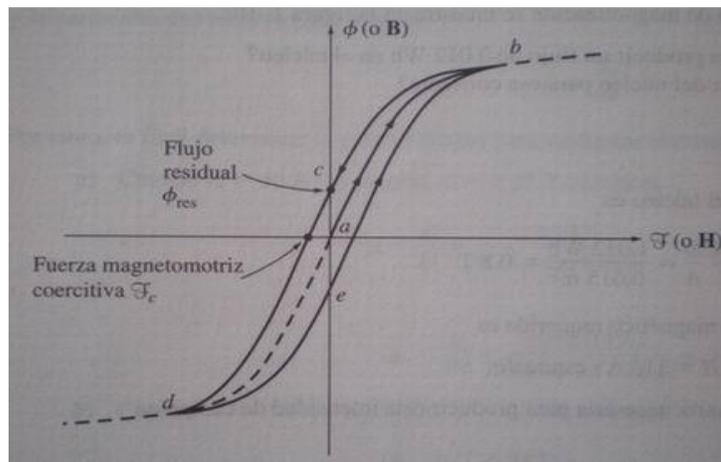
El primario del transformador se conecta en serie con el circuito cuya intensidad se desea medir y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados, se aprecia en la Fig.2.5. un TC tipo dona, son aparatos en que la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada.



**Fig.2.5** Características del conexionado de un TC tipo dona.

Desarrollan dos tipos de función: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión, el primario del transformador, que consta de muy pocas espiras, se conecta en serie con el circuito cuya intensidad se desea medir y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados.

Los TC's de medida y protección tienen un núcleo de chapa magnética de gran permeabilidad, cabe diferenciar que, si es un transformador de medida, el núcleo a utilizar es de chapa de rápida saturación, mientras que si es un transformador de protección la chapa a utilizar será de saturación lenta, con esta distinción de núcleos se garantiza que una chapa de rápida saturación tendrá una buena precisión de medida para corrientes primarias no superiores al 120% de corriente nominal.



**Fig.2.6** Diagrama de Histéresis de núcleo del TC

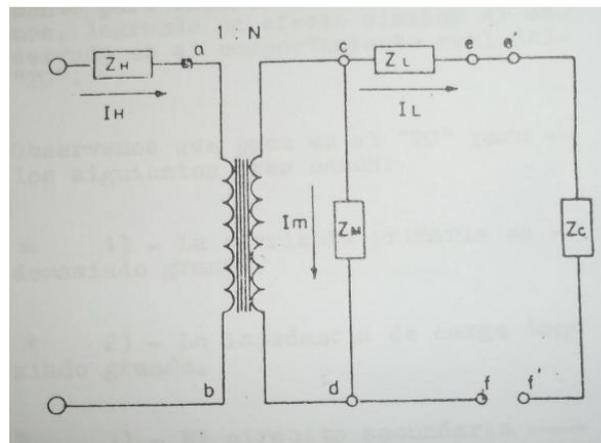
La curva de histéresis nos muestra para determinados materiales magnéticos utilizados en los núcleos de los transformadores los niveles de flujo magnético máximo a que estos pueden llegar, así como el nivel del flujo magnético en el cual

el núcleo está saturado Fig.2.6 en el punto b, y nos muestra el comportamiento del circuito magnético ante una señal de corriente alterna, lo cual es de mucha utilidad en los TC's, debido a los parámetros para poder ser diseñados.

Los transformadores de corriente pueden ser de medición, de protección, mixtos o combinados. **Transformador de medición.** Los transformadores cuya función es medir, requieren reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente. Su precisión debe garantizarse desde una pequeña fracción de corriente nominal del orden del 10%, hasta un exceso de corriente del orden del 20%, sobre el valor nominal.

**Transformadores de protección.** Los transformadores cuya función es proteger un circuito, requieren conservar su fidelidad hasta un valor de veinte veces la magnitud de la corriente nominal, cuando se trata de grandes redes con altas corrientes puede ser necesario requerir treinta veces la corriente nominal.

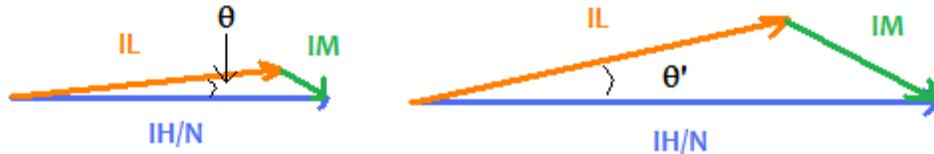
**Transformadores mixtos.** En este caso, los transformadores se diseñan para una combinación de los dos casos anteriores, un circuito con el núcleo de alta precisión para los circuitos de medición y uno o dos circuitos más, con sus núcleos adecuados, para los circuitos de protección. **Transformadores combinados.** Son aparatos que bajo una misma cubierta albergan un transformador de corriente y otro de tensión. Se utilizan en estaciones de interconexión fundamentalmente para reducir espacios.



**Fig.2.7** Diagrama equivalente del transformador de corriente o TC.

Las consideraciones que se toman de los TC'S de acuerdo con la Fig.2.7 son: **a)** El devanado primario está conectado en serie con la línea o alimentador, por lo que la corriente primaria  $I_H$  es la misma de la línea y la impedancia  $Z_H$  es lo suficientemente pequeña que puede ser despreciada, **b)** La impedancia de carga  $Z_C$  es la resultante de la conexión en serie de las bobinas de corriente de los equipos de protección y medición que el "TC" debe alimentar, esta tendrá siempre una magnitud pequeña para ofrecer una oposición mínima al paso de corriente y no sacar al "TC" de sus características de diseño.

Observemos que pasa en el “TC” para los siguientes tres casos: **La corriente primaria es demasiado grande.** Cuando la corriente primaria  $I_H$  crece, la corriente  $I_H/N$  secundaria será proporcionalmente más grande, si se supone que la corriente del primario  $I_H$  es mayor a la especificada en el diseño del “TC”, las corrientes secundarias  $I_M$  e  $I_L$ , crecerán también, provocando un crecimiento mayor de  $I_M$  que de  $I_L$ , y así un incremento en el error de relación de transformación y en el ángulo de desfase como se puede apreciar en el diagrama fasorial en la Fig.2.8.



**Fig.2.8** Diagrama fasorial bajo condiciones de corriente primaria mayor, desfase  $\theta$  y magnitud de corriente secundaria cambian debido al incremento de corriente de magnetización.

**La impedancia de carga es demasiado grande.** Cuando la carga  $Z_C$  tiene una magnitud mayor a la que el “TC” puede alimentar el voltaje entre las terminales c y d de la Fig.2.7, entonces será mayor para un valor de  $I_H$  que el transformador normalmente debe soportar, al ser mayor el voltaje en los puntos c y d, la corriente de magnetización  $I_M$  crecerá logrando un efecto similar al anterior caso [12].

**El circuito secundario está abierto.** Cuando el circuito secundario está abierto, toda la corriente primaria servirá para magnetizar el núcleo, provocando que el voltaje secundario crezca hasta un valor dado por:

$$V_{ed} = V_{ef} = \frac{I_H \times Z_M}{N}$$

Si se conecta el “TC” solo en el primario y se deja sin conectar en el secundario esto ocasionaría que toda la corriente reflejada del primario al secundario alimente a  $Z_M$  debido a que toda la corriente  $I_H/N$  se convertiría en la corriente de magnetización  $I_M$  elevando muchísimo el flujo magnético e induciendo así una grandísima cantidad de tensión en  $Z_M$  lo cual provocaría que los aisladores del “TC” no soporten tal nivel de tensión y entren en ruptura provocando que llegue a explotar Fig.2.9.



**Fig.2.9** *Ruptura de un TC.*

**Transformador de Potencial (TP´s).** Un transformador de tensión es un dispositivo destinado a la alimentación de aparatos de medición y /o protección con tensiones proporcionales a las de la red en el punto en el cual está conectado. El primario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requiere energizar.

Cada transformador de tensión tendrá, por lo tanto, terminales primarios que se conectarán a un par de fases o a una fase y tierra, y terminales secundarios a los cuales se conectarán aquellos aparatos, en estos aparatos la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada.

Desarrollan dos funciones: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión. En esta definición tan amplia quedan involucrados los transformadores de tensión que consisten en dos arrollamientos realizados sobre un núcleo magnético y los transformadores de tensión que contienen un divisor capacitivo, a los primeros los llamaremos en adelante "Transformadores de Tensión Inductivos" y a los segundos "Transformadores de Tensión Capacitivos" [13].



**Fig.2.10** TP's de tensión inductivos y tensión capacitivos.

**Transformador de Tensión Inductivo (TP).** Consiste en un arrollamiento primario y un arrollamiento secundario dispuestos sobre un núcleo magnético común. Los terminales del arrollamiento primario se conectan a un par de fases de la red, o a una fase y a tierra o neutro. Los terminales del arrollamiento secundario se conectan a los aparatos de medición y / o protección que constituyen la carga.

Si se trata de medir la tensión entre fases, la tensión nominal primaria estará en correspondencia con la tensión compuesta, pero si se trata de medir tensión entre fase y tierra la tensión nominal primaria será  $1 / \sqrt{3}$  veces la tensión compuesta. El tamaño de los TP está fundamentalmente determinado por la tensión del sistema y la aislación del arrollamiento primario a menudo excede en volumen al arrollamiento mismo.

Un TP debe estar aislado para soportar sobretensiones, incluyendo tensiones de impulso, Si se debe lograr eso con un diseño compacto, la tensión debe estar distribuida uniformemente a través del arrollamiento, lo cual requiere una distribución uniforme de la capacidad del arrollamiento o la aplicación de apantallado electrostático, los componentes básicos son los siguientes:

**Núcleo:** Los transformadores de tensión, tanto de medida como de protección, se construyen con núcleos de chapa magnética de gran permeabilidad y de rápida saturación que mantienen constante la relación de transformación y la precisión cuando la tensión en el arrollamiento primario se mantiene por debajo de 1,2 veces la tensión nominal.

La razón del uso de estos núcleos se basa en que en un sistema eléctrico la tensión no presenta grandes variaciones (caso contrario a la corriente) y no se hace necesaria la utilización de núcleos de gran permeabilidad y saturación débil o lenta, los cuales mantienen la relación de transformación para valores muy superiores a la tensión nominal del primario.

El uso de núcleos de saturación débil ocasionaría que, ante la presencia de sobretensiones en el arrollamiento primario, éstas se transferirían al secundario con el consecuente daño al equipo conectado al mismo. **Bornes terminales primarios:** Son de latón o bronce, y de forma cilíndrica. **Bornes terminales secundarios:** Son de latón y se hallan alojados en una caja de bornes de baja tensión.

**Transformadores de tensión para medida:** Son los concebidos para alimentar equipos de medida, una de sus características fundamentales es que deben ser exactos en las condiciones normales de servicio, el grado de exactitud de un transformador de medida se mide por su **clase o precisión**, la cual nos indica en tanto por ciento el máximo error que se comete en la medida.

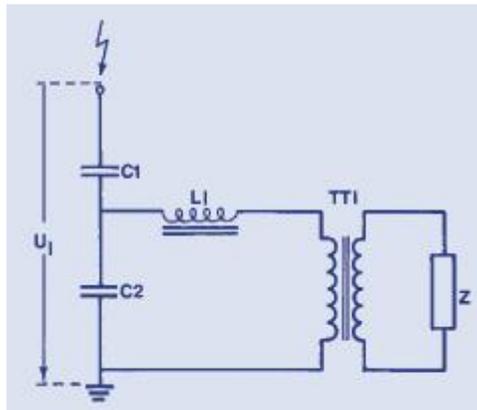
La norma IEC especifica que la clase o precisión debe mantenerse cuando la tensión que se aplica en el arrollamiento primario se encuentre comprendida en un rango que va del 80 al 120 % de la tensión primaria nominal, asimismo también debe mantenerse dicha precisión cuando la carga conectada al secundario del transformador esté comprendida entre el 25 y el 100 % de la carga nominal y con un factor de potencia de 0,8 inductivo.

Las clases de precisión normales para los TP monofásicos para medidas son: **0,1 – 0,2 – 0,5 – 1,0 – 3,0** El error de tensión y de desfasaje a la frecuencia nominal no debe superar los valores de la tabla V (Fig.2.11) de la IEC.

Clases de Precisión de los Transformadores de Tensión.				
Clase de precisión	Límites de tensión	Error de tensión %	Angulo de error en minutos	Angulo de error en centirradiaes
0,1	0,8 – 1,2 Un	± 0,1	± 5	± 0,15
0,2	0,8 – 1,2 Un	± 0,2	± 10	± 0,30
0,3	0,8 – 1,2 Un	± 0,3	± 20	± 0,60
1,0	0,8 – 1,2 Un	± 1	± 40	± 1,20
3,0	1 Un	± 3	----	----

Fig.2.11 Tabla de límites de error de los TP's.

Los TP'S de tensión capacitiva son utilizados mayormente en voltajes mayores a 220KV y se componen básicamente de un divisor de tensión capacitivo y este consiste en varios capacitores conectados en serie, contenido entre aisladores huecos de porcelana, con el fin de tener una tensión intermedia a este se le conecta un transformador de tensión intermedia es igual a uno inductivo, a través de una inductancia que compensa la reactancia capacitiva del divisor ver Fig.2.12 [14].



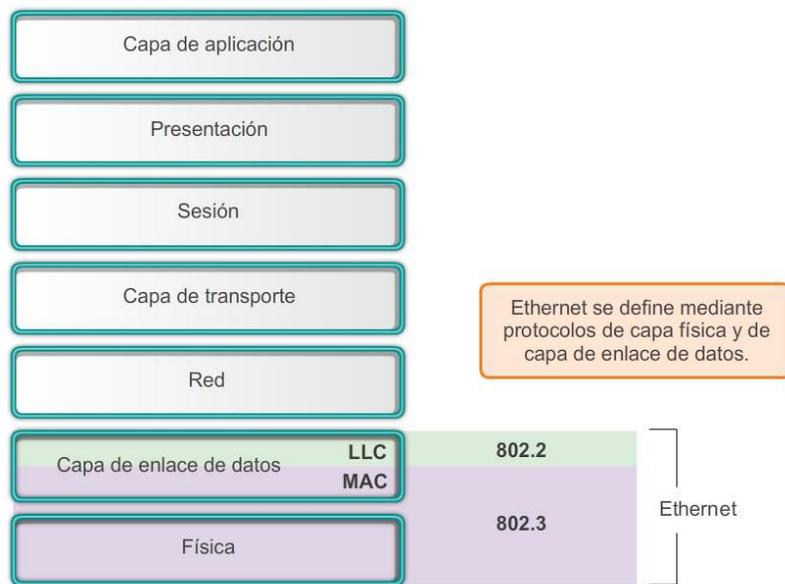
**Fig.2.12** Circuito de un transformador de potencial capacitivo.

### 2.3 Comunicaciones por Ethernet

La primera LAN (Red de área local) del mundo fue la versión original de Ethernet. Robert Metcalfe y sus compañeros de Xerox la diseñaron hace más de treinta años. El primer estándar de Ethernet fue publicado por un consorcio formado por Digital Equipment Corporation, Intel y Xerox (DIX). Metcalfe quería que Ethernet fuera un estándar compartido a partir del cual todos se podían beneficiar, de modo que se lanzó como estándar abierto.

En 1985, el comité de estándares para Redes Metropolitanas y Locales del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) publicó los estándares para las LAN. Estos estándares comienzan con el número 802, el estándar para Ethernet es el 802.3. El IEEE quería asegurar que sus estándares fueran compatibles con los del modelo OSI de la Organización Internacional para la Estandarización (ISO).

Para garantizar la compatibilidad, los estándares IEEE 802.3 debían cubrir las necesidades de la Capa 1 y de las porciones inferiores de la Capa 2 del modelo OSI. Como resultado, ciertas pequeñas modificaciones al estándar original de Ethernet se efectuaron en el 802.3. Ethernet opera en las dos capas inferiores del modelo OSI: la capa de enlace de datos y la capa física.



**Fig.2.13** Ubicación del protocolo Ethernet en la jerarquía de protocolos.

La mayor parte del tráfico en Internet se origina y termina en conexiones de Ethernet. Desde su inicio en la década de 1970, Ethernet ha evolucionado para satisfacer la creciente demanda de LAN de alta velocidad. Cuando se introdujo el medio de fibra óptica, Ethernet se adaptó a esta nueva tecnología para aprovechar el mayor ancho de banda y el menor índice de error que ofrece la fibra. Actualmente, el mismo protocolo que transportaba datos a 3 Mbps puede transportar datos a 10 Gbps [15].

