



INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIERREZ.

INGENIERÍA ELÉCTRICA

INFORME FINAL DEL PROYECTO DE RESIDENCIA PROFESIONAL

“Diseño e implementación de sistema de alarmas en el servidor de energía Ion Power Monitoring expert (PME) versión 7.2.2 Schneider Electric para el monitoreo de mediciones de flujos de energía y cargabilidad de los puntos oficiales para el Mercado Eléctrico Mayorista en CFE.”

Tuxtla Gutiérrez, Chis. 13 de Diciembre 2016

Índice

1.	Introducción	5
1.1	Antecedentes.....	6
1.2	Estado del Arte	7
1.3	Justificación	8
1.4	Objetivos.....	9
1.4.1	Objetivo general.....	9
1.4.2	Objetivos específicos	9
1.5	Metodología.....	10
2.	Características de la empresa.....	13
2.1	La CFE y la electricidad en México	13
2.2	Gerencia Regional de Transmisión Sureste	15
2.3	Misión, visión y política de la "GRTSE"	15
2.3.1	Misión	15
2.3.2	Visión.....	15
2.3.3	Política	15
2.4	Localización de la GRTSE	16
2.4.1	Ubicación de la GRTSE.....	17
2.5	Estructura de la GRTSE.....	18
2.5.1	Organigrama	18
2.6	Subgerencia de Protección y medición.....	19
2.6.1	Descripción	19
2.6.2	Funciones	19
2.7	Departamento de Medición.....	20
2.7.1	Descripción	20

2.7.2	Funciones	20
3.	Fundamento teórico	21
3.1	Conformación de un sistema de medición	21
3.2	El medidor	22
3.3	Medición	23
3.3.1	Visión.....	23
3.3.2	Alcance:	24
3.4	Monitoreo y control	25
3.5	Sistema Ion Powe Monitoring Expert.....	26
3.5.1	Componentes de software Ion Power Monitoring Expert	26
3.5.2	Aplicación de administración	26
3.5.3	Aplicaciones de programación	27
3.5.4	Aplicación de monitoreo.....	27
3.6	Sistema de monitoreo en la GRTSE	28
3.6.1	Objetivo:	28
3.6.2	Cargabilidad en Bancos y LT´s	28
3.6.3	Desbalances de Tensión y Corriente.....	28
3.7	Mercado Eléctrico Mayorista	29
3.7.1	Medición de Energía y transferencia de datos en el Mercado Eléctrico Mayorista	29
4.	Desarrollo	30
4.1	Desarrollo de las “secciones de información” del Sistema PME	30
4.2	Sección Mapa de la GRTSE	33
4.3	Sección Cargabilidad.....	34
4.4	Sección Medición Instantanea en tiempo real	35

4.4.1	Red de Transmisión sureste de 230 kV	35
4.4.2	Red de Transmisión sureste de 400 kV	36
4.5	Sección Balance de energía	37
4.6	Sección Alarmas	38
4.6.1	Diseño de alarmas de pérdida de comunicación	39
4.6.2	Diseño de alarmas de variación de Tensión y Corriente	40
4.7	Sección transferencia de datos al MEM	43
4.8	Sección sistema de información de transporte de energía	43
5.	Resultados	44
5.1	Página de la GRTSE del Sistema Power Monitoring Expert	44
5.2	Sección mapa de la GRTSE	45
5.3	Sección Cargabilidad	47
5.4	Sección medición instantánea	50
5.4.1	Red de Transmisión sureste de 230 kV para la medición en tiempo real ...	51
5.4.2	Red de Transmisión sureste de 400 kV para la medición en tiempo real ...	52
5.5	Sección balance de energía	53
5.6	Sección Alarmas	55
5.7	Sección transferencia de datos al MEM	61
5.8	Sección Sistema de información de transporte de energía	62
6.	Conclusiones	63
7.	Referencias Bibliográficas	64
8.	Anexos	65
8.1	Listado de figuras	71
8.2	Listado de tablas	72
8.3	Listado de siglas	73

1. Introducción

La importancia de monitorear y cuantificar la energía eléctrica es de gran importancia tanto del proceso interno de la CFE, como de Permissionarios Productores Externos que requieren contar con un sistema confiable y seguro para medir las magnitudes eléctricas que aporten elementos para la toma de decisiones en la operación en tiempo real y en la planeación de la red eléctrica, que tengan como fin mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y así asegurar la continuidad en el Servicio Eléctrico.

Para tener la administración de la información a partir de bases de datos, la Gerencia Regional de Transmisión Sureste cuenta con un sistema de monitoreo “Nodo de Medición LAMSE” desarrollado con el sistema Power Monitoring Expert que nos permite el acceso de manera remota a 295 medidores de la marca ION instalados en las subestaciones eléctricas en el ámbito de la GRTSE.

El sistema cuenta con aplicaciones “secciones de información” para realizar diferentes acciones como el balance de energía, estudios de perfiles de energía, análisis de comportamiento de pérdidas, y de demandas, estudios de cargabilidad en las Líneas de Transmisión y en los bancos de transformación, pronósticos de demanda y de energía. Además con el fin de facilitar el monitoreo de los puntos de medición cuenta con aplicaciones que permiten el envío de alarmas por pérdida de comunicación, variación de tensión y variación de corriente y además generen reportes de información vía correo electrónico.

1.1 Antecedentes

A partir del 11 de agosto de 2014 entró en vigor la Reforma Energética dando como inicio un nuevo modelo en el Sistema Eléctrico Nacional. El Centro Nacional de Control de Energía se descentraliza de la CFE siendo este el encargado del control operativo del sistema eléctrico nacional y de operar el Mercado Eléctrico Mayorista. La Comisión Federal de Electricidad pasó de ser un organismo descentralizado a una empresa productiva del estado.

Con la nueva estructura y cambio de funciones fue necesario contar con un sistema de comunicaciones para el enlace y acceso al Web Service del Nodo de Medición LAMSE para la transferencia de datos de energía al sistema Web Service del CENACE para el proceso de formalización de datos y de facturación

Ante la necesidad de tener un mejor funcionamiento y optimizar el monitoreo de los puntos de medición surgió la necesidad de desarrollar y complementar en el Nodo de Energía las aplicaciones “secciones de información” cumpliendo con esto los requerimientos de confiabilidad para los procesos sustantivos de Balance de Energía y de Mercado Eléctrico Mayorista mencionados.

La correcta comunicación además del buen funcionamiento de los medidores y el servidor que recauda la información es de vital importancia para el departamento de medición y para la GRTSE por lo tanto el monitoreo y control juega un papel muy importante para la toma de decisiones de la especialidad con la finalidad de garantizar la entrega y consistencia de información a publicar al Mercado Eléctrico Mayorista.

1.2 Estado del Arte

Subdirección de Transmisión de la Comisión Federal de Electricidad, Departamento de Medición de las Gerencias Regionales de Transmisión 29 de mayo de 2013. Se da a conocer el “Mantenimiento basado en condiciones basado en los equipos de medición” para las Gerencias Regionales de Transmisión con el objetivo de fortalecer el proyecto de Redes Eléctricas Inteligentes mediante el monitoreo de condición [1].

Sistema de Medición de la Gerencia Regional de Transmisión Norte GRTNT año 2013; Sistema para el monitoreo y control remoto de las mediciones instantáneas y acumuladas de las Subestaciones Eléctricas en el ámbito de la GRTNT. El sistema se implementa a partir de que se da a conocer la reforma energética ante la necesidad de tener cifras correctas de la medición para el envío al MEM [2].