El éxito de Ethernet se debe a los siguientes factores: Simplicidad y facilidad de mantenimiento, Capacidad para incorporar nuevas tecnologías, Confiabilidad, Bajo costo de instalación y de actualización. La introducción de Gigabit Ethernet ha extendido la tecnología LAN original a distancias tales que convierten a Ethernet en un estándar de Red de área metropolitana (MAN) y de WAN (Red de área extensa). Ya que se trata de una tecnología asociada con la capa física, Ethernet especifica e implementa los esquemas de codificación y decodificación que permiten el transporte de los bits de trama como señales a través de los medios [16].

En las redes actuales, la Ethernet utiliza cables de cobre UTP y fibra óptica para interconectar dispositivos de red a través de dispositivos intermediarios como hubs y switches. Dada la diversidad de tipos de medios que Ethernet admite, la estructura de la trama de Ethernet permanece constante a través de todas sus implementaciones físicas. es por esta razón que puede evolucionar hasta cumplir con los requisitos de red actuales.

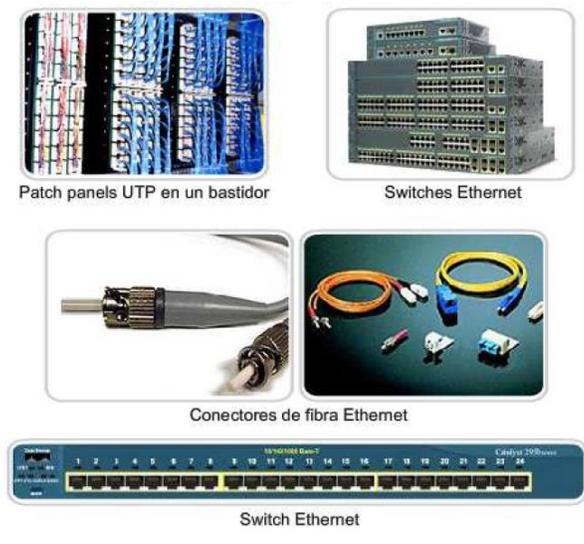


Fig.2.14 Dispositivos físicos que implementa Ethernet.

**Capa de Red.** Las direcciones de capa de Red (Capa 3), como, por ejemplo, las direcciones IPv4, brindan el direccionamiento general y local que se comprende tanto en el origen como en el destino. Para llegar a su último destino, un paquete transporta la dirección de destino de Capa 3 desde su origen. Sin embargo, debido a que diferentes protocolos de la capa de Enlace de datos la traman durante el trayecto, la dirección de Capa 2 que recibe cada vez se aplica sólo a esa porción local del trayecto y sus medios.

En resumen: La dirección de capa de red permite el envío del paquete a su destino, La dirección de capa de enlace de datos permite el transporte del paquete utilizando los medios locales a través de cada segmento [17].



Fig.2.15 Distintas capas de direccionamiento.

Las principales implementaciones de 10 Mbps de Ethernet incluyen: 10BASE5 con cable coaxial Thicknet, 10BASE2 con cable coaxial Thinnet, 10BASE-T con cable de par trenzado no blindado Cat3/Cat5, Las primeras implementaciones de

Ethernet, 10BASE5 y 10BASE2 utilizaban cable coaxial en un bus físico. Dichas implementaciones ya no se utilizan y los más recientes estándares 802.3 no las admiten.

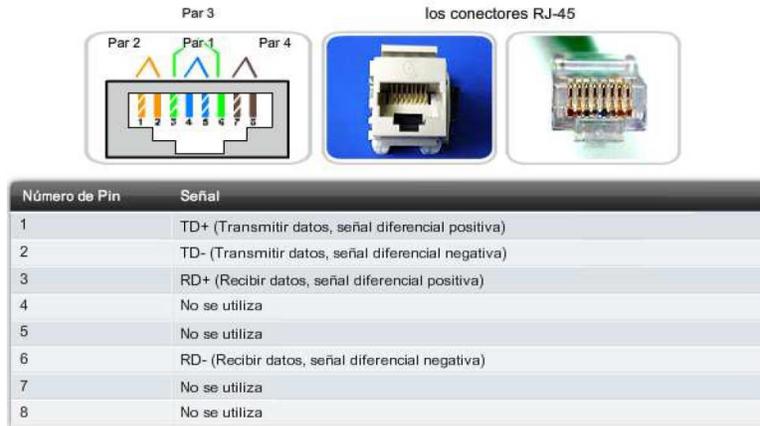
Tipo de Ethernet	Ancho de banda	Tipo de cable	Duplex	Distancia máxima
10Base-5	10 Mbps	Coaxial thicknet	Half	500 m
10Base-2	10 Mbps	Coaxial thinnet	Half	185 m
100Base-TX	10 Mbps	UTP Cat3/Cat5	Half	100 m
100Base-TX	100 Mbps	UTP Cat5	Half	100 m
100Base-TX	200 Mbps	UTP Cat5	Full	100 m
100Base-TX	100 Mbps	Fibra multimodo	Half	400 m
1000Base-T	200 Mbps	Fibra multimodo	Full	2 km
1000Base-TX	1 Gbps	UTP Cat5e	Full	100 m
1000Base-SX	1 Gbps	UTP Cat6	Full	100 m
1000Base-LX	1 Gbps	Fibra multimodo	Full	550 m
10GBase-CX4	1 Gbps	Fibra monomodo	Full	2 km
10GBase-T	10 Gbps	Twinaxial	Full	100 m
10GBase-LX4	10 Gbps	UTP Cat6a/Cat7	Full	100 m
10GBase-LX4	10 Gbps	Fibra multimodo	Full	300 m
10 Mbps	10 Gbps	Fibra monomodo	Full	10 km

Fig.2.16 Tipos de Ethernet.

**Ethernet de 10 Mbps - 10BASE-T.** La 10BASE-T utiliza la codificación Manchester para dos cables de par trenzado no blindado. Las primeras implementaciones de la 10BASE-T utilizaban cableado Cat3. Sin embargo, el cableado Cat5 o superior es el que se utiliza generalmente en la actualidad. La Ethernet de 10 Mbps se considera como la Ethernet clásica y utiliza una topología en estrella física.

Los enlaces de Ethernet 10BASE-T pueden tener hasta 100 metros de longitud antes de que requieran un hub o repetidor. La 10BASE-T utiliza dos pares de cables de cuatro pares y finaliza en cada extremo con un conector RJ-45 de 8 pines. El par conectado a los pines 1 y 2 se utiliza para transmitir y el par conectado a los pines 3 y 6 se utiliza para recibir. La Fig.2.17 muestra la salida de pines RJ45 utilizada con Ethernet 10BASE-T.

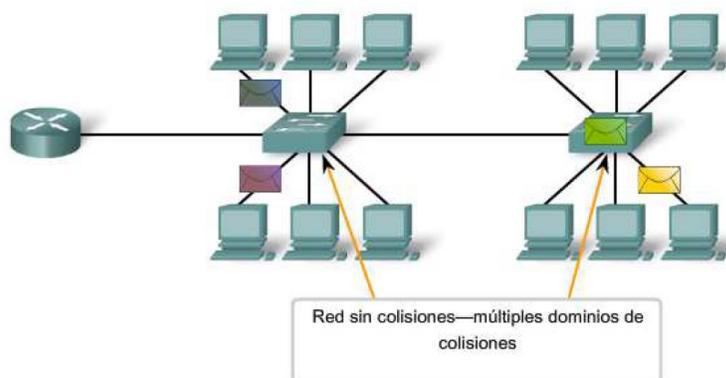
La 10BASE-T generalmente no se elige para instalaciones de LAN nuevas. Sin embargo, todavía existen actualmente muchas redes Ethernet 10BASE-T. El reemplazo de los hubs por los switches en redes 10BASE-T aumentó notablemente la velocidad de transmisión (throughput) disponible para estas redes y le otorgó a la Ethernet antigua una mayor longevidad. Los enlaces de 10BASE-T conectados a un switch pueden admitir el funcionamiento tanto half-duplex como full-dúplex.



**Fig.2.17** Salida 10Base-T Ethernet RJ-45.

Gran parte de la Ethernet moderna utiliza switches para los dispositivos finales y opera en full dúplex. Debido a que los switches brindan mucho más throughput que los hubs y aumentan el rendimiento tan notablemente, es justo preguntarse: ¿por qué no utilizamos switches en todas las LAN Ethernet?, Existen tres razones por las que los hubs siguen utilizándose: **a)** Disponibilidad: los switches de LAN no se desarrollaron hasta comienzos de la década de 1990 y no estuvieron disponibles hasta mediados de dicha década. Las primeras redes Ethernet utilizaban hubs de UTP y muchas de ellas continúan funcionando hasta el día de hoy.

**b)** Económicas. En un principio, los switches resultaban bastante costosos, a medida que el precio de los switches se redujo, la utilización de hubs disminuyó y el costo es cada vez menos un factor al momento de tomar decisiones de implementación, **c)** Requisitos: Las primeras redes LAN eran redes simples diseñadas para intercambiar archivos y compartir impresoras. Para muchas ubicaciones, las primeras redes evolucionaron hasta convertirse en las redes convergentes de la actualidad, lo que originó una necesidad imperante de un mayor ancho de banda disponible para los usuarios individuales [18].



**Fig.2.18** Características de las LAN basadas en switches.

## 2.4 Sincronización de horarios

Actualmente, la distribución de tiempo es lograda a través del uso de redes inalámbricas, líneas telefónicas, o redes de datos como internet. Los protocolos basados en radio señales son costosos debido a la gran cantidad de hardware que requieren, a pesar de esto, sigue siendo ampliamente utilizado debido a su fiabilidad.

Gran parte de las comunicaciones están basadas en el protocolo TCP/IP, lo que hace que tenga sentido usar este medio de comunicación para la sincronización. El tiempo mantenido en internet ha llegado a ser un servicio popular que se extiende a cientos de miles de servidores públicos en muchos países distintos, muchos protocolos fueron desarrollados: Time Protocol, Daytime Protocol, Network Time Protocol (NTP), Simple Network Time Protocol (SNTP) y el más reciente, Precision Time Protocol (PTP) [19].

Se describirán los protocolos más importantes para el proyecto: **a) Network Time Protocol**. NTP es uno de los protocolos más populares usado para la sincronización de tiempo en Internet.

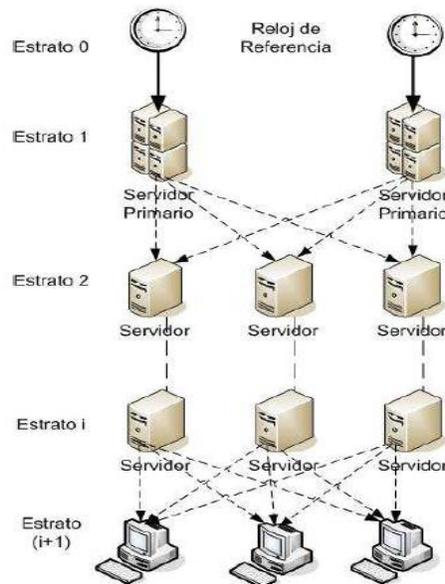


Fig.2.19 Jerarquía NTP.

El protocolo NTP es usado para lograr la sincronización entre un servidor de tiempo confiable y sus clientes, puede lograr una precisión de decenas de milisegundos. La arquitectura de sincronización usa el concepto estrato (modelo jerárquico de árbol, con cada servidor sobre un nivel (estrato) sirviendo a los niveles más bajos) los

servidores primarios son la raíz de árbol como estrato 1 y están sincronizados a un reloj externo fuente de referencia como por ejemplo un reloj atómico (estrato 0) [20].

El principio de sincronización básico es que cada cliente envía periódicamente peticiones a el conjunto de servidores de tiempo que responden con marca de tiempo local. La lista de servidores adecuados es mantenida por cada cliente y es actualizada periódicamente, el tiempo es calculado desde una colección de cuatro marcas de tiempo (dos de un servidor y dos de sí mismo) Fig.2.19.

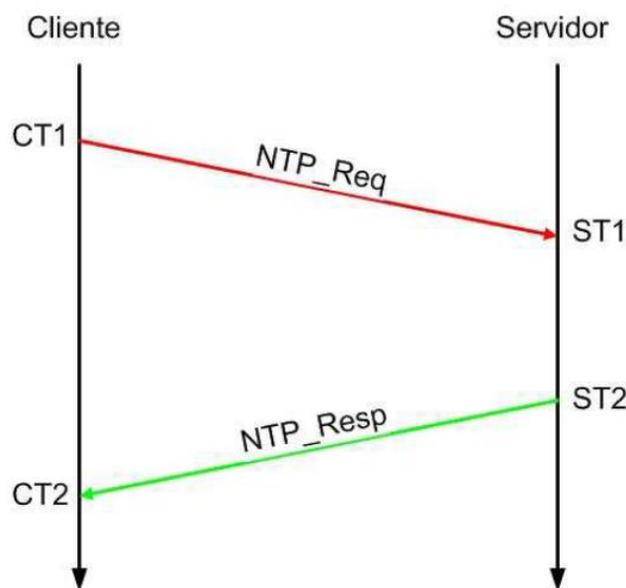
Un cliente envía un mensaje NTP\_request que contiene la marca original de tiempo CT1 (marca de tiempo del cliente). Una vez recibido el NTP\_request, el servidor genera una marca de tiempo de recepción ST1 (marca de tiempo del slave). Después de procesar la petición, el servidor envía de regreso al cliente el NTP\_response con el tiempo original ST2. El cliente recibe el NTP\_response y genera la marca de tiempo de recepción CT2, los siguientes cálculos son realizados a nivel del cliente y esclavo.

$$ST_1 = CT_1 + D_{CS} + O_{CS} \quad (2.1)$$

Donde  $D_{CS}$  es el retardo de la red entre el cliente y el servidor y  $O_{CS}$  es el offset del reloj entre el cliente y la referencia al servidor.

$$ST_1 = CT_1 + D_{SC} + O_{CS} \quad (2.2)$$

Donde  $D_{CS}$  es el retardo de red entre el servidor y el cliente y  $O_{CS}$  es el offset del reloj entre el servidor en referencia al cliente. Sumando (2.1) y (2.2), y debido a que  $O_{CS} = -O_{SC}$ , el viaje redondo es:



**Fig.2.20** *Petición y respuesta NTP.*

$$D_{sc} + D_{cs} = (ST_1 - CT_1) + (CT_2 - ST_2) \quad (2.3)$$

Restando (2.2) de (2.1) y asumiendo el mismo retardo,  $D_{cs} = D_{sc}$ , el offset es:

$$O_{cs} = \frac{(ST_1 - CT_1) + (CT_2 - ST_2)}{2}$$

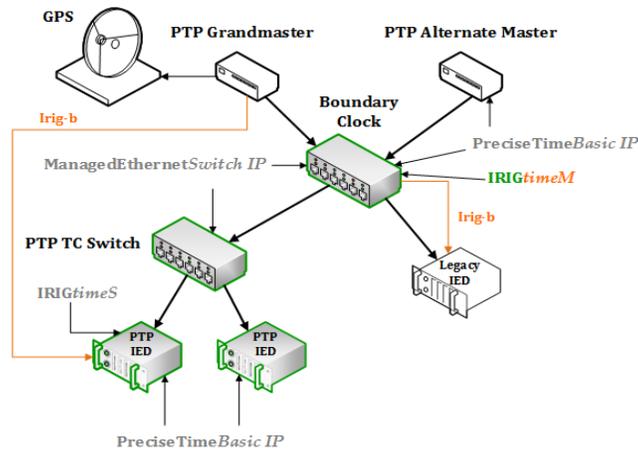
NTP está basado en el protocolo UDP/IP y es una implementación de software que no considera la utilización de hardware especializado, en el caso que las marcas de tiempo fueran tomadas en la capa de aplicación.

**Posibles Fuentes de Error en NTP.** Muchos factores podrían afectar la calidad de la coordinación y el cálculo de offset y delay, entre ellos: Propagación asimétrica entre el cliente y el servidor, Fluctuaciones en la pila del protocolo entre la capa de aplicación y la conexión física, Medición errónea de marcas de tiempo, Estabilidad del reloj oscilador. Cada servidor NTP mantiene su offset del reloj local y el tiempo de ida y vuelta relativo a la fuente primaria, localizada a la raíz del árbol de sincronización [21].