Sistema de Medición de la Gerencia Regional de Transmisión Noreste año 2013; Sistema para el monitoreo y control remoto de las mediciones instantáneas y acumuladas y de magnitudes de calidad de energía de las Subestaciones Eléctricas en el ámbito de la GRTNE. El sistema se implementa a partir de que se da a conocer la reforma energética ante la necesidad de tener cifras correctas de la medición para el envío al MEM [3].

Proyecto Nacional de Medición año 2014. Intervienen en el proceso las 9 Gerencias de Transmisión de la República Mexicana con el fin de medir de forma confiable las variables eléctricas para la toma de decisiones en la operación en tiempo real y en la planeación de la red con el fin de mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico nacional y asegurar la continuidad en el servicio eléctrico [4].

Mercado Eléctrico Mayorista MEM 29 de Enero 2016. De acuerdo a la Ley de la Industria Eléctrica a partir de ésta fecha se da la estricta separación de los procesos de Generación, Transmisión y Distribución y la apertura a la Generación de otros procesos externos, se establecen las bases del MEM contar con la infraestructura necesaria para la transferencia de datos de energía diaria de forma cincominutal para el procesos de liquidación de las transacciones realizadas en el MEM [5].

La propuesta del proyecto es actualizar el sistema de monitoreo y control PME de los puntos de medición de la GRTSE, (con la prioridad de mejorar la sección de publicación de información y de alarmas) con la finalidad de medir de forma confiable las magnitudes eléctricas y asegurar la correcta transferencia de datos de información a publicar al Mercado Eléctrico Mayorista.

1.3 Justificación

La importancia de cuantificar la energía eléctrica, tanto del proceso interno de CFE, como de Permissionarios, Productores Externos y de exportación - importación, requiere contar con un sistema confiable y seguro que procese la información en tiempo real para que además de cuantificar la energía eléctrica, pueda proporcionar en tiempo real y almacenar la medición de los diferentes magnitudes eléctricas instantáneas: V; I; MW; Mvar; FP; Hz, etc. y acumuladas: kWh; kVArh; kVAh, etc. que procesan los medidores.

Tener la administración de la información a partir de bases de datos es de gran relevancia para la GRTSE, para realizar diferentes secciones de información como el Balance de Energía, Estudios de perfiles de energía, Análisis de comportamiento de pérdidas y de demandas, Estudios de Cargabilidad en las LT's y en los Bancos de Transformación, Pronósticos de demanda y de energía.

Ante la búsqueda constante de un mejor funcionamiento del sistema para el cumplimiento de los procesos descritos, se hace necesario contar con alarmas dedicadas que detecten alguna condición anormal de los medidores, siendo relevante la pérdida de comunicación en el enlace de los medidores hacia el sistema; la variación de la tensión y/o de la corriente, pero además de la detección generar reportes de las fallas, la publicación de alarmas en una página vía Ethernet y enviar la información vía correo electrónico a los responsables de los medidores para la correcta toma de decisiones en la corrección de las anomalías.

También es esencial el correcto funcionamiento de los sistemas de medición para la adquisición, procesamiento y envío de datos de medición para el Mercado Eléctrico Mayorista.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Complementar el sistema de monitoreo y de control de las mediciones para las condiciones particulares que requiere la Gerencia Regional de Transmisión Sureste para asegurar la correcta operación de los elementos del Sistema Eléctrico del Sureste, con la finalidad de garantizar la consistencia de la información que se procesa, que se publica y se envía a los diferentes procesos involucrados con la GRTSE siendo los más relevantes: El Balance de Energía, Los Estudios de Cargabilidad, el análisis de pérdidas y la transferencia de datos de energía al Mercado Eléctrico Mayorista.

1.4.2 Objetivos específicos

Adecuar el sistema de monitoreo y control de las mediciones para mejorar la confiabilidad y la exactitud de la información de las mediciones.

Complementar criterios para la puesta en marcha de alarmas para:

- Pérdida de enlace de comunicación de medidores – Sistema de Medición
- Variaciones de tensión
- Variaciones de corriente.

Actualizar la información en las bases de datos de los puntos de medición para la sección de estudio de cargabilidad.

Monitorear los puntos de medición para la correcta transferencia de datos de energía para el Mercado Eléctrico Mayorista.

Supervisar el proceso de transferencia de datos de energía al Mercado Eléctrico Mayorista.

1.5 Metodología

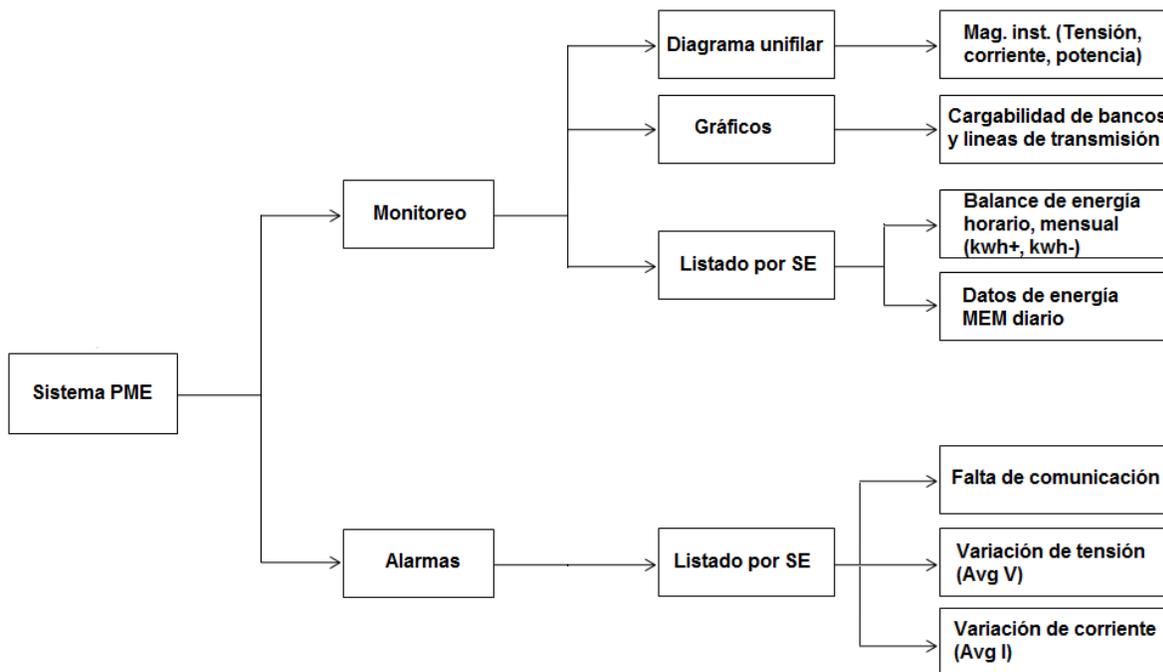


Figura. 1.1 Diagrama a bloques del proceso

Sistema PME: Software Ion Power Monitoring Expert encargado de diversas funciones que se utilizan para construir, monitorear, mantener y personalizar un sistema.

Monitoreo: Acción y efecto para describir un proceso mediante el cual se reúne, observa, estudia y emplea la información para realizar un seguimiento de un programa o hecho particular.

- **Diagrama unifilar:** Es una representación gráfica del sistema eléctrico de transmisión. El diagrama unifilar se representa mediante una única línea, independientemente de la cantidad de dichos conductores.
- **Gráficos de cargabilidad:** Representación visual que incluye figuras para comunicar conceptos de magnitudes eléctricas de los bancos de transformadores y líneas de transmisión.
- **Listado por SE:** Identificación de las subestaciones eléctricas que se monitorean.

- **balance de energía:** Representación visual en forma de listado con información de cifras horarias y mensuales (Kwh+, Kwh-) de los puntos de medición de la GRTSE.
- **Datos de energía MEM diario:** Representación visual en forma de listado con información de cifras diarias (Kwh+, Kwh-) de los puntos de medición de la GRTSE para el balance del Mercado Eléctrico Mayorista.