**Protocolo IRIG.** El Telecommunications Working Group of the Inter-Range Instrumentation Group, y el standards body of the Range Commanders Council, crearon los códigos de tiempo *Inter- Range Instrumentation Group*, comúnmente conocidos como códigos de tiempo IRIG.

Los códigos de tiempo del grupo de instrumentación entre rangos, comúnmente conocidos como códigos de tiempo IRIG, son formatos estándar para transferir información de temporización. Los estándares de frecuencia atómica y los receptores GPS diseñados para tiempos de precisión a menudo están equipados con una salida IRIG.

Los estándares fueron creados por el Grupo de Trabajo de Telecomunicaciones del Grupo de Instrumentación de Intervalos (IRIG) del ejército de los EE. UU., El organismo de estándares del Consejo de Comandantes de Alcance. El trabajo sobre estos estándares comenzó en octubre de 1956, y los estándares originales fueron aceptados en 1960 [22].



**Fig.2.21** Diagrama de una conexión mediante IRIG-B.

La estandarización de códigos de tiempo IRIG permite a equipos estar sincronizados a una referencia de tiempo conocida, esto también entrega facilidades para ser sincronizadas a localidades separadas geográficamente, el estándar IRIG consiste en una familia de códigos de tiempo seriales conteniendo hasta tres expresiones codificadas o palabras.

IRIG-B es un protocolo de distribución de tiempo más antiguo utilizado para sincronizar dispositivos del sistema de alimentación que no son compatibles con PTP (IEEE 1588), como relés y medidores. La última versión es "Formatos de código de tiempo en serie de IRIG", estándar IRIG 200-04, actualizado en septiembre de 2004, IRIG-B (código de tiempo IRIG B) ha sido ampliamente utilizado en la industria de la energía eléctrica.

IRIG-B tiene una frecuencia de pulso de 100 pulsos por segundo para comunicar la fecha y la hora completas en su marco de tiempo de un segundo. Contiene información sobre el año y el año en formato BCD y (opcionalmente) los segundos del día en SBS. Antes de la revisión de 2004, la información del año no era parte del estándar IRIG. En cambio, IEEE Standard 1344 prescribió un medio para codificar el año en bits de control no utilizados, comúnmente conocidos como "Extensiones IEEE-1344" [23].

Format	Pulse Rate (or Bit Rate)	Index Count Interval
IRIG-A	1000 PPS (pulse per second)	1 ms
IRIG-B	100 PPS	10 ms
IRIG-D	1 PPM	1 minute
IRIG-E	10 PPS	100 ms
IRIG-G	10000 PPS	0.1 ms
IRIG-H	1 PPS	1 second

**Fig.2.22** Formato de código de tiempo IRIG.

### 3. Desarrollo

#### 3.1 Ubicación de los medidores de energía

La propuesta para la ubicación de los nuevos gabinetes para los medidores de generación bruta y servicios propios será en el piso de barras, ubicado en frente de las bombas de achique, aun lado de los gabinetes de protecciones de la unidad 2, esto será debido a que existe mayor ventilación en esa parte, no se registran temperaturas altas, ni humedad con condensación, además de ser un lugar estratégico por que se encuentra casi en medio de las demás unidades.



**Fig3.1** Nueva ubicación de los Gabinetes en Piso de barras.

El cuadro rojo representa la posición de los nuevos gabinetes, gracias a la nueva ubicación conllevaría a que las señales de las demás unidades no quedarían tan retiradas, esto conllevaría a un ahorro en el material al no ubicarlas tan lejos y en la mano de obra, esta nueva ubicación sería la más adecuada también teniendo en cuenta que tendremos un pronto acceso a los gabinetes.

Se hizo el recorrido de la medición de la distancia de cada gabinete de las unidades generadoras para determinar la cantidad de cable a utilizar para el proyecto, la cantidad se encontrará en el anexo B el cuál es el agregado de la cotización de los materiales a utilizar.



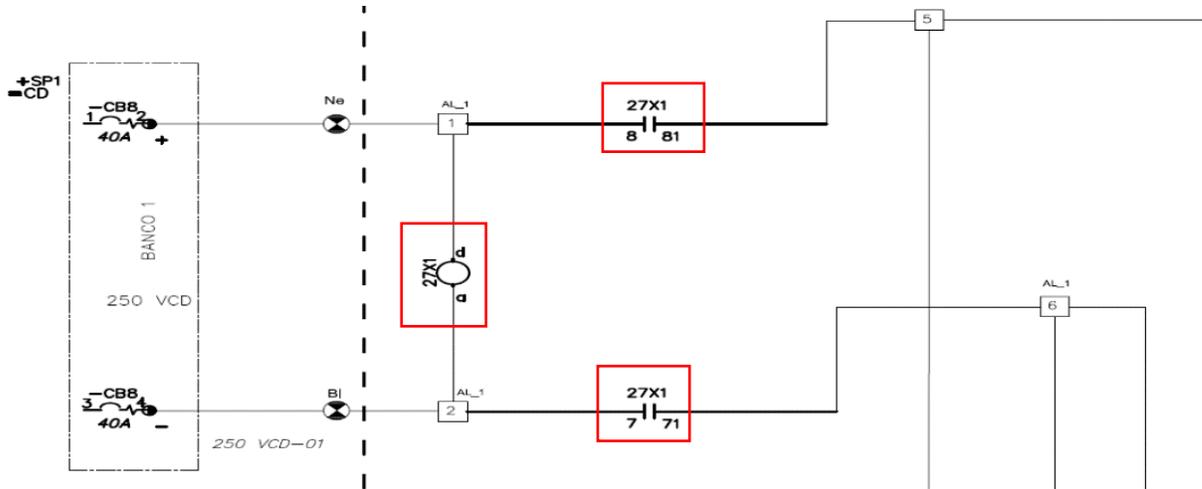
**Fig.3.2** Charolas porta cables piso de barras.

Serán dos gabinetes en total de medidas 800mmx800mmx2200mm, los cuales uno será de generación bruta el cual habrá 8 medidores, y el segundo de servicios propios.

### **3.2 Diagramas de voltajes y corrientes**

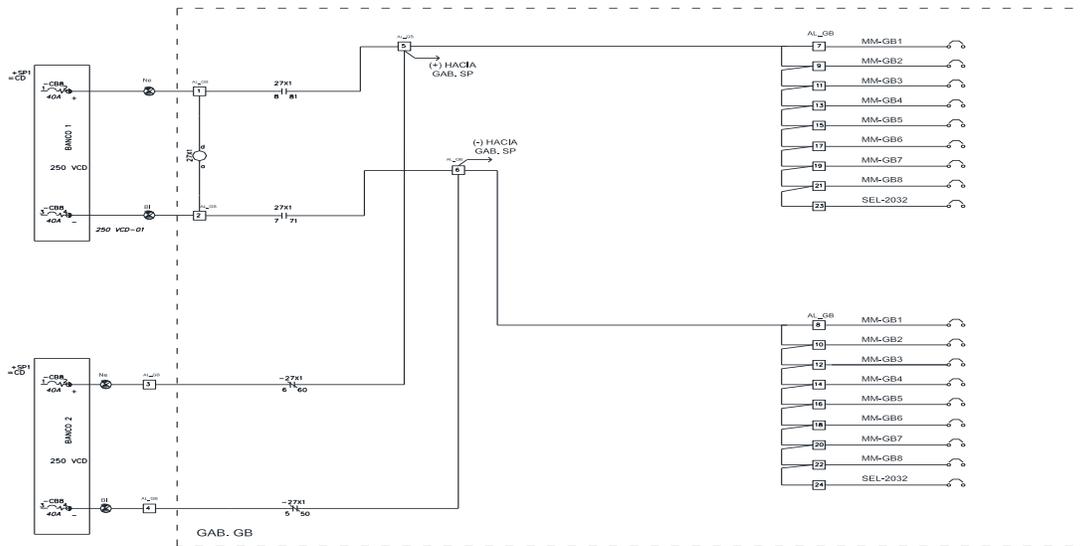
Se elaboran los diagramas de la alimentación de los medidores y las señales de voltajes (TP's) y de corrientes (TC's) que se llevaran a los medidores correspondientes a cada unidad generadora, esto para su lectura de la Generación Bruta y de Servicios Propios, así como la alimentación de los medidores para su funcionamiento.

En la Fig.3.3 se muestra el diagrama de la alimentación de los medidores del banco de baterías de 250 Vcd, este consta de dos bancos, el banco 1 es el principal, y el banco 2 es el de respaldo, al primer banco se le ha puesto un relevador de bajo voltaje (27 por su nomenclatura ANSI), esto es en caso de que llegue a fallar el banco 1, este con dos contactos N.A, y al banco 2 con dos de sus contactos auxiliares N.C, al llegar al voltaje mínimo ajustado, esta bobina se desenergizará y mandara a regresar a sus contactos, este cerrara al banco 2 y abrirá al banco 1.



**Fig.3.3** Alimentación de los medidores de generación bruta por el banco de batería 1 de 250 Vcd y el relevador de bajo voltaje y sus contactos auxiliares.

En el cuadro rojo se puede apreciar el relevador de bajo voltaje, en la Fig.3.4 se aprecia como entraría la alimentación por el banco 2 en caso de falla del banco 1, para así seguir alimentado al equipo.



**Fig.3.4** Diagrama completo de la alimentación de los medidores de generación bruta.

Gracias a este arreglo en caso de presentar una falla en el banco de alimentación, podremos energizar por el banco de respaldo, esto sin verse afectado los equipos, ya que el cambio es rápido y el equipo no presenciá esta interrupción de la

alimentación, así que no se perderá nada y continuará midiendo, en caso de que este generando la unidad.

Se presentan los diagramas de corrientes de generación bruta y servicios propios existentes de la central Fig.3.5 y Fig.3.6, de ahí se tomaran las señales para los nuevos medidores, debido a que los medidores existentes de la marca ARTECHE quedaran como respaldo. Conectaremos en serie las corrientes del medidor con el nuevo medidor de la marca SEL modelo 735, esto en la 1ª etapa de la central, la cual consta de las primeras 5 unidades, ya que la segunda etapa consta de medidores ION los cuales son las unidades 6,7 y 8.

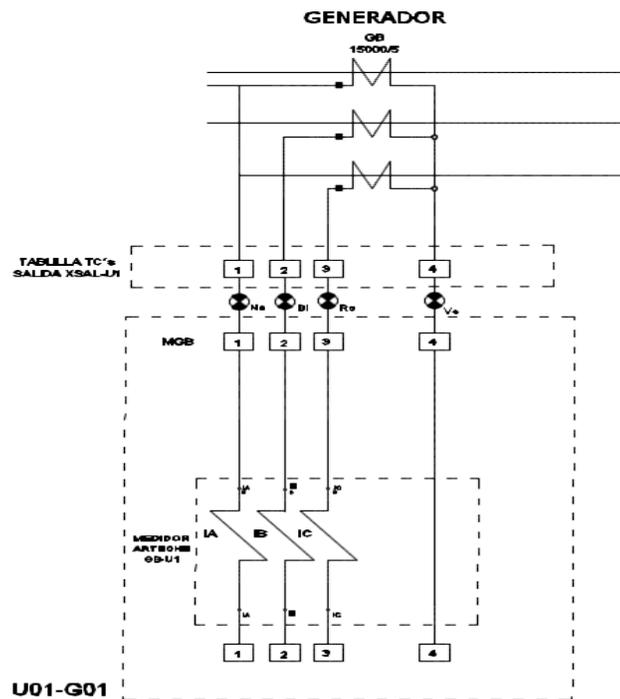
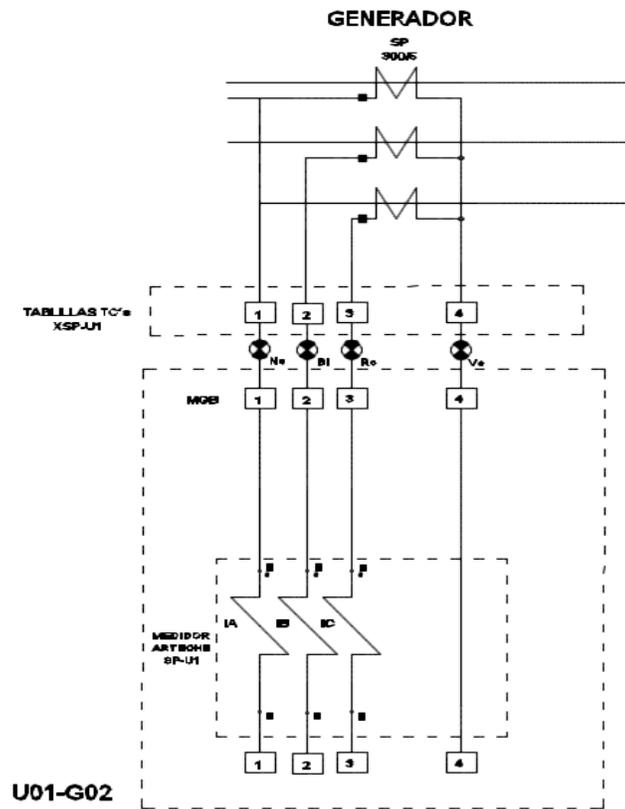


Fig.3.5 Diagrama de corrientes existentes de la generacion bruta U-1.



**Fig.3.6** Diagrama de corrientes existentes de servicios propios U-1.

Los TC's de generacion bruta tienen una relacion de 15000/5 A, y los de servicios propios de 300/5 A en la 1ª etapa, estas relaciones las tendremos contempladas para el ajuste de los medidores con respecto al RTC Y RTP, los diagramas pasados son de los medidores existentes y de donde tomaremos las señales de corriente para mandarlas a los nuevos medidores, debido a que los existentes segiran quedando como un respaldo para la medición, se conectara en serie con los medidores nuevos.

En la fig.3.7 se aprecian en donde se encuentran ubicados los TC's de Generación Bruta, y sus respetivos gabinetes, donde llegan las señales y que de ahí se derivan para su respectivo equipo, tambien se aprecian en donde se ubican y donde se toman las señales de los servicios propios, los cuales recabamos para la medicion de la energia.



**Fig.3.7** Ubicación de los TC's de Generacion Bruta (flecha) y el gabinete donde llega a su respectiva tablilla.

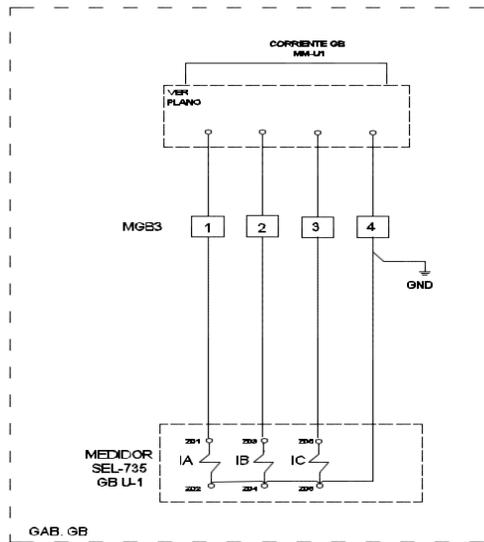
La fig.3.7 es de la unidad 5 y se aprecia que los TC's se ubican a la salida del generador, este señalado por la flecha, en la siguiente fig.3.8 se apreciara en donde se ubican las señales de corrientes de los Servicios Propios.



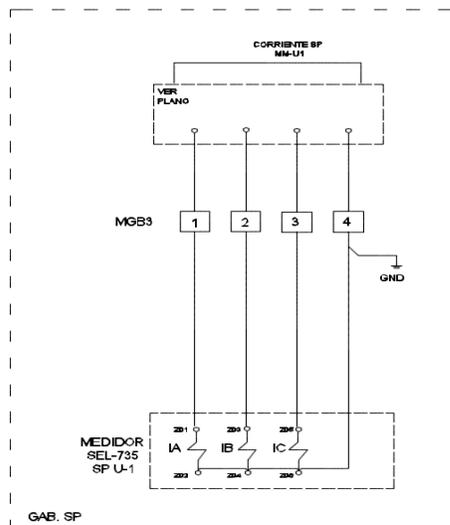
**Fig.3.8** Ubicación de los TC's de Servicios Propios (flecha) y el gabinete donde llega a su respectiva tablilla.