Alarmas: señal que avisa de la existencia de pérdida de comunicación, variación de tensión y variación de corriente para condiciones particulares que se presenten en el sistema eléctrico.

- **falta de comunicación:** Representación visual de alarmas en forma de listado con información del estado de la comunicación de los puntos de medición de la GRTSE.
- **variación de tensión:** Representación visual de alarmas en forma de listado con información de tensión nominal (V_{nom}) y tensión de línea a neutro ($V_{ln\ avg}$) de los puntos de medición de la GRTSE.
- **variación de corriente:** Representación visual de alarmas en forma de listado con información de corriente nominal (I_{nom}) y corriente average ($I\ avg$) de los puntos de medición de la GRTSE.

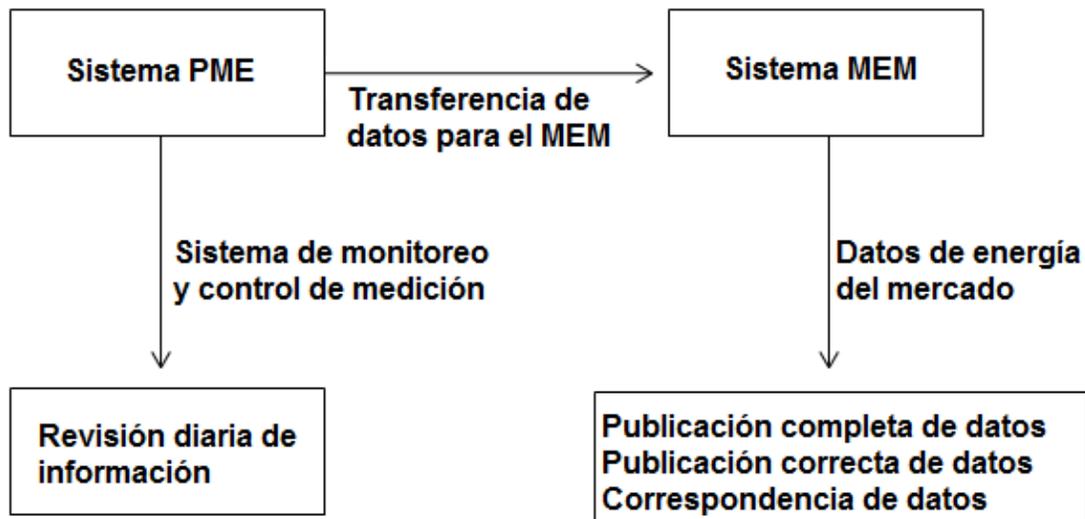


Figura. 1.2 Diagrama a bloques del funcionamiento del proceso

Sistema PME: Software Ion Power Monitoring Expert encargado de diversas funciones que se utilizan para construir, monitorear, mantener y personalizar un sistema.

- **Revisión diaria de información:** Dentro del sistema de monitoreo y control el supervisor de medición puede observar la información de los puntos de medición de forma visual así como alarmas en forma de listado para monitorear el estado de los puntos de medición.

Sistema MEM: Sistema del Mercado Eléctrico Mayorista que a través de la transferencia de datos recibe y recopila la información de los puntos de medición enviados por el sistema PME.

- **Publicación completa de datos, publicación correcta de datos, correspondencia de datos:** dentro del sistema MEM el encargado de la medición puede supervisar la publicación completa de los datos de transferencia de energía al mercado.

2. Características de la empresa

2.1 La CFE y la electricidad en México

La generación de energía eléctrica inició en México a fines del siglo XIX. La primera planta generadora que se instaló en el país (1879) estuvo en León, Guanajuato, y era utilizada por la fábrica textil “La Americana”. Casi inmediatamente se extendió esta forma de generar electricidad dentro de la producción minera y, marginalmente, para la iluminación residencial y pública.

En 1889 operaba la primera planta hidroeléctrica en Batopilas (Chihuahua) y extendió sus redes de distribución hacia mercados urbanos y comerciales donde la población era de mayor capacidad económica. En 1937 México tenía 18.3 millones de habitantes, de los cuales únicamente siete millones contaban con electricidad, proporcionada con serias dificultades por tres empresas privadas.

En ese momento las interrupciones de luz eran constantes y las tarifas muy elevadas, debido a que esas empresas se enfocaban a los mercados urbanos más redituables, sin contemplar a las poblaciones rurales, donde habitaba más de 62% de la población. La capacidad instalada de generación eléctrica en el país era de 629.0 MW.

Para dar respuesta a esa situación que no permitía el desarrollo del país, el gobierno federal creó, el 14 de agosto de 1937, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que tendría por objeto organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, basado en principios técnicos y económicos, sin propósitos de lucro y con la finalidad de obtener con un costo mínimo, el mayor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales. (Ley promulgada en la Ciudad de Mérida, Yucatán el 14 de agosto de 1937 y publicada en el Diario Oficial de la Federación el 24 de agosto de 1937).

Los primeros proyectos de generación de energía eléctrica de CFE se realizaron en Teloloapan (Guerrero), Pátzcuaro (Michoacán), Suchiate y Xía (Oaxaca), y Ures y Altar (Sonora). El primer gran proyecto hidroeléctrico se inició en 1938 con la construcción de los canales, caminos y carreteras de lo que después se convirtió en el Sistema Hidroeléctrico Ixtapantongo, en el Estado de México, que posteriormente fue nombrado Sistema Hidroeléctrico Miguel Alemán.

En 1938 CFE tenía apenas una capacidad de 64 kW, misma que, en ocho años, aumentó hasta alcanzar 45,594 kW. Entonces, las compañías privadas dejaron de invertir y CFE se

vio obligada a generar energía para que éstas la distribuyeran en sus redes, mediante la reventa. Hacia 1960 la CFE aportaba ya el 54% de los 2,308 MW de capacidad instalada, la empresa Mexican Light el 25%, la American and Foreign el 12%, y el resto de las compañías 9%.

Para 1961 la capacidad total instalada en el país ascendía a 3,250 MW. CFE vendía 25% de la energía que producía y su participación en la propiedad de centrales generadoras de electricidad pasó de cero a 54%. En esa década la inversión pública se destinó en más de 50% a obras de infraestructura. Se construyeron importantes centros generadores, entre ellos los de Infiernillo y Temascal, y se instalaron otras plantas generadoras alcanzando, en 1971, una capacidad instalada de 7,874 MW.

Al finalizar esa década se superó el reto de sostener el ritmo de crecimiento al instalarse, entre 1970 y 1980, centrales generadoras que dieron una capacidad instalada de 17,360 MW. En los años 80 el crecimiento de la infraestructura eléctrica fue menor que en la década anterior, principalmente por la disminución en la asignación de recursos a la CFE. No obstante, en 1991 la capacidad instalada ascendió a 26,797 MW.

A inicios del año 2000 se tenía ya una capacidad instalada de generación de 35,385 MW, cobertura del servicio eléctrico del 94.70% a nivel nacional, una red de transmisión y distribución de 614,653 km, lo que equivale a más de 15 vueltas completas a la Tierra y más de 18.6 millones de usuarios, incorporando casi un millón cada año.

El servicio al cliente es prioridad para la empresa, por lo que se utiliza la tecnología para ser más eficiente, y se continúa la expansión del servicio, aprovechando las mejores tecnologías para brindar el servicio aún en zonas remotas y comunidades dispersas. La Comisión Federal de Electricidad desarrolla la planeación, el desarrollo y la operación del Sistema Eléctrico Nacional para la Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de la energía eléctrica.