Las tablillas de los TC's se encuentran a un costado de los gabinetes del transformador de servicios propios, las señales de corriente se mandan a piso de barras para llevarlos al gabinete de proteccion y medicion, para poder usar sus señales en los equipos correspondientes.

En las figuras 3.9 y 3.10 se muestran los digramas nuevos, para la propuesta de la instalacion de los medidores de generacion bruta y servicios propios, en la cual se indican el nombre y numero de la tablilla, al cual llegaran las señales de corriente de los TC's, y estas hacia su respectivo numero de borne del medidor para su instalacion, asi como el nombre de cada uno de los gabinetes.



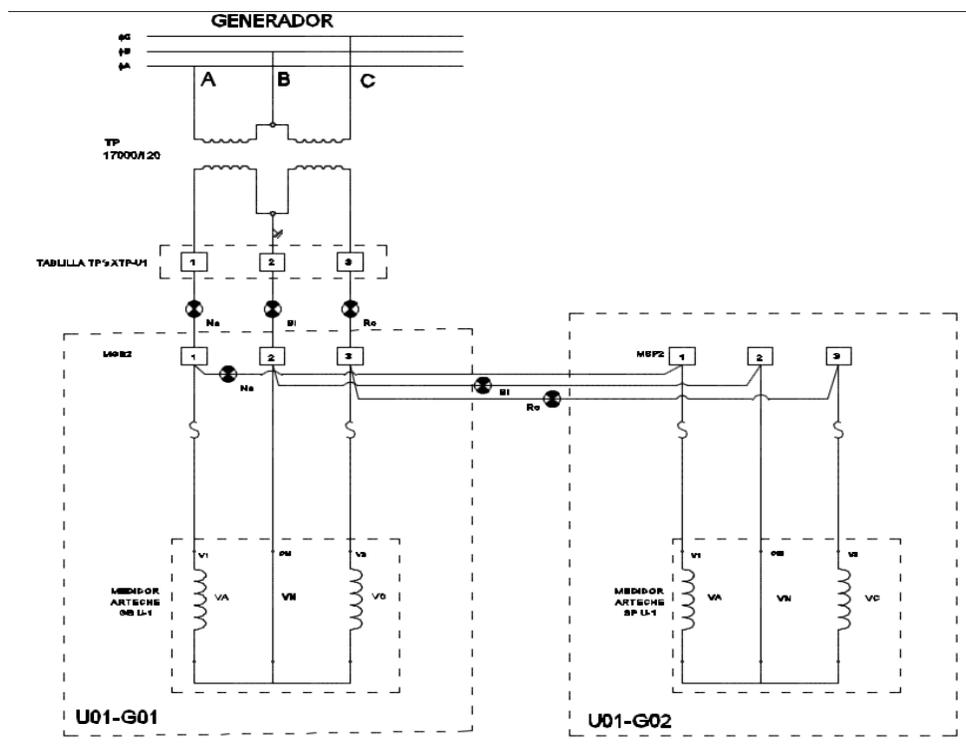
**Fig.3.9** Diagrama nuevo de generación bruta unidad 1.



**Fig.3.10** Diagrama nuevo de servicios propios unidad 1.

Se presentan las señales de voltajes de los TP's para la medición de la energía, debido a que la central consta de dos etapas, en la cual las primeras cinco unidades tienen un arreglo distinto en los TP's con respecto a la segunda etapa la cual corresponde a las unidades 6,7 y 8. La primera etapa esta con un arreglo de delta abierta, para lo cual su conexión solo consta de 2 TP's y la cual se manda a los medidores.

En la fig.3.11 se podrá apreciar las señales de voltajes existentes del cual se llevarán a los nuevos medidores conectándolo en paralelo, otra característica es que los medidores de generación bruta y servicios propios comparten las mismas señales de voltaje de los TP's.



**Fig.3.11** Diagrama existente de las señales de potencial de los medidores de G.B. Y S.P. 1ª Etapa.

Se conectarán en paralelo las señales del TP de los dos medidores existentes, con los dos nuevos, eso será para cada unidad, para la señal de potencial del TP de medición, en la fig.3.12 y Fig.3.13 se muestra donde se encuentran ubicados los TP's de la unidad 5 de la 1ª etapa.



**Fig.3.12** Gabinete de los TP's de Medición, Protección y Regulación de la U-5.

Estos gabinetes constan de tres pares de TP's los cuales cada par se ocupa para un determinado uso, estos TP's tienen unos fusibles en el lado de alta para protección del mismo, y con respecto al diagrama de la Fig.3.9 se observa cómo están conectados entre ellos.



**Fig.3.13** Arreglo de los TP's en Delta Abierta unidades 1ª etapa.

Se elabora los nuevos diagramas de las señales de los TP's, para los nuevos medidores de Generación Bruta y Servicios Propios, de los generadores de la 1ª

etapa Fig.3.14. se muestran el número de tabllera en el cual llega la señal de voltaje, los fusibles y los puntos de llegada hacia el medidor para su correcto conexionado.

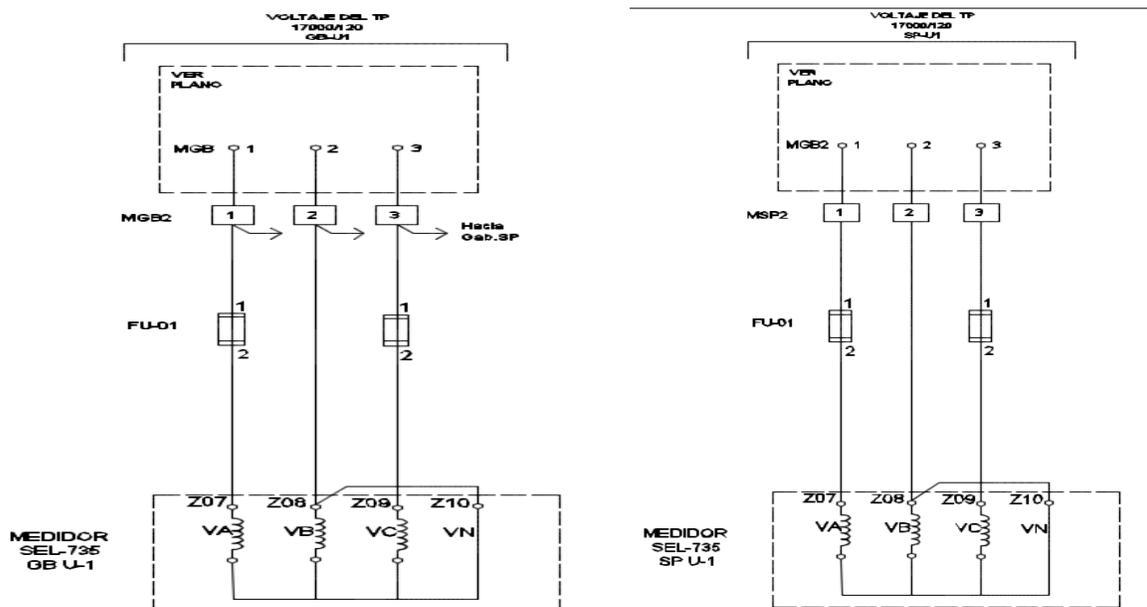


Fig.3.14 Diagramas nuevos de voltajes de Generacion Bruta y Servicios Propios unidad 1.

Debido a que las señales de voltajes son diferentes en la 1ª etapa y 2ª etapa de la central hidroeléctrica, en los diagramas anteriores tienen un conexionado en delta abierta, ahora se mostraran los diagramas de los TP´s de la 2ª etapa, en el cual estos constan de un arreglo de 3 TP´s en conexión estrella, en la Fig.3.15 se muestran los diagramas existentes de las señales de voltaje de los medidores y de donde se tomarán la señales para los nuevos medidores.

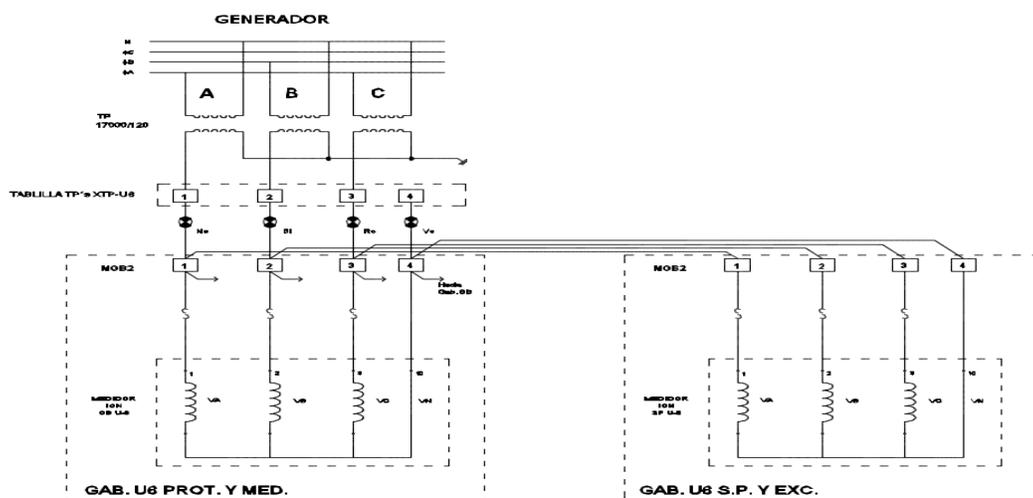
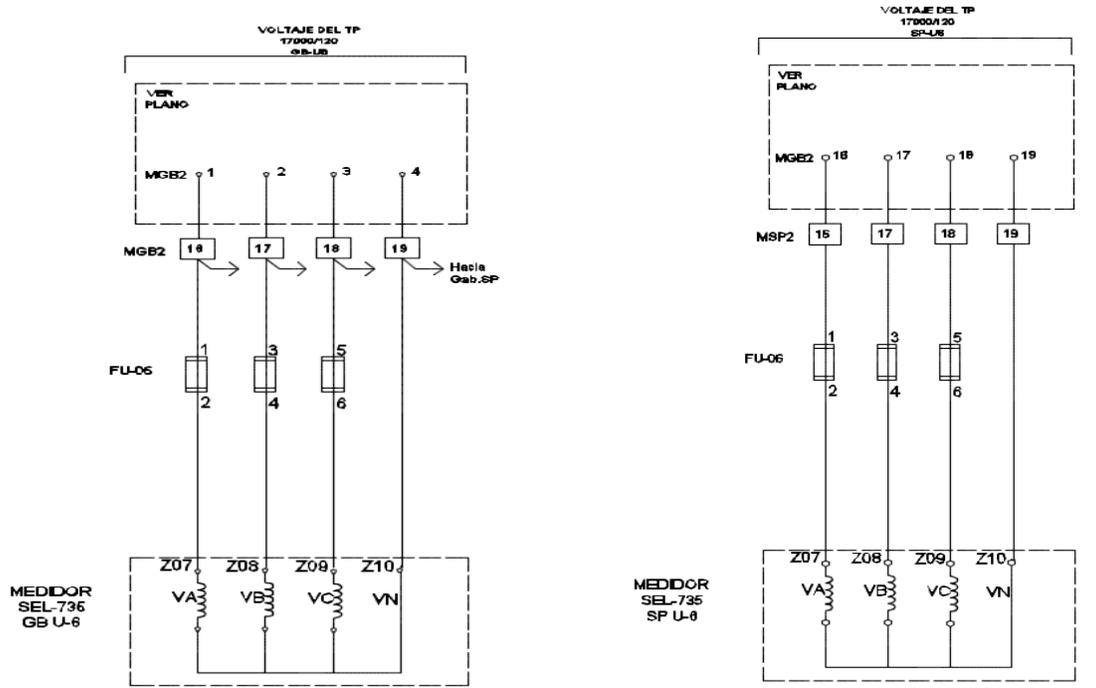


Fig.3.15 Diagrama existente de las señales de potencial de los medidores de G.B. y S.P. unidad 6 2ª Etapa.

Se obtendrán las señales del TP del gabinete de protección y medición de la 2ª etapa de las unidades 6, 7 y 8. Las cuales se tomarán en paralelo del TP de medición para llevarlas a los nuevos medidores, la cual en la Fig.3.16 se aprecian los diagramas de las señales de voltaje nuevos para los medidores SEL-735.



**Fig.3.16** Diagramas nuevos de voltajes de Generacion Bruta y Servicios Propios unidad 1.

Se aprecia que las señales de voltaje comparadas al de la 1ª etapa, ya son de 4 hilos y 3 TP's, y estos se encuentran ubicados en un gabinete, cada unidad de la 2ª etapa tiene sus gabinetes de TP's como se muestra en la Fig.3.17.

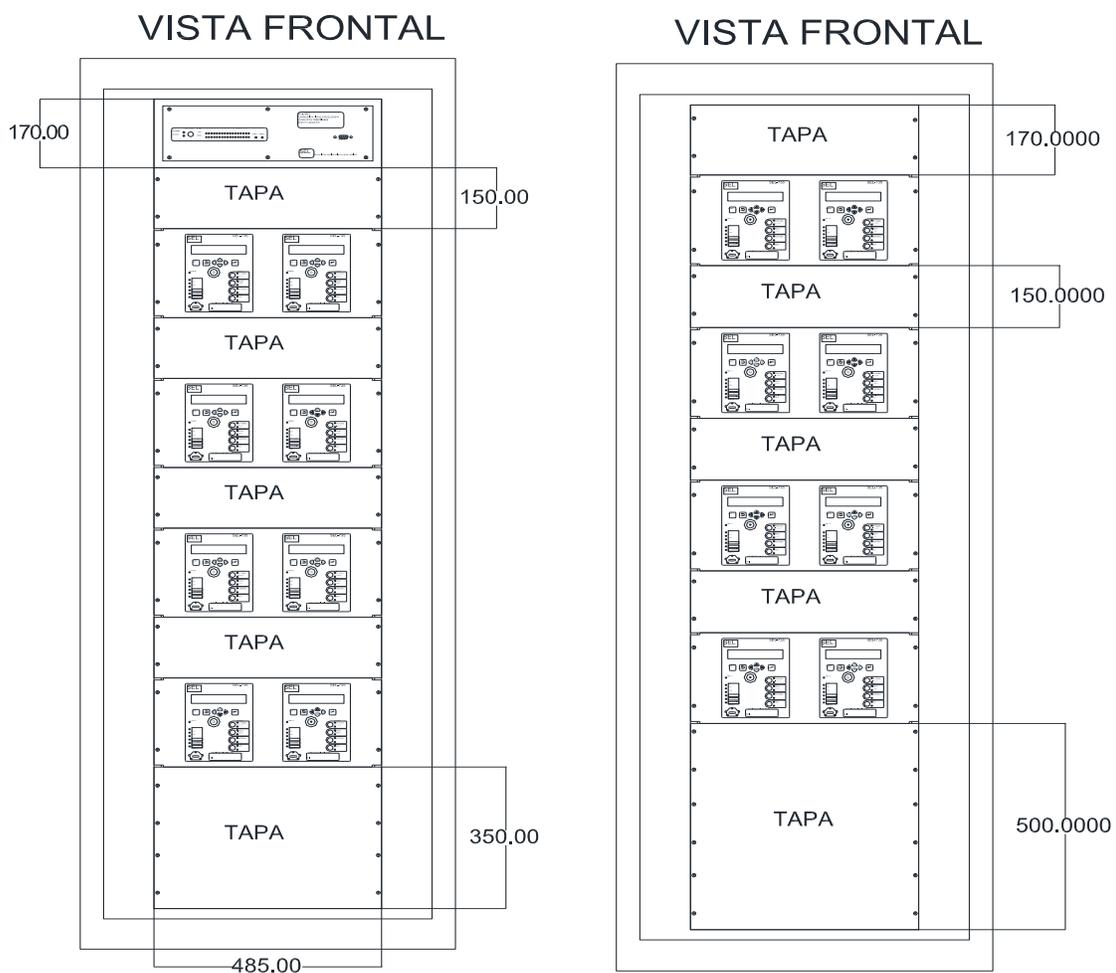


**Fig.3.17** Gabinete de los TP's de Medición, Protección y Regulación de la U-6.

### 3.3 Plano de vestimenta del gabinete de los medidores

Se plantea la instalación del equipo de acuerdo a los materiales que se requiere para su funcionamiento, esto ayudara a la hora de su instalacion, ya que se propone en donde estara ubicado cada componente de acuerdo a la necesidad que se tiene. Se analizan la ubicación de los medidores y el equipo de comunicación, tapas para la puerta del gabinete, breakers, las tabllas de corriente y de voltajes, portafusibles, block de conexiones, y comunicaciones.

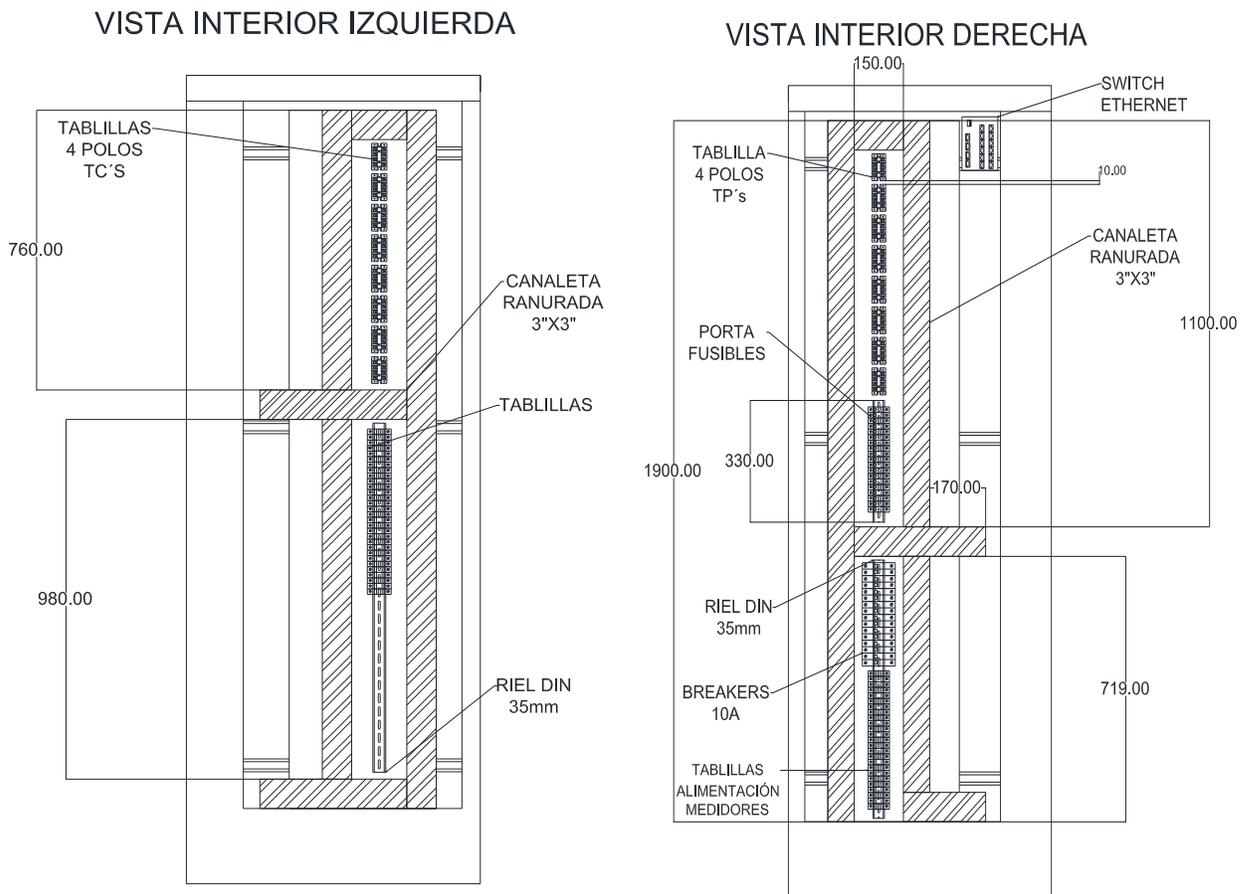
En la Fig.3.18 se aprecia la vista frontal del gabinete de generación bruta y servicios propios en la cual se aprecia como quedarían instalados los 16 medidores SEL-735.



**Fig.3.18** Diagrama de la vestimenta frontal del gabinete de generación bruta y de servicios propios.

El gabinete de generación bruta se incorpora un procesador de comunicación SEL-2032, el cual servirá para la comunicación de los medidores, ya que con este equipo nos proporcionará un registro secuencial de los acontecimientos y obtendremos información en tiempo real del sistema.

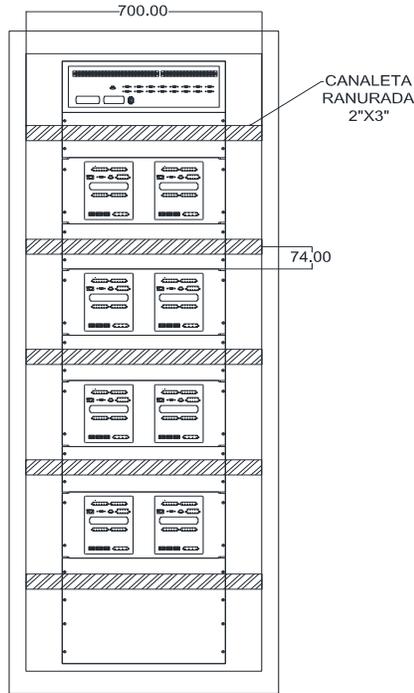
Se elaboró el diagrama de la vestimenta interna del gabinete de generación bruta Fig.3.19 en el cual se muestra como quedarán instalados los componentes para una mayor simplicidad a la hora de su instalación, se ha optado por separar lo más que se pueda los voltajes y las corrientes, debido a fallas pasadas esto con el fin de tener un mejor ordenamiento y poder ubicar de manera más rápida los puntos de conexión.



**Fig.3.19** Diagrama de vestimenta interna del gabinete de generación bruta.

Se muestra en la figura 3.20 la vestimenta posterior de los gabinetes, en la cual se ha optado por poner canaletas en la parte de las tapas, para así poder tener un mejor manejo en el cableado de las señales para su mejor conexión, esto será para una mejor estética y mejor ordenamiento a la hora de hacer las rutas para su conexión.

VISTA POSTERIOR GAB. GB



VISTA POSTERIOR GAB. SP

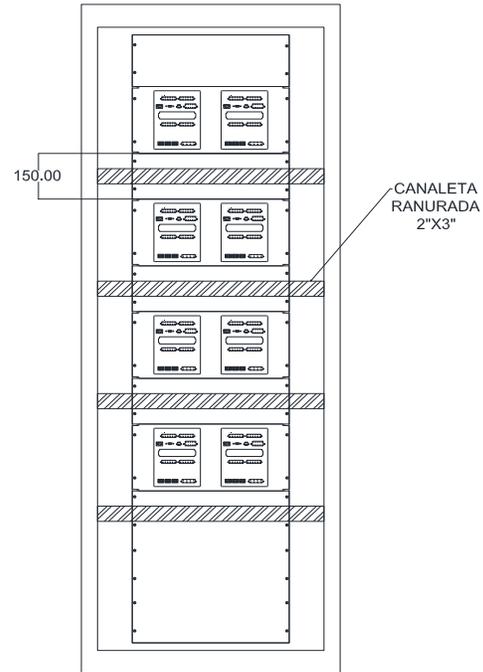


Fig.3.20 Diagrama vista posterior de los gabinetes de Generación Bruta y Servicios Propios.

### 3.4 Ajuste y Revisión de los medidores

Lo primero que hay que tener en cuenta para la lectura de los voltajes y las corrientes, es saber qué tipo de forma de conexión tenemos, en este caso los medidores cuentan con tres formas para la conexión de las señales del TP y del TC, las cuales en los ajustes debemos establecer cuál será la conexión para que este sepa que señales le estamos introduciendo y se puede apreciar en la Fig.3.21 cuáles son esas formas de conexionado.

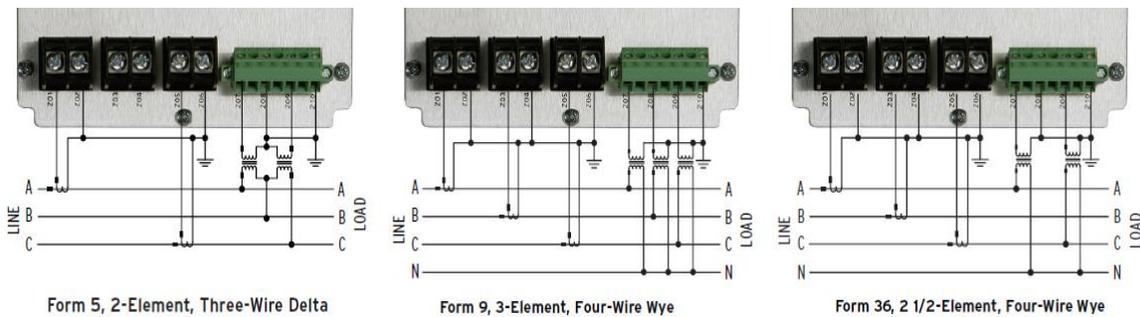


Fig.3.21 Formas del conexionado de los TC's y TP's para la medición de la energía.

En el caso de la central se ocupa la Form 5 para la primera etapa de la central, y la Form 9 en el caso de la segunda etapa, saber esto nos servirá para configurar al medidor. Primero se realiza el ajuste de los parámetros del medidor como se muestra en la Fig.3.22 de la 1ª etapa, en el cual se ajustan las entradas y salidas que el medidor tenga, si es horizontal o vertical, la alimentación, las placas de comunicación y los protocolos de comunicación.

Núm de parte de disp

**Núm de parte** \* 7 3 5 V \* 1 0 5 \* E X \* A \* \* \* 1 6 1 \* \* \* \*

Chassis  
V = Vertical Panel Mount, ANSI Optical Port

Power Quality and Recording  
1 = Intermediate PQ and Recording

Meter Form  
5 = Form 5 (Three-Wire Delta) ←

Slot A. Power Supply  
5 = 125/250 Vdc or Vac; 2 Outputs, 2 Inputs, FCC Class B

Slot B. Main Board Communications  
E = One EIA-232 Port, One EIA-485 Port, and One 10/100BA

Slot C. Select Boards  
X = Empty

Slot D. Select Boards  
A = 4 Solid-State Outputs, 4 Inputs

Slot Z. Current and Voltage Inputs  
1 = Current Class CL2/10/20, optimized for low-end accuracy

System Frequency  
6 = 60 Hz

Communications Protocol  
1 = DNP3 Level 2 Slave Serial and LAN/WAN (Includes all pr

Editar Aceptar

Fig.3.22 Ajuste del número de parte del medidor SEL-735 para los medidores de la 1ª etapa de la central.

Gracias a esto por los dos tipos de conexiones el medidor sabrá cómo tiene acoplado la señal de voltajes y corrientes para poder hacer la medición y la integración de la energía.

Núm de parte de disp

**Núm de parte** \* 7 3 5 V \* 1 0 9 5 \* E X \* A \* \* \* 1 6 1 \* \* \* \*

Chassis  
V = Vertical Panel Mount, ANSI Optical Port

Power Quality and Recording  
1 = Intermediate PQ and Recording

Meter Form  
9 = Form 9 (Four-Wire Wye) ←

Slot A. Power Supply  
5 = 125/250 Vdc or Vac; 2 Outputs, 2 Inputs, FCC Class B

Slot B. Main Board Communications  
E = One EIA-232 Port, One EIA-485 Port, and One 10/100BA

Slot C. Select Boards  
X = Empty

Slot D. Select Boards  
A = 4 Solid-State Outputs, 4 Inputs

Slot Z. Current and Voltage Inputs  
1 = Current Class CL2/10/20, optimized for low-end accuracy

System Frequency  
6 = 60 Hz

Communications Protocol  
1 = DNP3 Level 2 Slave Serial and LAN/WAN (Includes all pr

Editar Aceptar

Fig.3.23 Ajuste del número de parte del medidor SEL-735 para los medidores de la 2ª etapa de la central.

Se procede a configurar la identificación del medidor, las relaciones de transformación y las escalas de las mediciones, esto como configuración general, las relaciones de transformación del TP de Generación Bruta es 17000/120V y la relación del TC es 15000/5A en la 1ª etapa, y la relación del TP de Servicios Propios es 17850/120V y del TC es 300/5 en la 2ª etapa, estos datos se introducen a la configuración del medidor.

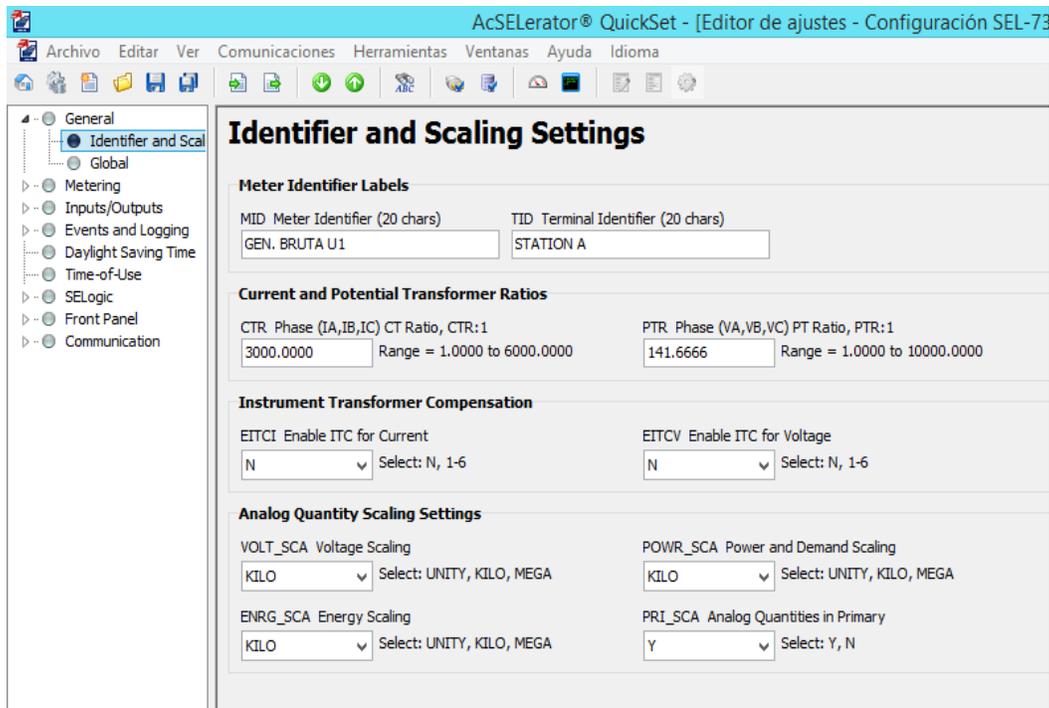
$$RTP = \frac{17000}{120} = 141.6666 \quad \begin{array}{l} \text{(VOLTAJE GENERACIÓN BRUTA)} \\ \text{1ª ETAPA} \end{array}$$

$$RTC = \frac{15000}{5} = 3000 \quad \begin{array}{l} \text{(CORRIENTE GENERACIÓN BRUTA)} \\ \text{1ª ETAPA} \end{array}$$

$$RTP = \frac{17850}{120} = 148.75 \quad \begin{array}{l} \text{(VOLTAJE GENERACIÓN BRUTA)} \\ \text{2ª ETAPA} \end{array}$$

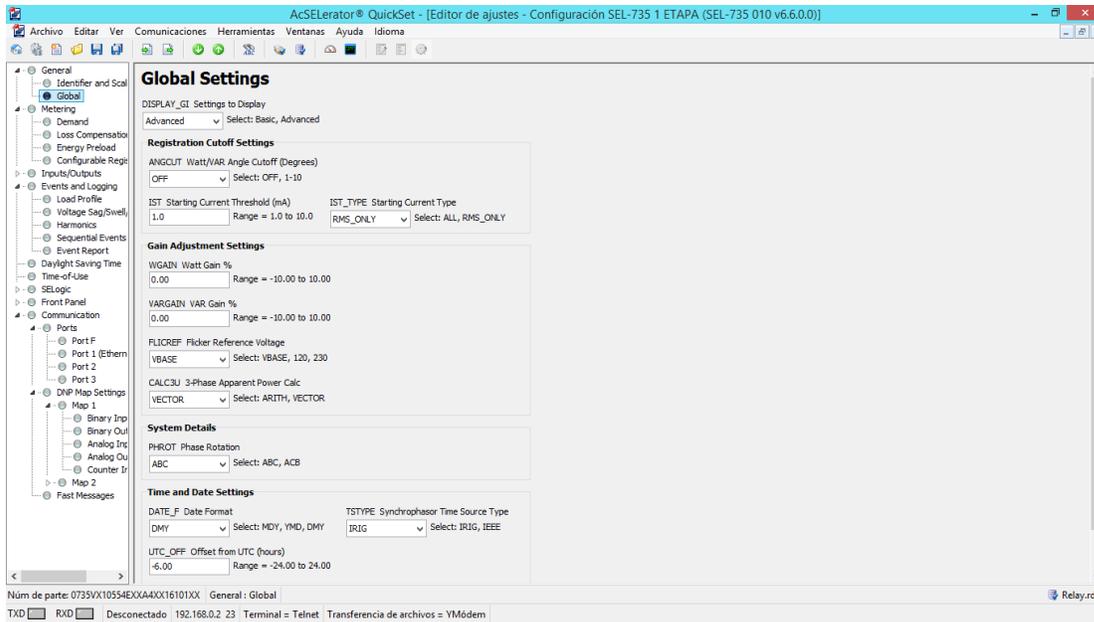
$$RTC = \frac{300}{5} = 60 \quad \begin{array}{l} \text{(CORRIENTE SERVICIOS PROPIOS)} \\ \text{1ª y 2ª ETAPA} \end{array}$$

En la fig.3.24 se muestran las configuraciones del RTC y RTP, así como las escalas de la medición de generación bruta de la unidad 1 y gracias a esto podremos saber cuánto estará pasando en el primario del generador.