El Sistema Eléctrico Nacional opera como un sistema interconectado nacional que comprende las diferentes entidades federativas, para la operación y administración del Sistema, se divide en Gerencias Regionales de Generación, Gerencias Regionales de Transmisión y Divisiones de Distribución. De esta manera CFE cuenta con todo un territorio construido donde se han instalado diversos equipos que básicamente son: Centrales Generadoras, Subestaciones y Líneas de Transmisión y de Distribución.

2.2 Gerencia Regional de Transmisión Sureste

Las Gerencias de Transmisión como parte del Sistema Eléctrico Nacional son las responsables de mantener en operación las Líneas de Alta Tensión y las Subestaciones eléctricas de 69 a 400 kV.

Son 9 Gerencias y están distribuidas de manera geográfica, siendo la Gerencia Regional de Transmisión Sureste GRTSE una de ellas y atiende el sector Eléctrico del Sureste a través de 5 Zonas de Transmisión: las Zonas Tuxtla, Malpaso y Tapachula para el estado de Chiapas, la Zona Villahermosa para el estado de Tabasco y la Zona Istmo para el estado de Oaxaca.

2.3 Misión, visión y política de la "GRTSE"

2.3.1 Misión

Asegurar la disponibilidad de la Red Eléctrica de Potencia y Proporcionar servicios de telecomunicación mediante una eficiente planeación y ejecución de mantenimiento y modernización, satisfaciendo las expectativas de nuestro clientes, respetando el medio ambiente y formando una mejor calidad de vida a nuestros trabajadores.

2.3.2 Visión

Ser una organización de calidad, socialmente comprometida, rentable y eficiente a sus procesos, con tecnología de vanguardia en constante desarrollo, personal altamente calificado y motivado, que proporciona a sus clientes diversidad de servicios competitivos con enfoque empresarial.

2.3.3 Política

Sistema integral de gestión

Certificación multisitios ISO 9001, ISO 14001, NMX-sast-001,

Responsabilidad social y equidad de género.

Proporcionar el servicio público de energía eléctrica y otros servicios relacionados de acuerdo a los requerimientos de la sociedad, con base en el desempeño competitivo de los

procesos de la Dirección de Operación y la mejora continua de la eficiencia del sistema integral de gestión con el compromiso de:

Formar y desarrollar el capital humano, incluyendo la cultura de equidad de género.

Controlar los riesgos, para prevenir lesiones y enfermedades al personal y daños a las instalaciones, Cumplir con las legislaciones, reglamentación y otros requisitos aplicables, Prevenir la contaminación y aprovechar de manera responsable los recursos naturales, y realizar acciones sociales.

2.4 Localización de la GRTSE

La Gerencia Regional de Transmisión Sureste de la Comisión Federal de Electricidad se localiza en Colonia Plan de Ayala, Tuxtla Gutiérrez, Chiapas.



Figura. 2.1 Mapa de localización de la GRTSE

Fuente: CFE

2.4.1 Ubicación de la GRTSE

La Gerencia Regional de Transmisión Sureste de la Comisión Federal de Electricidad está ubicada en la Carretera Panamericana 5675 interior 500 m. Col Plan de Ayala, Tuxtla Gutiérrez, Chiapas.

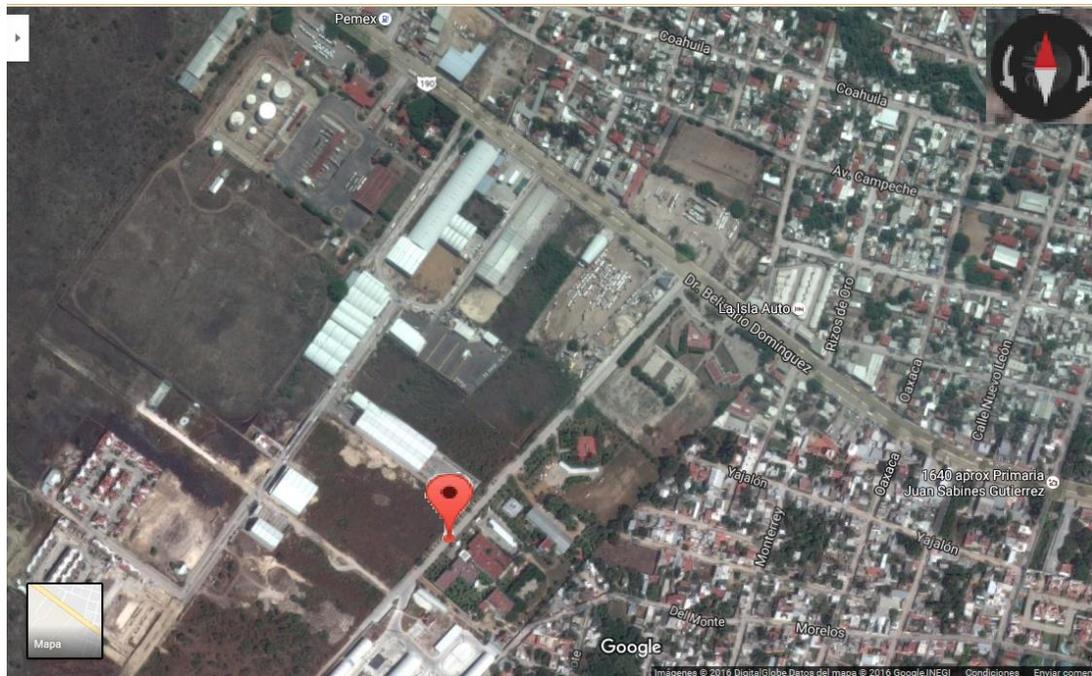


Figura. 2.2 Mapa de la localización de La GRTSE

Fuente: Google maps

2.5 Estructura de la GRTSE

Para desarrollar las diferentes actividades que aseguran la disponibilidad de la Red Eléctrica de acuerdo a los requerimientos de eficiencia y calidad para satisfacción de la sociedad, la GRTSE cuenta con una estructura organizacional de personal especializado y distribuido en departamentos técnicos.

2.5.1 Organigrama

Organigrama con la descripción de la sede de la residencia profesional en la Gerencia Regional de Transmisión Sureste:

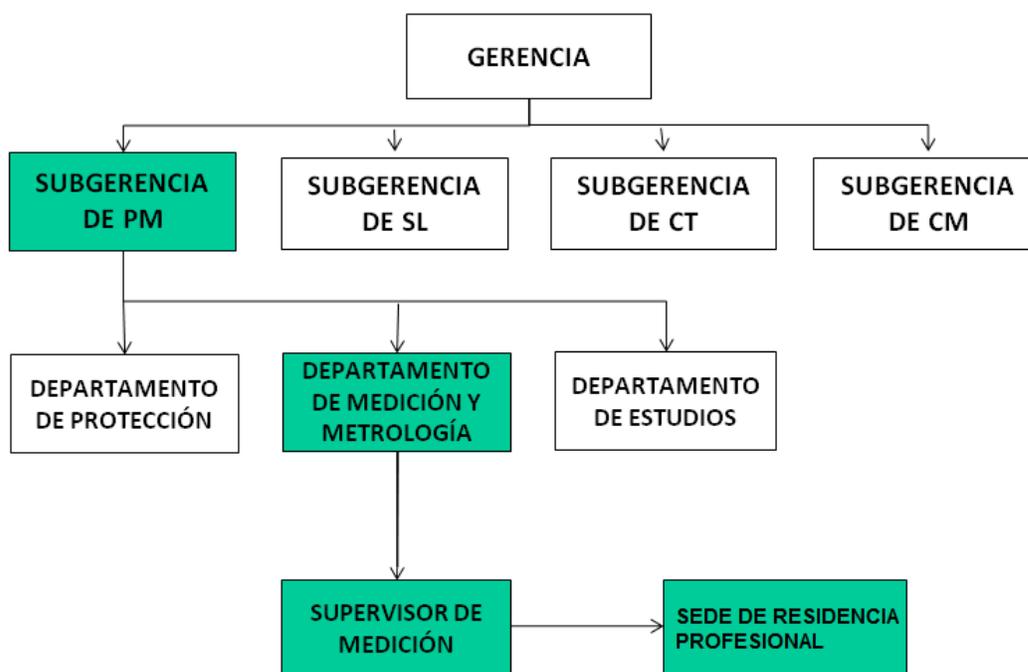


Figura. 2.3 Organigrama de la GRTSE

Fuente: LAMSE

2.6 Subgerencia de Protección y medición

2.6.1 Descripción

La Subgerencia de Protección y Medición es la especialidad encargada de supervisar y apoyar técnicamente al personal de la misma especialidad de las zonas de transmisión para mantener la correcta operación de los esquemas de protección; y el correcto funcionamiento de los sistemas de medición para el monitoreo control y registro de las diferentes magnitudes eléctricas, siendo las principales funciones:

2.6.2 Funciones

Coordinar el cumplimiento de los programas de trabajo y proyectos en protección y medición, a desarrollarse en el ámbito de las instalaciones de la GRTSE.

Coordinar la elaboración y seguimiento de actividades de mantenimiento.

Registrar y procesar la información estadística de relevadores y sistemas de medición, para auxiliar en el proceso de desconexión de equipos y programación del mantenimiento a equipo primario.

Supervisar y vigilar la correcta aplicación de los procedimientos e instructivos de pruebas y de trabajo para equipos de protección y sistemas de medición.

Supervisar el apoyo entre Zonas de Transmisión y Transformación de la GRTSE en situaciones contingentes o de emergencia en los esquemas de protección y sistemas de medición.

Analizar el comportamiento estadístico en el área de la especialidad de protección y de monitoreo en la especialidad de medición para efectuar las adecuaciones pertinentes que garanticen la mejora continua.

Prever estudios especiales sobre los problemas específicos de operación y mantenimiento de equipo de protección, y de cargabilidad en los sistemas de medición instalados en el ámbito geográfico de la GRTSE.

2.7 Departamento de Medición

2.7.1 Descripción

El departamento de Medición es el encargado de supervisar y apoyar técnicamente al personal de las zonas de transmisión y Laboratorio de Metrología Secundario para mantener el correcto funcionamiento de los sistemas de medición para el monitoreo, control y registro de las diferentes magnitudes eléctricas así como el correcto funcionamiento de los equipos patrón para la calibración de equipos de medición.

2.7.2 Funciones

Determinación del resultado del Balance de Energía.

Seguimiento al comportamiento de pérdidas de energía.

Estrategias para la disminución de las pérdidas de energía.

Actividades de operación, mantenimiento y modernización de los sistemas de medición.

Políticas y procedimientos para la operación, mantenimiento y modernización de los sistemas de medición.

Operación y mantenimiento del nodo de energía

Monitoreo de los medidores a través del nodo de energía

Cargabilidad de Bancos y Líneas de Transmisión

Fenómenos transitorios y armónicas en la red de fuentes renovables

Confiabilidad y la Exactitud de la información de las mediciones integradas a otros procesos y/o sistemas institucionales tales como:

Mercado de Energía

Balance de Energía

Calidad de Energía

Control Supervisorio

Medición para operación y planeación de Distribución

3. Fundamento teórico

3.1 Conformación de un sistema de medición

El sistema de medición se encuentran instalados en las subestaciones eléctricas de la CFE con el fin de tener la correcta información de las diferentes magnitudes eléctricas el cual se conforma con:

- Transformadores de Instrumento
- Medidor principal
- Medidor de respaldo
- Tablero, cableado y conexiones
- Sistema de monitoreo y control (Obtención de perfiles, elaboración/envío de reportes, almacenamiento y respaldo de información)
- Medios de comunicación
- Sincronía de tiempo



Figura. 3.1 sistema de medición

Fuente: Curso de entorno Normativo General y Medición en el Mercado Eléctrico Mayorista

3.2 El medidor

El medidor multifunción es un medidor para sistemas trifásicos. Que puede ser utilizado por las industrias, o en compañías dedicadas a la Generación, Transmisión y Distribución de la energía eléctrica.

Dentro de las características propias del medidor multifunción es que mediciones instantáneas, acumuladores, almacenador de datos históricos, analizador de armónicas y funciones de diagnóstico.

Cuenta con capacidad de registrar al final de cada integración, el valor promedio de cualquier conjunto de sus valores instantáneos, así como el consumo registrado por cualquier grupo de sus acumuladores en un periodo dado. Los valores Instantáneos que se obtienen en el medidor son:

- Tensión Eléctrica
- Intensidad de Corriente
- Factor de potencia
- Tensión promedio
- Corriente promedio
- Frecuencia
- Distorsión de Tensión
- Distorsión de corriente
- Potencia Activa Reactiva y Aparente bidireccional



Figura. 3.2 medidor ION

Fuente: Google

3.3 Medición

El objetivo básico de cualquier Gestión de Mantenimiento consiste en incrementar la disponibilidad de los activos, permitiendo que dichos activos funcionen de forma eficiente y confiable dentro de un contexto operacional.



Figura. 3.3 Confabilidad del sistema de medición

Fuente: Curso de entorno Normativo General y Medición en el Mercado Eléctrico Mayorista

La medición además de cumplir con la función principal de proporcionar la información para el balance de energía, se ha desarrollado como fuente de información con el fin de mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, mediante el análisis de diferentes parámetros eléctricos; esto permite la operación en tiempo real y en la planeación de la red para la toma de decisiones, esta origina que se tenga la necesidad de tener información confiable, en tiempo real, y disponible para estudios y análisis del comportamiento, por esta razón se requiere contar con medidores que estén continuamente midiendo y monitoreando la red eléctrica por lo que es necesario la importancia de mantener sin interrupciones estos equipos a través del mantenimiento predictivo o basado en condición.

3.3.1 Visión

- Medir de forma confiable las variables eléctricas que aporten elementos para la toma de decisiones en la operación en tiempo real y en la planeación de la red, que tengan como fin el mejorar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y así asegurar la continuidad en el Servicio Eléctrico.
- Dar elementos para la medición de las pérdidas reales en el proceso de Transmisión y Transformación, y dar elementos para definir estrategias de reducción de pérdidas en el proceso.

- Dar elementos para el análisis y la toma de decisiones para la planeación, diseño y operación ante fenómenos transitorios (Resonancia, etc) y de compatibilidad electromagnética relacionada con la Calidad de Energía (armónicos, sags, swells, etc).
- Ser fuente de información para la interoperabilidad de sistemas que coadyuven al proyecto de redes inteligentes de Transmisión.
- Ser fuente de información para el sistema SCADA.

3.3.2 Alcance:

El monitoreo de condición tiene como fin determinar las condiciones operativas (y de deterioro) de los equipos y sistemas, de tal manera que dichos equipos puedan ser desenergizados para ser reparados antes de que ocurra un daño parcial o total.

El monitoreo de Condición se realiza en tiempo real mediante la instrumentación correspondiente para medir el desempeño de los activos en operación.

Inspecciones:

- Estado de los medidores, la fuente de alimentación, memorias, etc. (watchdog).

Monitoreo:

- Cargabilidad en Bancos de Transformación y Líneas de Transmisión
- Desbalances permanentes de tensiones y corrientes mediante DEIs.
- Variación de Frecuencia
- Fenómenos transitorios y compatibilidad electromagnética (armónicos, sags, swells, etc).
- Registros de las mediciones para corroborar comportamiento los equipos, y de los esquemas de protección.