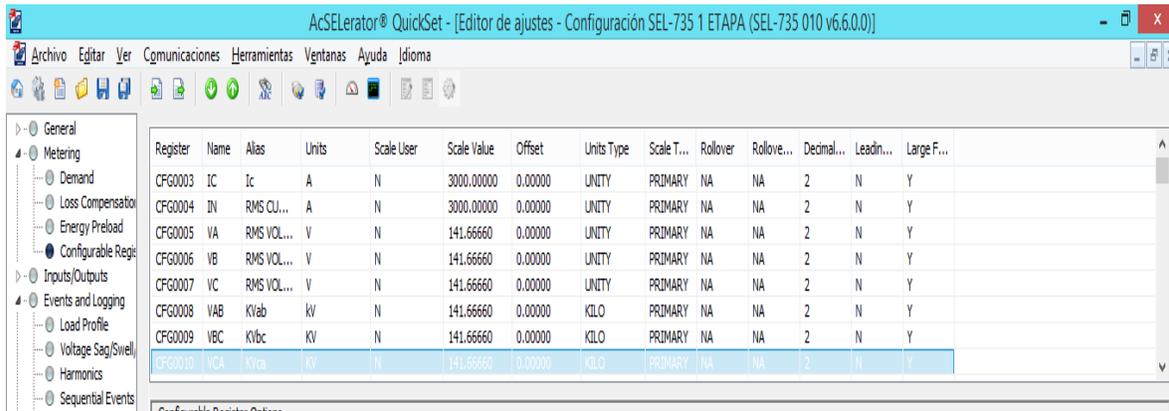
**Fig.3.24** Identificación y ajuste de escalas para la medición.

Se realiza el ajuste global avanzado fig.3.25, en el cual se toman en cuenta los ajustes de tiempo y se toma en consideración la rotación de las fases, en el caso de los generadores de la central están en secuencia positiva es decir ABC (positiva).

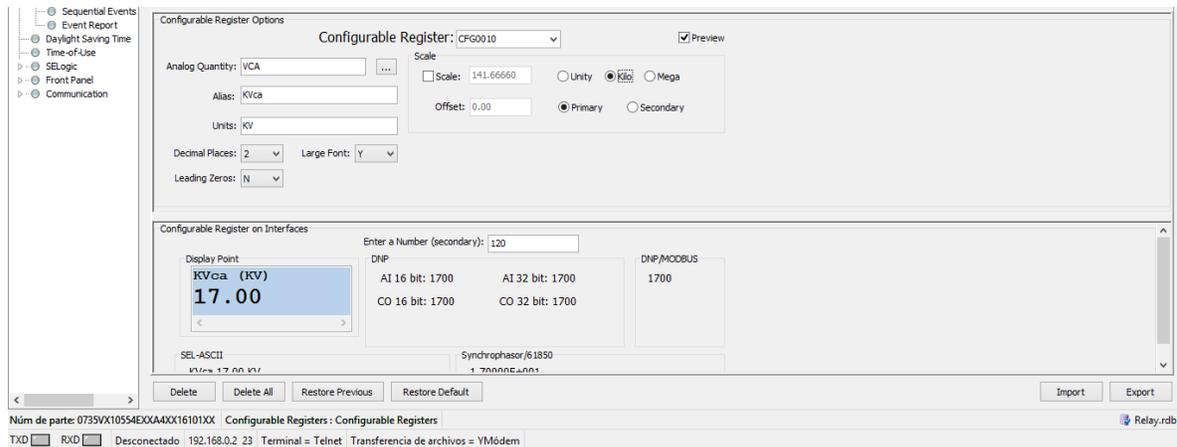


**Fig.3.25 Configuración global.**

Se configura el registro de la medición de energía Fig.3.26 y Fig.3.27, en la cual se cambia el nombre (alias), con respecto a cómo se quiere que aparezca en el display del medidor, se configuran las unidades de medidas, y se establece que las cantidades analógicas de la medición que aparezca sean de la relación primaria del generador.



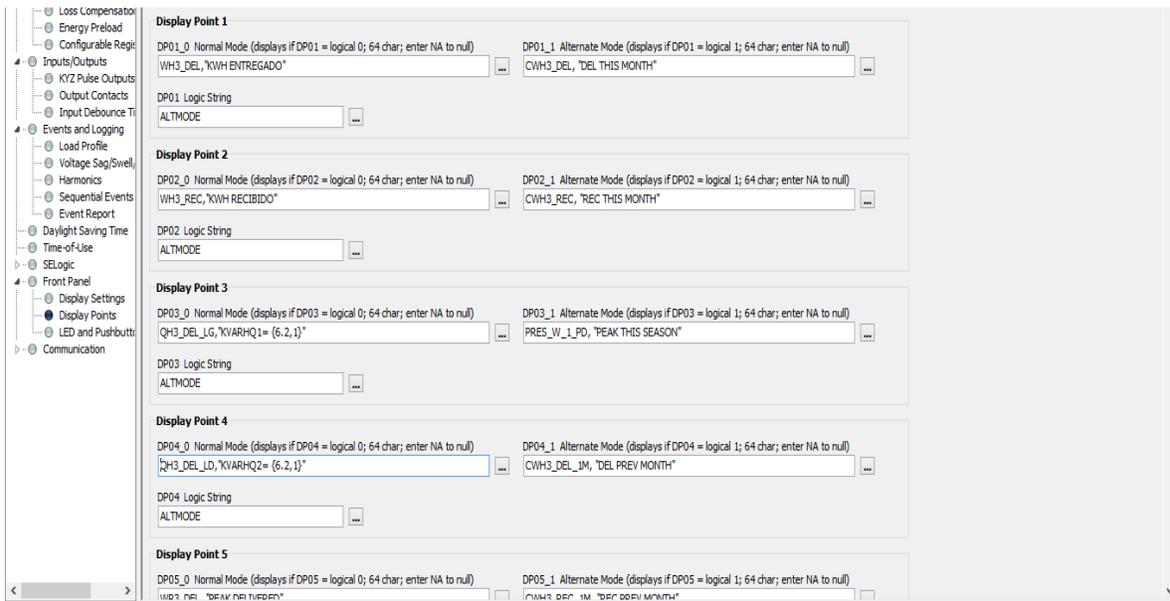
**Fig.3.26 Registro de parámetros de medición.**



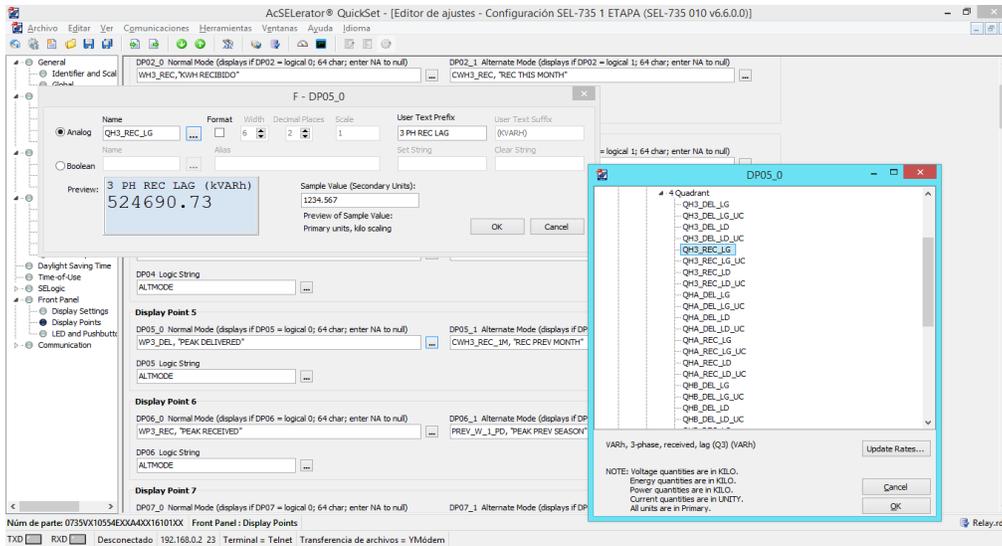
**Fig.3.27** Panel de configuración de los registros y previsualización.

La escala de potencia, voltaje y energía será en kilo (K), debido a que son cantidades grandes y al escalar tendremos una mejor visualización de las cantidades, esto para una comprensión rápida de la medición.

La configuración de los puntos del display Fig.3.28, nos servirá para la visualización de los parámetros que queramos examinar en tiempo real, al ir directamente al medidor, al igual que la configuración modo alterno en el cual poder ver otros parámetros, que no necesitamos que se visualicen, pero podrían servir en algún momento, este display cuenta con 50 puntos.



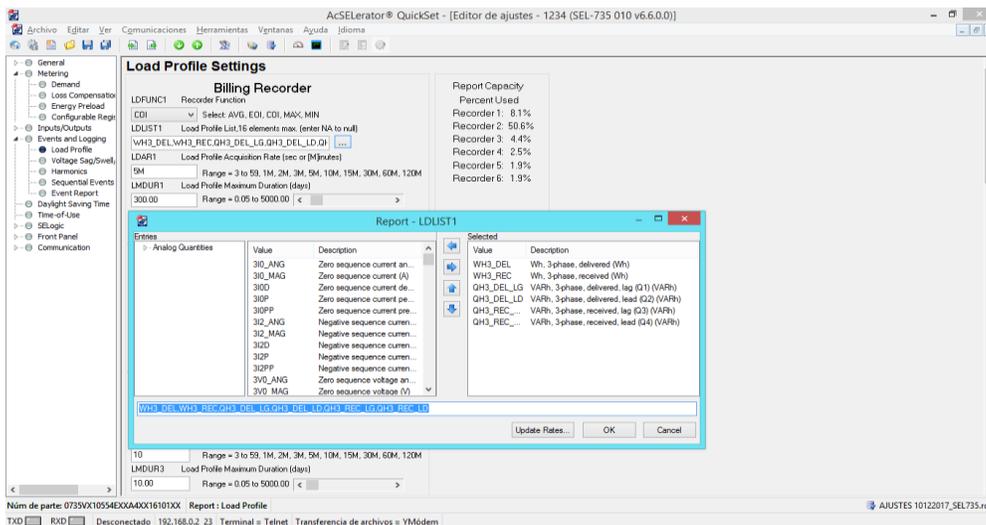
**Fig.3.28** Puntos del display normal y display alterno.



**Fig.3.29** Configuración de los puntos del display.

Los parámetros que necesitamos son: KWh entregado-recibido, KVARh los 4 cuadrantes, voltaje entre fases, corrientes, las potencias totales, frecuencia y factor de potencia, fecha y hora, todos estos parámetros son los que queremos que se visualicen en la pantalla del medidor.

La configuración del perfil de la medición de energía sirve para que en esa función se almacenen los parámetros que se necesiten grabar, en este caso se requiere la potencia positiva y negativa, y la potencia reactiva de los 4 cuadrantes, estos parámetros se requieren para enviar por el nodo SIME, la medición para la facturación de la misma, y esto debe cargarse cada 5 minutos, esto por el puerto RS-485.



**Fig.3.30** Configuración para la carga del perfil.

En la fig.3.31 se aprecia la ecuación lógica, esto para que se cree el reporte en caso de cumplirse uno de los eventos puestos, en la fig.3.32 se hicieron los ajustes del Sag por cada fase con un ajuste del 90% sobre el Vbase, el Swell por cada fase con un ajuste del 110% sobre el Vbase y la Interruption de un 10% sobre Vbase, estos con una histéresis del 2%.

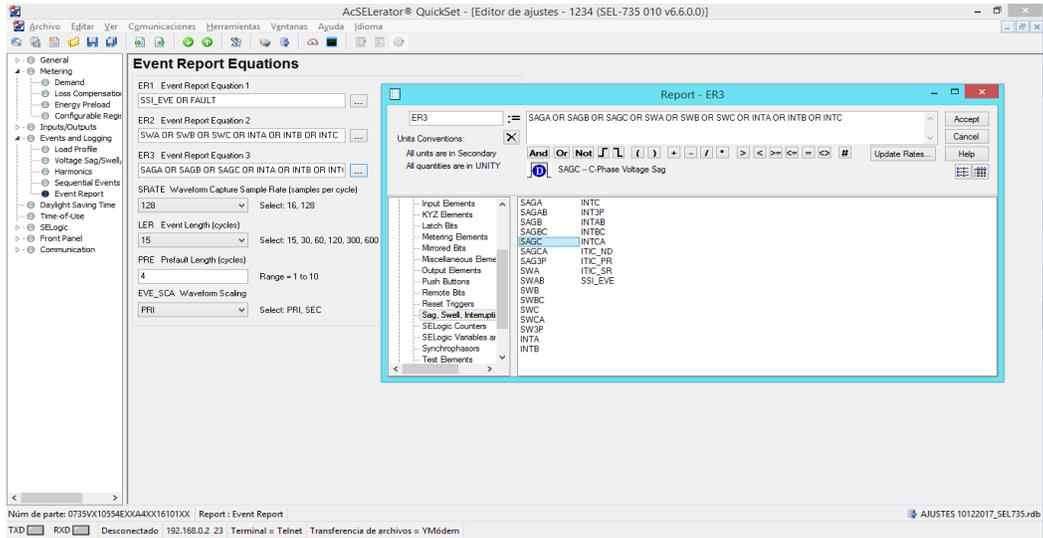


Fig.3.31 Ecuación del informe del evento.

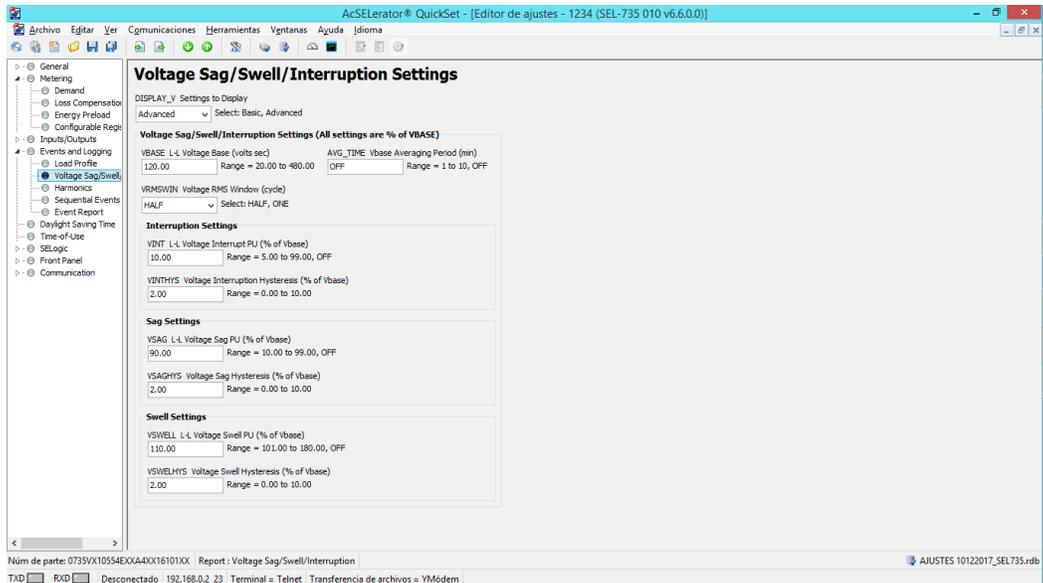


Fig.3.32 Ajustes del voltaje sag, swell e interruption.

## 4. Resultados Y Conclusiones

### 4.1 Resultados

Se verifica que los ajustes que se cargaron al medidor estén correctos para la medición de la energía, para esto se ocupa la maleta de prueba doble F6150, en la cual se le manda a inyectar voltaje y corriente, en la fig.4.1 se muestra la maleta de prueba, y en la fig.4.1 el software en el cual se le ingresan los valores que se le inyectaron al medidor.

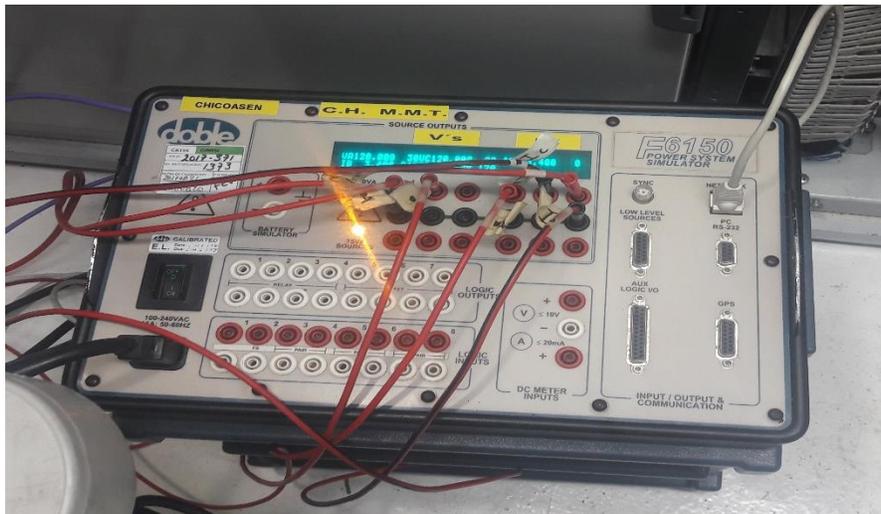


Fig.4.1 Maleta de pruebas.

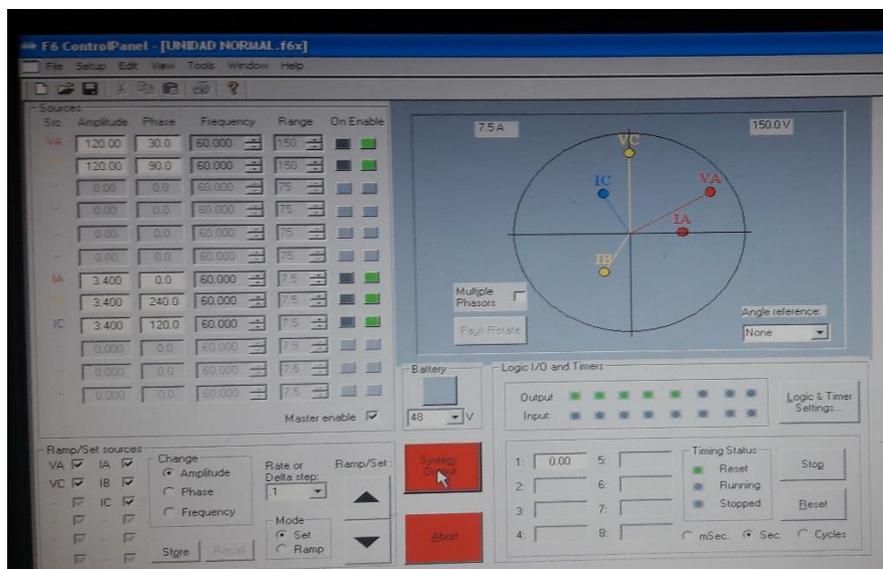
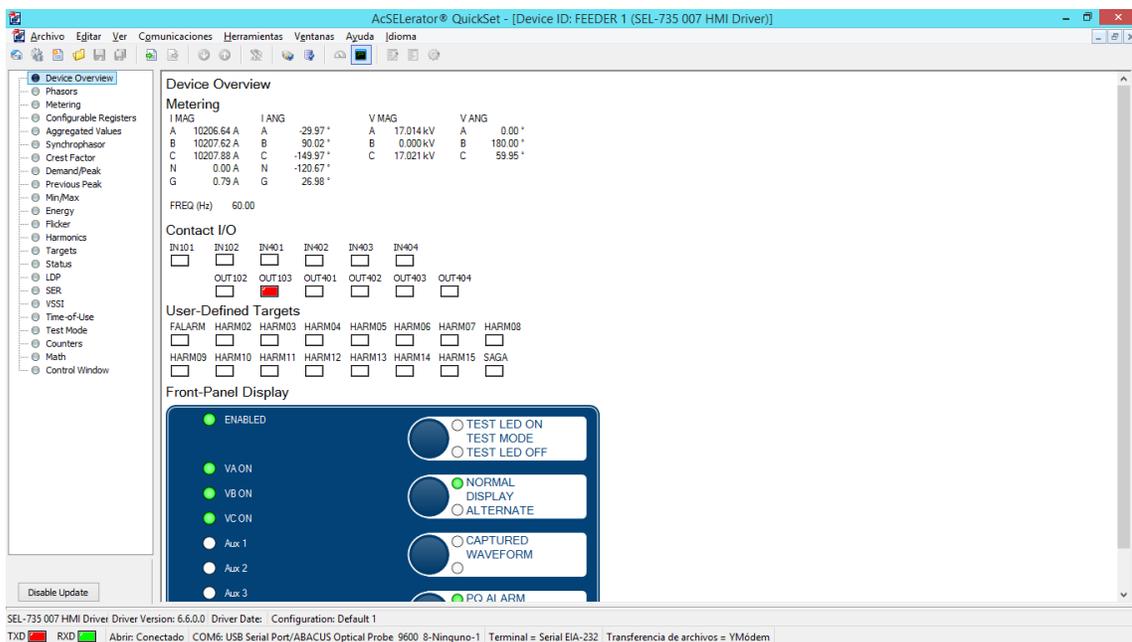


Fig.4.2 Software para el control de la inyección de voltajes y corrientes.

Debido a que la primera etapa tiene un arreglo en los TP's de delta abierta, se inyectan solo dos voltajes simulando la fase A y C, con una magnitud de 120V y como el generador es de secuencia positiva hay un desfase de 30° sobre la fase A y la fase B de 90°, la inyección de corriente es de 3.4A, simulando que el generador este en una generación de 300MW y el desfase de las corrientes es de 120°.

En la fig.4.3 se muestran las corrientes y voltajes que se le han inyectado al medidor para corroborar que las relaciones de transformación fueron los correctos, y se visualizan en la HMI del software mediante la comunicación con el medidor por el puerto óptico. Se muestra la corriente de 10206A Y el voltaje de 17KV con los respectivos ángulos de desfaseamiento.



**Fig.4.3** Visualización de la HMI del medidor.

Se revisan los ajustes del medidor entrando a la terminal de comandos ASCII esto para corroborar que los ajustes hayan sido enviados al medidor, debido a que se han presentado fallas en la configuración en la cual no se envían los ajustes, en este caso se entra a la terminal y se hacen los ajustes por medio este. Se aprecia en la fig.4.4 los arreglos de los ajustes y nos parámetros que ya se han enviado al medidor.

```

QuickSet Communications
Send Ctrl Characters
Settings saved
->>ACC
FEEDER 1          Date: 12/10/17   Time: 14:10:05.895
STATION A        Time Source: int
Level 1
->>ZAC
Password: 7 &&&&
FEEDER 1          Date: 12/10/17   Time: 14:10:10.411
STATION A        Time Source: int
Level 2
->>SET CTR
Identifier Settings
Phase (IA,IB,IC) CT Ratio(1.0000-6000)  CTR  := 1.0000  ? 3000
Neutral (IN) CT Ratio(1.0000-10000)     CTRN := 1.0000  ?
PT (VA,VB,VC) Ratio(1.0000-10000)       PTR  := 1.0000  ? 141.666
Phase Rotation(ABC,ACB)                 PHROT := ABC      ? END
Identifier Settings
CTR := FEEDER 1          TID := STATION A          CTR := 3000.0000
CTRN := 1.0000          PTR := 141.6660          PHROT := ABC
DATE := MDV            TSTTYPE := IRIG            UTC_OFF := 0.00
TIME_CNG := 5          IN101D := 5                IN101D := 5
IN401D := 5            IN402D := 5                IN403D := 5
IN404D := 5           ANGCUT := OFF              IST := 1.0
IST_TTYPE := RMS_ONLY  WGIN := 0.00             VARGAIN := 0.00
FLICREF := VBASE      EITCI := N
EITCV := N
Demand Metering Settings
EDM := BLOK            DMTC := 5                DELOCK := OFF
EITBLK := 0           FRED := WD3_DEL          FREDAL := 0.00
SOFT := 1
Transformer/Line-Loss Settings:
EITIC
KYZ Pulse 1 Settings:
KEL_SCALE := SEC      KE1 := 1.0000           KEL_UNIT := UNITY
Press RETURN to continue
KYZD1 := WH3_DEL      KYZFW1 := 25             KEL_OUT := OFF
KYZ Pulse 2 Settings:
KEL_SCALE := SEC      KE2 := 1.0000           KEL_UNIT := UNITY
KYZD2 := WH3_DEL      KYZFW2 := 25             KEL_OUT := OFF
KYZ Pulse 3 Settings:
KEL_SCALE := SEC      KE3 := 1.0000           KEL_UNIT := UNITY
KYZD3 := WH3_DEL      KYZFW3 := 25             KEL_OUT := OFF
KYZ Pulse 4 Settings:
KEL_SCALE := SEC      KE4 := 1.0000           KEL_UNIT := UNITY
KYZD4 := WH3_DEL      KYZFW4 := 25             KEL_OUT := OFF
IN404D := 5           ANGCUT := OFF              IST := 1.0
IST_TTYPE := RMS_ONLY  WGIN := 0.00             VARGAIN := 0.00
FLICREF := VBASE      EITCI := N
EITCV := N
Demand Metering Settings:
EDM := BLOK            DMTC := 5                DELOCK := OFF
EITBLK := 0           FRED := WD3_DEL          FREDAL := 0.00
SOFT := 1
Transformer/Line-Loss Settings:
EITIC
KYZ Pulse 1 Settings:
KEL_SCALE := SEC      KE1 := 1.0000           KEL_UNIT := UNITY
Press RETURN to continue
KYZD1 := WH3_DEL      KYZFW1 := 25             KEL_OUT := OFF
KYZ Pulse 2 Settings:
KEL_SCALE := SEC      KE2 := 1.0000           KEL_UNIT := UNITY
KYZD2 := WH3_DEL      KYZFW2 := 25             KEL_OUT := OFF
KYZ Pulse 3 Settings:
KEL_SCALE := SEC      KE3 := 1.0000           KEL_UNIT := UNITY
KYZD3 := WH3_DEL      KYZFW3 := 25             KEL_OUT := OFF
KYZ Pulse 4 Settings:
KEL_SCALE := SEC      KE4 := 1.0000           KEL_UNIT := UNITY
KYZD4 := WH3_DEL      KYZFW4 := 25             KEL_OUT := OFF
KYZ Pulse Test Mode Settings:
KEZ := 1.0000
Output Contact Equations:OUT102 :=0
OUT101 :=NOT (SALARM OR HALARM)
OUT401 :=0
OUT402 :=0
OUT403 :=0
Press RETURN to continue
OUT404 :=0
Analog Quantity Scaling Settings:
VOLT_SCA := KILO      POWR_SCA := KILO          ENRG_SCA := KILO
PRL_SCA := V
Fast Message Settings:
FMR1 := Y
FMR2 := Y
FMR3 := Y
FMR4 := Y
FMQ_UC := N
Save Changes(Y/N)?
Save Changes(Y/N)? Y
Settings saved
->>

```

Fig.4.4 Terminal del medidor.

En la Fig.4.5 se muestran los registros que se programaron para el display, y la verificación de los voltajes y corrientes en el lado primario, las lecturas fueron concretadas y quedo listo para su instalación, esto se hará con los 16 medidores y se ajustaran según la unidad.

En la fig.4.6 se muestran las grabaciones de los eventos Sag, Swell e interruption, estos parámetros se hicieron con la maleta de prueba elevando el voltaje un 111% con respecto a la programación, esto nos ayudara saber si llega haber una causa sobre la calidad de energía en el sistema, ver anexo A para ver los eventos que se grabaron según la configuración del medidor.

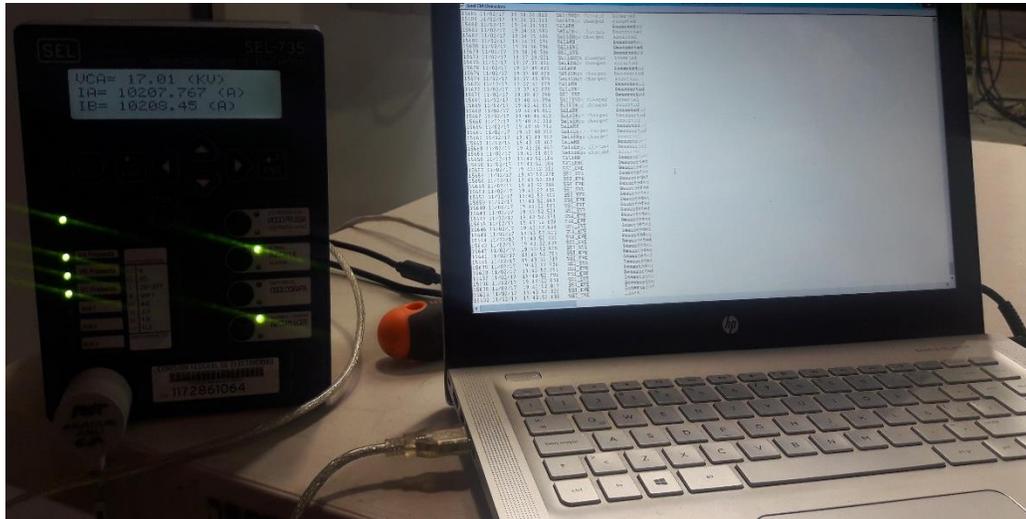


Fig.4.5 Visualización de los valores en el display del medidor.

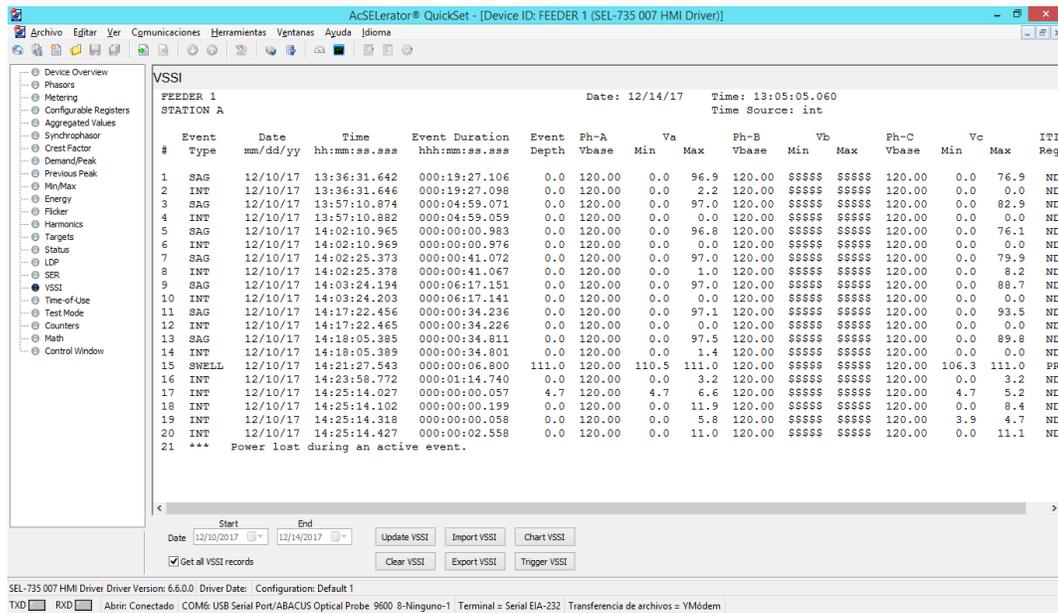


Fig.4.6 Visualización de los registros de elevación e interrupción de voltajes.