Verificaciones:

- Sobrecargas en bancos y líneas
- Degradación en Transformadores de Potencial
- Problemas en la generación de la energía
- Resonancia y de compatibilidad electromagnética (armónicos, sags, swells, etc).

3.4 Monitoreo y control

La importancia de tener un sistema de monitoreo continuo y control de los sistemas de medición es para:

- Cuantificar las cifras de intercambio para el proceso de facturación y el balance de energía entre los procesos involucrados, basados en el cumplimiento administrativo y legal.
- Analizar del comportamiento de las pérdidas de energía bajo diferentes condiciones del Sistema Eléctrico Nacional.
- Supervisar que cumplan con las normativas y reglamento establecidos por CFE, basados en normas nacionales e internacionales.
- Supervisar el comportamiento de los equipos primarios y esquemas de protección.

Para lo anterior el sistema que se requiere para el monitoreo continuo de los equipos de medición, es a través de servidores que procesen y publiquen la información necesaria para los requerimientos descritos, además de contar con alarmas que detectan condiciones anormales para control de los equipos de medición.

3.5 Sistema Ion Powe Monitoring Expert

El software Power Monitoring Expert es una solución de administración de energía para proveedores de energía y consumidores. Le permite gestionar la información de energía de los dispositivos de medición y control Instalado en su instalación u otras ubicaciones remotas. El producto ofrece funciones de control y Exhaustivos análisis de calidad y fiabilidad de análisis para ayudar a reducir costos relacionados con la energía.

3.5.1 Componentes de software Ion Power Monitoring Expert

Los componentes del software Power Monitoring Expert tienen diversas funciones que se utilizan para construir, monitorear, mantener y personalizar un sistema.



Figura. 3.4 Power Monitoring Expert

Fuente: Schneider Electric

3.5.2 Aplicación de administración

Management Console

La aplicación le ayuda a configurar y mantener su sistema de administración de energía. Utilice el componente "Management Console" para agregar y configurar componentes de red de servidores, sitios (enlaces de comunicación) y dispositivos. Management Console también proporciona acceso a aplicaciones de bases de datos y sistemas y utilidades.

3.5.3 Aplicaciones de programación

Designer

La aplicación "Designer" le ayuda a personalizar elementos del sistema y configurar dispositivos para que el sistema pueda reconocerlos y utilizarlos. Utilice el componente "Designer" para realizar una amplia gama de funciones, desde la configuración del dispositivo ION en su red para crear marcos complejos utilizando una combinación de módulos ION de nodos de hardware o software.

3.5.4 Aplicación de monitoreo

Vista

La aplicación "Vista" se utiliza con mayor frecuencia en las tareas diarias de monitoreo y supervisión de energía. Se muestran representaciones gráficas del sistema de monitorización de energía, información histórica y en tiempo real, objetos visuales que indican el estado del sistema y objetos interactivos que puede utilizar para realizar determinadas acciones como restablecer un contador.

3.6 Sistema de monitoreo en la GRTSE

La GRTSE cuenta con un sistema de monitoreo “Nodo de Medición LAMSE”, desarrollado con el sistema “Power Monitoring Expert” que nos permite actualmente el acceso de manera remota a 295 medidores de la marca ION instalados en las subestaciones eléctricas en el ámbito de la GRTSE. Esto nos permite crear una base de datos obtenida de manera continua de los medidores y poder procesarla de acuerdo a los requerimientos de información que requieran los diferentes procesos.

3.6.1 Objetivo:

Permite el monitoreo continuo de las condiciones de la red eléctrica de la GRTSE, explotando al máximo la información que procesan los medidores multifunción para: Elaboración de balance de energía, Estudios de Cargabilidad en Bancos de Transformación y de Líneas de Transmisión, Comportamiento de la Calidad de la Energía en estado estable y transitorio, además del procesamiento de la base de datos de parámetros eléctricos instantáneos y acumulados para otros fines específicos de análisis.

3.6.2 Cargabilidad en Bancos y LT´s

Permite conocer en tiempo real y en periodos programables el comportamiento de la carga (Potencia) de los bancos de transformación y Líneas de Transmisión, para determinar posibles sobrecargas, que ocasionen interrupciones por esta condición. Con esta información se puede predecir la tendencia de la carga, evitar disparos con esta condición, arreglos para esquemas remediales (DAC), además de proyectar posibles crecimientos de la red.

3.6.3 Desbalances de Tensión y Corriente

En tensión, se puede monitorear el comportamiento de los Transformadores de Potencial, permitiendo evitar posibles daños en el mismo. En la corriente permite detectar desbalances significativos por cargas desbalanceadas que ocasionan los usuarios; por puntos calientes en cables de potencia; y desprendimientos de puentes entre estructuras.

La publicación de estas magnitudes eléctricas están disponibles a través del sistema de información PME vía intranet, con monitoreo en tiempo real, registros de historiales (bases de datos) cada cinco minutos, gráficos en modo análogo, y en plano xy (tensión o corriente y tiempo).

3.7 Mercado Eléctrico Mayorista

Mercado Eléctrico Mayorista: Mercado operado por el CENACE en el que los Participantes del Mercado podrán realizar las siguientes transacciones de compra venta:

- Energía eléctrica;
- Servicios Conexos que se incluyan en el Mercado Eléctrico Mayorista;
- Potencia o cualquier otro producto que garantice la suficiencia de recursos para satisfacer la demanda eléctrica;
- Los productos anteriores, vía importación o exportación;
- Derechos Financieros de Transmisión;
- Certificados de Energías Limpias, y los demás productos, derechos de cobro y penalizaciones que se requieran para el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico Nacional.

El CENACE tiene una operación confiable en el tiempo real bajo criterios de confiabilidad establecidos por la CRE que corre el mercado con principios de seguridad transparencia, eficiencia y competitividad. Se corre un mercado de día en adelanto y tiempo real, incluye Mercado de Potencia, Subastas de Energía de Mediano plazo y Mercado de Capacidad y energía de Largo Plazo.

3.7.1 Medición de Energía y transferencia de datos en el Mercado Eléctrico Mayorista

- El Mercado Eléctrico Mayorista funciona en base a datos confiables y oportunos.
- Los datos de información son los perfiles de los medidores que están integrados al Mercado Eléctrico Mayorista.
- El transportista es el responsable de la confiabilidad de la medición de la energía y de proporcionar la información en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- En el Mercado Eléctrico Mayorista, hablar de Medición es sinónimo de Pesos. De la energía que registren o no los medidores, dependerán los ingresos financieros de los Participantes del Mercado y los propios ingresos, como Transmisión.

4. Desarrollo

La GRTSE cuenta con un sistema de monitoreo y control, desarrollado con el sistema “Power Monitoring Expert PME” que permite el acceso de manera remota a los medidores de la marca ION instalados en las subestaciones eléctricas en el ámbito de la GRTSE para la adquisición de magnitudes eléctricas, perfiles de magnitudes eléctricas, gráficas de comportamiento, alarmas para detección de fallas. Derivado del proceso de mejora continua se hizo necesario una actualización en el desarrollo de las “secciones de información” propias del sistema. El proceso para llevar a cabo la actualización y desarrollo del sistema PME se muestra a continuación.

Se describe el estado del sistema anterior, y el proceso realizado durante la residencia profesional, para las “secciones de información” dentro de las aplicaciones “Designer y Vista” del sistema PME.

4.1 Desarrollo de las “secciones de información” del Sistema PME

La interfaz de la aplicación de monitoreo “Vista” consiste en una pantalla principal con una barra de título, una barra de menú, un área de trabajo, una barra de estado y (en el modo de edición) una caja de herramientas. La siguiente imagen ilustra la interfaz de Vista con un diagrama de usuario que muestra en tiempo real valores.