## 4.2 Conclusiones

La concentración de los medidores ayuda a que tengamos un mejor control sobre ellos debido a que podemos visualizar en un solo punto todas las mediciones en caso de que se requiera, al igual que el costo del proyecto, se ve beneficiado debido a que se reducirán en mano de obra, debido a que se realizara la instalación en un solo lugar, la proyección de todo el proyecto servirá para tener una mejor visualización de cómo se requiere la instalación de los equipos.

Con esto conlleva a proponer la ruta para la instalación de las señales, gracias a la propuesta se reducirán los errores que se han presentado, debido al cruce de señales y a la inducción que hay entre ellos, al igual que la ubicación de las tablillas para su conexión, se establecerá la conexión remota, gracias a la conexión ethernet que los medidores SEL-735 que se adquirieron incluyen.

La implementación de la tecnología reciente nos ayudara a tener un mejor control en la integración de la medición de energía, esto por las plataformas digitales que la C.H. Manuel Morenos Torres trabaja, gracias a esto podremos explotar todo lo que el equipo pueda aportar, como seria obtener los perfiles de la medición en forma remota y visualizaciones en tiempo real para observar el comportamiento de la unidad, al sincronizar con el sistema eléctrico.

Todas estas ventajas derivado de la actualización a equipos recientes, nos brindara apoyo al ver alguna situación de falla, y de la cual podremos obtener más información, para ver con respecto a los comportamientos del sistema que pudo haber ocasionado, y donde estaría esa falla, y gracias a esto obtener mayores resultados.

La actualización es necesaria, debido al constante avance de las tecnologías, porque gracias a estas nos facilitan la vida diaria, y en las empresas a obtener mejores resultados en sus servicios, gracias a los avances en comunicación podremos estar en un monitoreo constante, sin necesidad de estar presente en donde se en cruenta el equipo, y poder visualizar todo remotamente.

## Referencias Bibliográficas

- [1] <http://electrica.mx/la-evolucion-de-los-medidores-de-energia-electrica-watthorimetros/>
- [2] E. Thomson, "Electric Meter", U.S. Pat. 448280, Filed 20 Nov. 1890.
- [3] <http://www.watthourmeters.com/westinghouse/shall-amp.html>
- [4] Various authors, 2010, january, 11, "smart grid", Wikipedia
- [5] <https://www.artech.com/es/hitos-artech>
- [6] ABB Introducción a los medidores. Tutorial de medidores, abril 2006.
- [7] ABB Medidores electromecánicos. Tutorial de medidores, abril 2006.

- [8] ABB Medidores electrónicos. Tutorial de medidores, abril 2006.
- [9] Guía CFE-G0000-48 Medidores multifunción para sistemas eléctricos, 2010.
- [10] Schweitzer Engineering Laboratories, SEL-735 power quality and revenue meter, 2017.
- [11] ARTECHE, “Manual de Transformadores de intensidad”, 2007.
- [12] Henry Stanley Montano, “Transformadores de corrientes TC”. 2011.
- [13] Transformadores. Enrique Ras. Marcombo. 1994.
- [14] MC Obed Renato Jiménez Meza, “Transformador de potencial y de corriente”, Universidad Autónoma de Nuevo León.
- [15] Anibal Coto Cortes, “Introducción a redes”, cisco networking academy.
- [16] Stalling, W. Comunicaciones y redes de computadoras, 6ta Edicion, Prentice Hall, 2000.
- [17] León García, A, Redes de Comunicación, Conceptos fundamentales y arquitecturas básicas, 1ª Edición, Mc Graw Hill, 2001.
- [18] St-p, Armand y S. William, Redes Locales e Internet, México, Trillas.
- [19] T. Neagoe, L. Banica. A comparasion of clock Synchronization Protocols in Computer Networks.
- [20] D. Mills. Simple Network Time Protocol (SNTP) versión 4 for IPv4, IPv6 and OSI. Octubre, 2006.
- [21] D. Mills. “A Brief History of NTP Time: Confessions of an Internet Timekeeper”. ACM Computer Communications, abril 2003.
- [22] Timing Committee Telecommunications and Timing Groupe Range Commander Council. IRIG Serial Time Code Formats. Septiembre 2004.
- [23] IEEE C37.118-2005 (replaced IEEE Standard 1344). IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). January 1, 2006

### Anexo A: Registro de eventos Sag y Swell

Se elevo el voltaje a 130V, esto para verificar que el porcentaje que se le había ingresado para el registro Swell, empezara a grabar el evento.

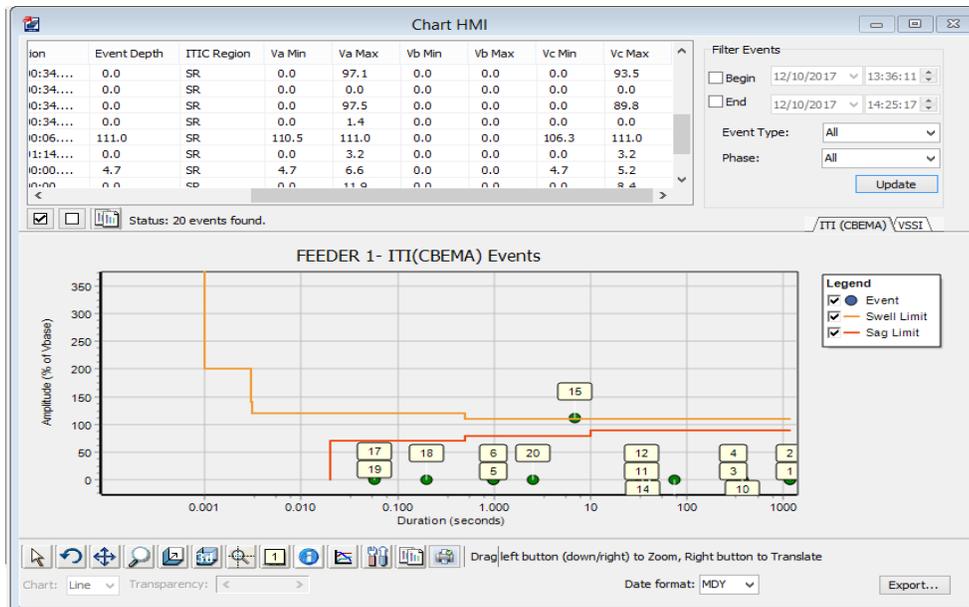
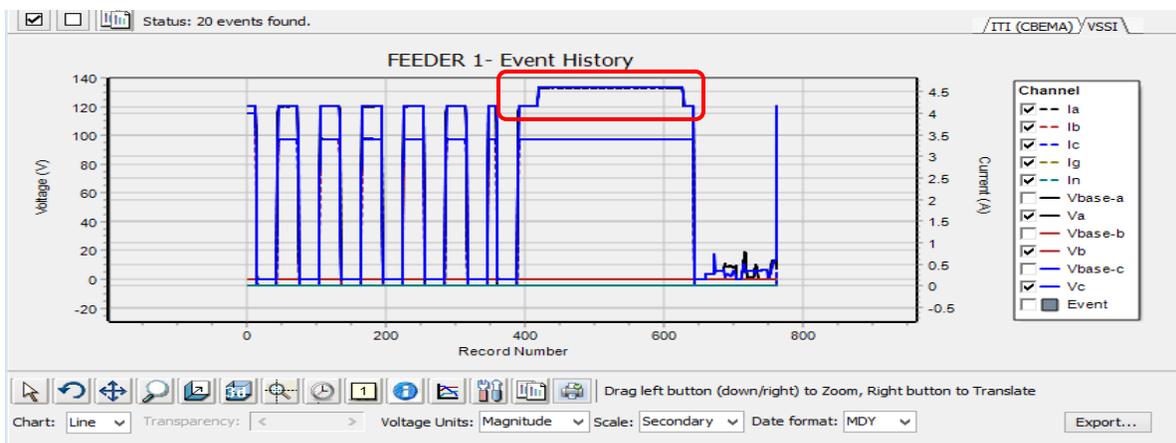
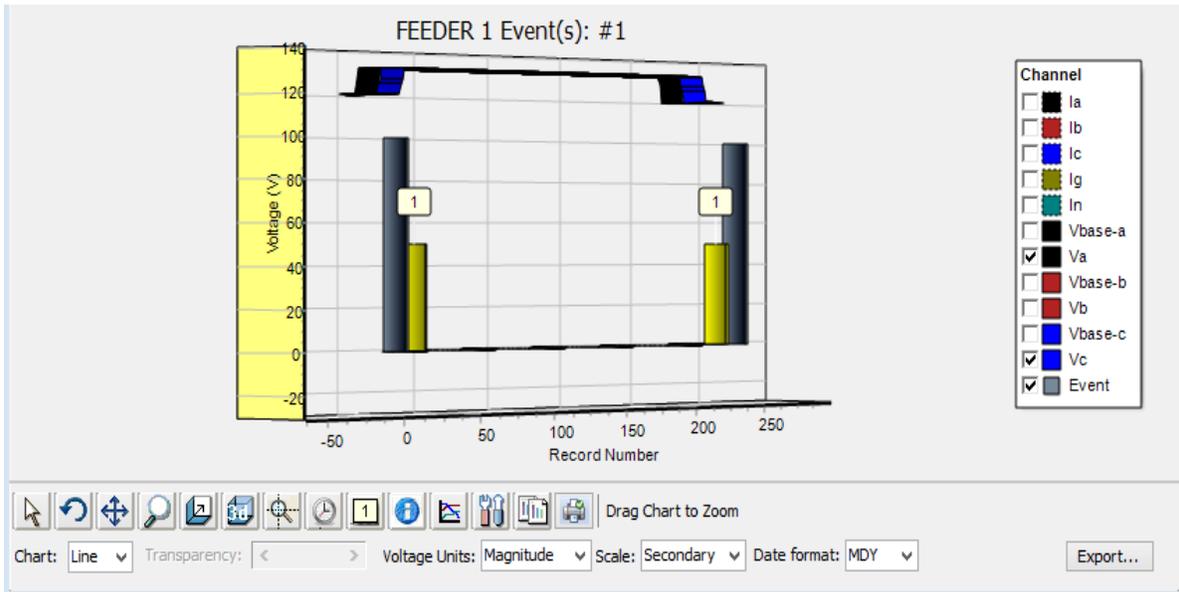


Fig.A.1 Limites para el registro Sag y Swell.

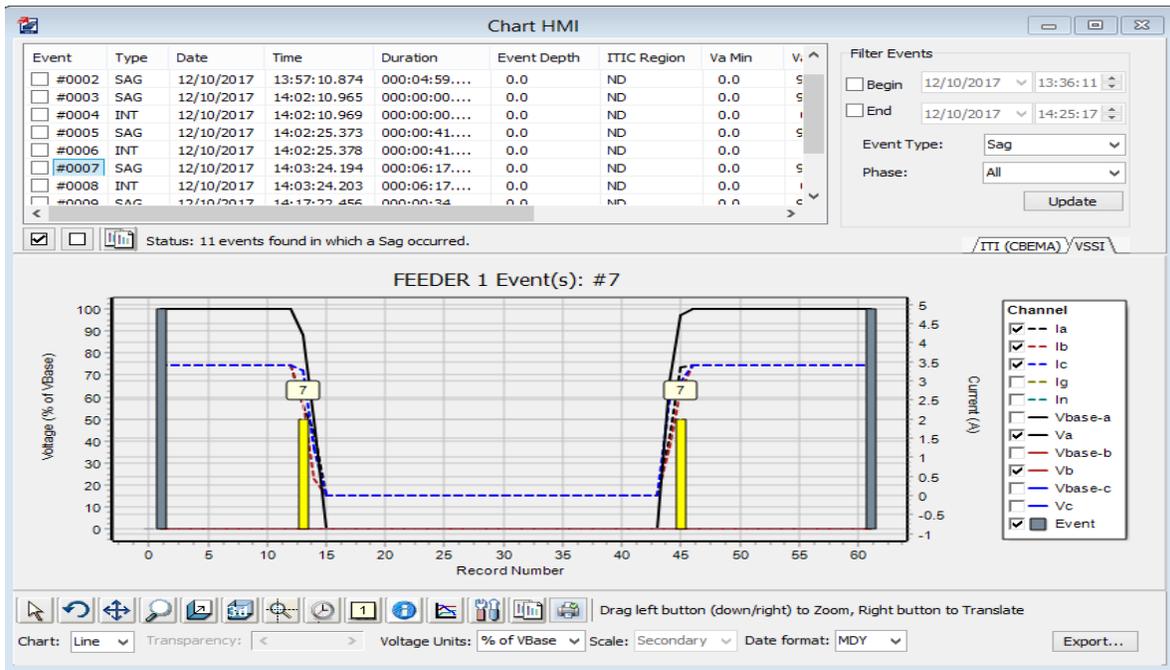
Se observa en la fig.A.2 la grabación del evento swell en el cual se observa que grabo el voltaje a 133V





**Fig.A.2 Grabaciones del evento Swell.**

En la fig.A.3 se observa la grabación del evento sag al descender del 90% sobre el voltaje base con una duración de 41.072 s.



**Fig.A.3 Grabación del Evento Sag.**

## Anexo B: Lista de materiales

Se anexa lista de materiales a utilizar y cantidades a requerir para la instalación de los medidores de energía SEL-735.

PARTIDA	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	Unidad de medida
1	MEDIDORES DE ENERGÍA MULTIFUNCIONAL	16	PZA
2	GABINETES	2	PZA
3	TABLILLAS DE 4 BORNES	45	PZA
4	CABLE DE CONTROL BLINDADO CAL.4X10 AWG	2000	MTS
5	CABLE DE CONTROL BLINDADO CAL.4X18 AWG	2000	MTS
6	ZAPATAS OJILLO 5/32 AZULES	1000	PZA
7	ZAPATAS OJILLO 5/32 AMARILLOS	1000	PZA
8	ZAPATAS OJILLO 3/16 AZULES	1000	PZA
9	ZAPATAS OJILLO 3/16 AMARILLOS	1000	PZA
10	CARTUCHO PARA ETIQUETADORA PANDUIT	10	CARTUCHOS
11	FUSIBLES	50	PZA
12	PORTA FUSIBLES TRIFÁSICOS	20	PZA
13	CABLE VINANEL BLANCO CAL 12 AWG	2000	MTS
14	CABLE VINANEL NEGRO CAL 14 AWG	2000	MTS
15	CABLE VINANEL ROJO CAL 14 AWG	4000	MTS
16	CABLE VINANEL VERDE CAL 12 AWG	500	MTS
17	CINTA 33	40	PZA
18	CINTA 23	10	PZA
19	CINCHOS 5mm x 20mm	2000	PZA
20	CABLE RED UTP	1000	MTS
21	CONECTORES RJ45	40	PZA
22	BREAKERS DE 10A	20	PZA
23	CANALETAS 3" x 3" x 72"	10	PZA
24	CANALETAS 2" x 3" x 72"	10	PZA
25	RIEL DIN RANURADO 7.5mm x 35mm x 2000mm	40	PZA
26	CLEMA WEIDMULLER ST5P	400	PZA
27	PARA PARA CLEMA WEIDMULLER ST5P	20	PZA
28	TOPE PARA CLEMA WEIDMULLER	20	PZA
29	REMACHE POP 3/16" (Cabeza)	16	PZA
30	TORNILLO CON TUERCA Y ARANDELA 1/4" X 3/4"	16	PZA

**Tabla.B.1** Lista de materiales para instalación de medidores.

## Anexo C: Adquisición del equipo

Se muestran la adquisición de los medidores, gabinetes y las placas donde se colocarán los medidores, se tomaron medidas para poder realizar el plano de las vestimentas, y así poder obtener medidas mas precisas y ver el ordenamiento que tendrían todos los componentes con respecto al interior del gabinete.



**Fig.C.1** gabinetes para los medidores.





**Fig.C.2** *Tapas de los medidores para su colocación.*



**Fig.C.3** *Adquisición de los 16 medidores de energía SEL-735.*

**Nota:** Se agregan los diagramas de AutoCAD en el disco.