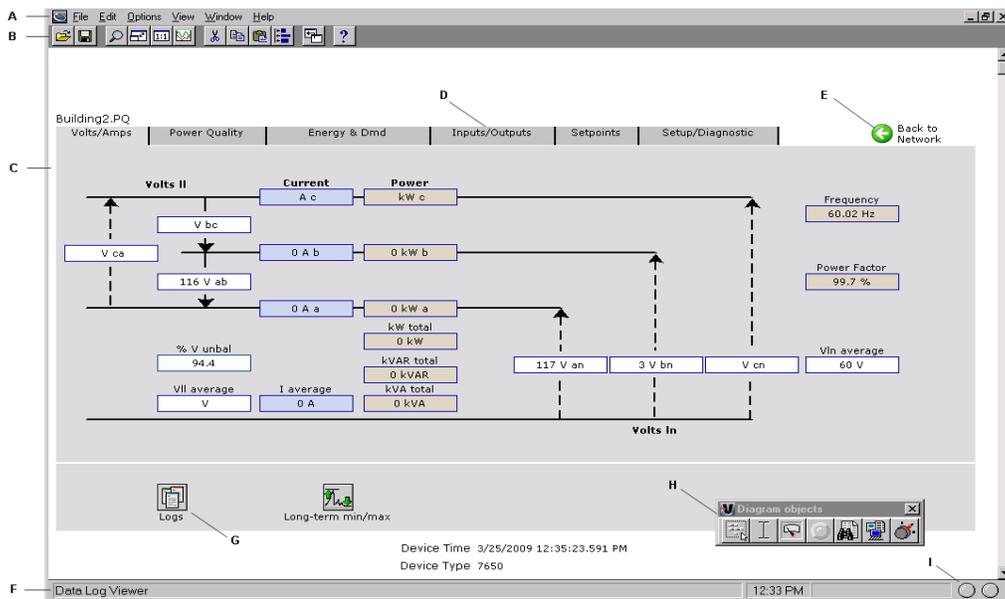


Figura. 4.1 Interfaz de Vista

Fuente: Guía de usuario PME

Las pantallas de datos se diseñan desde la aplicación “Vista” del sistema PME empleando la caja de herramientas, dando como resultado la visualización para los usuarios en general, de las diferentes secciones en la publicación de la página web a través de la red interna de CFE (Intranet).

A	Barra de menú	B	Barra de herramientas	C	Área de trabajo
D	Pestaña con datos	E	Volver (atrás)	F	Barra de estado
G	Objeto de agrupación (para abrir otra ventana con más datos)	H	Caja de herramientas	I	Indicadores de estado

Tabla. 4.1 Componentes de la interfaz de Vista

Fuente: Guía de usuario PME

Barra de herramientas: La barra de herramientas ofrece acceso rápido a los comandos que se utilizan con mayor frecuencia. Cada comando en la barra de herramientas también está disponible en los menús.

A	Abrir		G	Cortar
B	Guardar		H	Copiar
C	Zoom		I	Pegar
D	Ajuste de ventana		J	Diseño
E	Ventana 100%		K	Ventana anterior
F	Grafica de datos		L	Ayuda

Tabla. 4.2 Barra de herramientas

Fuente: Guía de usuario PME

Con la aplicación de monitoreo “Vista” del sistema PME es posible editar pantallas de datos para la página web donde se observa la información como cargabilidad e n bancos de transformación por medio en gráficos visuales, listados de magnitudes eléctricas en general por subestación eléctrica, y/o diagramas e historiales que ayudan al monitoreo, supervisión y control de la energía eléctrica y demás magnitudes eléctricas en tiempo real.

Además se pueden modificar las “secciones de información” que ya se tenían publicando y que se requería actualizar.

En el anexo 1 se muestra la pantalla principal de datos del sistema PME hasta antes de la actualización.

Las secciones de información que se encontraban en el sistema Power Monitoring Expert son las siguientes:

- Instantáneo
- Cargabilidad
- Balance
- Calidad de energía
- Sincronía
- Mercado eléctrico mayorista
- Alarmas
- Algoritmo
- Mapa de la GRTSE

Las “secciones de información” se renombraron de acuerdo a los requerimientos de aplicación, dando como resultado los siguientes títulos: Mapa de la GRTSE, Cargabilidad, Medición Instantánea, Balance de Energía, Alarmas, Sincronía, Calidad de Energía, sincronía, Transferencia de datos al MEM, Algoritmo de discriminación (este último se incluyó en la sección de Balance de energía) y Sistema de información de transporte de energía.

Para las “secciones de información” dentro de la aplicación Vista del sistema PME es necesario emplear nueve módulos “grouping object” que sirven como botones para el acceso a la información. Cada sección en su contenido también se deben utilizar módulos “grouping object” para representar las Zonas de transmisión (cinco zonas de la GRTSE) y dentro de cada Zona se encuentran las Subestaciones Eléctricas correspondientes con la información en forma de gráficos visuales, listados por subestación eléctrica, diagramas o historiales para el monitoreo y control.

La actualización y desarrollo del contenido de cada sección de información se describe a continuación:

4.2 Sección Mapa de la GRTSE

Dentro de la aplicación de monitoreo “Vista” del sistema PME para actualizar la “sección mapa de la GRTSE” se utiliza un mapa geográfico actual del sureste de México. La imagen del mapa a utilizar es de Google maps con vista satélite. Es necesario crear un archivo (archivo de paint) para la nueva imagen y guardarla en el servidor, una vez guardado se reemplaza la imagen desde la aplicación Vista utilizando un módulo “grouping object” y así enlazar el archivo creado.

Dentro del mapa de la GRTSE se ubican correctamente las Subestaciones Eléctricas de Transmisión que comprenden a las Zonas de Transmisión de la GRTSE. La información se muestra en la siguiente tabla:

Zona de Transmisión Istmo	SE Oaxaca Potencia
	SE La Cienega
	SE Matias Romero Potencia
	SE Ixtepec Potencia
	SE La Venta Dos
	SE Juchitan Dos
	SE la Venta Maniobras
Zona de Transmisión Tuxtla	SE Angostura
	SE Sabino
	SE Manuel Moreno Torres
Zona de Transmisión Malpaso	SE Malpaso Uno
	SE Malpaso Dos
	SE Peñitas
Zona de Transmisión Tapachula	SE Tapachula Potencia
Zona de Transmisión Villahermosa	SE Cardenas Dos
	SE Kilometro Veinte
	SE Villahermosa Norte
	SE Macuspana Dos
	SE Los Rios
	SE Tabasco Potencia
	SE Comalcalco Potencia

Tabla. 4.3 Zonas de Transmisión y Subestaciones Eléctricas de la GRTSE

En el anexo 2 se puede observar el mapa anterior de la GRTSE hasta antes de la actualización.

4.3 Sección Cargabilidad

La “sección cargabilidad” es para el monitoreo de las magnitudes eléctricas de Potencia, Potencia Reactiva y Potencia Activa en tiempo real de los puntos de medición de la GRTSE. Para la facilidad del usuario la información que se encuentra dentro de la sección cargabilidad es necesario dividirla en Bancos de Transformación y LT’s utilizando dos módulos “grouping object” para enlazar la pantallas de información de cada apartado.

Dentro de cada apartado se deben utilizar cinco nuevos módulos “grouping object” y nombrarlos para cada Zona de Transmisión:

- Zona de Transmisión Istmo
- Zona de Transmisión Tuxtla
- Zona de Transmisión Malpaso
- Zona de Transmisión Tapachula
- Zona de Transmisión Villahermosa

Dentro de cada Zona de Transmisión se crean listados con los gráficos visuales (tacómetros) correspondientes para la información de la cargabilidad de los puntos de medición de las Subestaciones Eléctricas.

Como el sistema solo contaba con la información de ciertos puntos de medición de la Zona de Transmisión Istmo fue necesario desarrollar gráficos visuales (tacómetros) correspondientes a cada SE para la visualización de la información de Potencia, Potencia Reactiva y Potencia Activa. Para crear los nuevos tacómetros de medición de demanda se utilizaron módulos “Numeric object”, una de las funciones de este módulo es enlazar la información de la base de datos y publicarlas en modo gráfico.

Los punto de medición que se encuentran en la “sección cargabilidad” cuentan con registros históricos de las variables Tensión (de las fases a,b,c y promedio), Corriente (de las fases a,b,c y promedio) y Potencia (Real, Activa y Aparente) los cuales se debe homogenizar para ello hay que enlazar la información de las variables eléctricas.

La representación de las magnitudes eléctricas MW, MVA, MVAR es tanto numérica como gráfica por medio de indicadores propios del sistema, adicionalmente se puede verificar el histórico de la magnitud por medio del acceso Data Viewer. Cada medidor cuenta con un listado de datos históricos y una gráfica de los mismos.

En el anexo 3 se puede observar cómo se encontraba la sección cargabilidad hasta antes de la actualización.

4.4 Sección Medición Instantanea en tiempo real

Desde la aplicación de monitoreo “Vista” del sistema PME se puede actualizar la “sección Medición Instantánea” que es donde se encuentran los diagramas unifilares de la red de Transmisión sureste de 230 kV y 400 kV los cuales se usan para el monitoreo de la potencia, tensión y corriente de los puntos de medición de la GRTSE en tiempo real.

4.4.1 Red de Transmisión sureste de 230 kV

Se complementó el diagrama unifilar de la red de Transmisión sureste de 230 Kv, dando de alta los siguientes puntos de medición desde la aplicación Vista:

- OXP 93730 CIG
- OPX 93710 TMU
- CIG AT1
- IPO 93030 EOD
- IPO 93040 EOT
- IPO 93130 DEM
- IPO 93140 DED
- IPO 93090 SUD
- IPO 93170 BSD
- IPO 93180 EDP
- IPO AT1
- IPO AT2
- IPO AT3
- JUD 93110 VMN
- VMN 93190 EUR
- VMN 93080 EIN
- JUD 93050 LVD
- LVD 93060 LVN
- LVD 93070 OAU
- MSP 93950 JUI
- KLV AT2
- MCD 93810 SCL

Para actualizar los puntos de medición se utilizan los módulos “grouping object” y enlazar la información correspondiente desde la aplicación Vista.

De acuerdo al cambio de topología en las Subestaciones Eléctricas de 230 kV, los puntos MPD 93840 MCD, VHN 93870 TSP, MCD 93860 SCL y MCD 93830 ESA se modificaron y como resultado ahora se tiene:

- TSP 93840 MCD
- VHN 93870 TSP
- KLV 93860 TSP
- TSP 93830 MCD

Para modificar el diagrama de la red de Transmisión sureste de 230 kV se utiliza el programa paint. Después de hacer el reacomodo en paint hay que guardar el nuevo archivo y después desde la aplicación Vista enlazar el nuevo diagrama.

En el anexo 4 se puede observar la red de Transmisión sureste de 230 kV anterior hasta antes de la actualización.

4.4.2 Red de Transmisión sureste de 400 kV

Se complementó el diagrama unifilar de la red de Transmisión sureste de 400 Kv, dando de alta los siguientes puntos de medición desde la aplicación Vista:

- IPO AT1
- IPO AT2
- IPO AT2
- IPO T4
- IPO T5

Para actualizar los puntos de medición se utilizan los módulos “grouping object” y enlazar la información correspondiente desde la aplicación Vista.

De acuerdo al cambio de topología en las Subestaciones Eléctricas de 400 kV los puntos MPD A3U80 TSP y MMT A3140 JUI se modificaron y como resultado ahora se tiene:

- MMT A3U80 TSP
- MPD A3140 JUI

Para modificar el diagrama de la red de Transmisión sureste de 400 kV se utiliza el programa paint. Después de hacer el reacomodo en paint hay que guardar el nuevo archivo y después desde la aplicación Vista enlazar el nuevo diagrama.

En el anexo 5 se puede observar la red de Transmisión sureste de 400 kV anterior hasta antes de la actualización.

4.5 Sección Balance de energía

En la aplicación de monitoreo “Vista” del sistema PME se actualizó la “Sección Balance de energía”. La sección de información cuenta con los apartados de congelados, flujos y algoritmo de discriminación. Para el monitoreo de los valores de potencia (kWh entregados y kWh recibidos) correspondientes al mes anterior y hora anterior con información en tiempo real de los puntos de medición se ingresa en el apartado de congelados. Este apartado es el único que hay que actualizar dentro de la sección.

Para la facilidad del usuario, la información del apartado de congelados se divide en las cinco Zonas de Transmisión utilizando módulos “grouping object. Dentro de cada Zona de Transmisión de la GRTSE se encuentran los puntos de medición correspondientes a las Subestaciones Eléctricas en forma de listado.

De acuerdo al cambio de bahía que se dio en las Subestaciones Eléctricas de la GRTSE se actualizaron los siguientes puntos de medición de los listados:

- TSP 93840
- MCD 93840
- VHN 93870
- TSP 93870
- KLV 93860
- JUI A3140
- MPD A3140
- TSP 93860
- MCD 93830
- TSP 93830
- MMT A3U80
- TSP A3U80

En el anexo 6 se puede observar la Sección Balance de energía antes de la actualización.

4.6 Sección Alarmas

Con el fin de monitorear el funcionamiento de los medidores se implementó el sistema de alarmas en el sistema PME para indicar el estado del medidor en condiciones particulares de:

- Falta de comunicación por cambios en la red como bloqueo por el firewall, redireccionamiento de servidores, etc.
- Daño interno en el medidor
- cable físico de red dañado o desconectado
- falla en la tarjeta Ethernet.

Pérdida de la medición de las magnitudes de tensión y/o corriente

- Fusibles dañados en TP's
- Falta de conexión de una señal de tensión y/o corriente
- Falla en TC's y/o TP's

La finalidad de estas alarmas es detectar cualquier falla que interrumpa la información de medición, cuando se activa la alarma se deberá revisar el estado del medidor desde las distintas secciones de información del sistema PME para que una vez corregido el daño, vuelva a sus condiciones de funcionamiento normales.

El procedimiento para la programación del sistema de alarmas como primer paso es acceder a la aplicación de programación Designer del sistema PME. Dentro de la aplicación se encuentra la carpeta Vip Smart Notification, donde se crean dos carpetas de información utilizando los módulos "grouping objet". Estos se nombraron como "Comm Loss" para las alarmas de pérdida de comunicación y "ALARM V_I" para las alarmas de variación de tensión y corriente respectivamente.

En el anexo 7 se puede observar la interfaz de la aplicación de programación Designer.

4.6.1 Diseño de alarmas de pérdida de comunicación

Utilizando la aplicación de programación “Designer” del sistema PME es posible configurar módulos (dispositivos) para el funcionamiento de las alarmas de pérdida de comunicación. Para este caso se diseñó una alarma general para todos los puntos de medición utilizando los siguientes módulos de configuración para la programación en Designer:

- Arithmetic module: El módulo Arithmetic le permite aplicar una definición matemática y lógicas funciones a las entradas, y actualiza sus registros de salida con los resultados de los cálculos.
- Convert module: El módulo Convert toma una entrada numérica o booleana y genera salidas en numérico, booleano y de pulso. Este módulo es útil para crear señales de control y estado para otros módulos.
- External String module: El módulo External String proporciona un registro para establecer un valor. Esto es útil para proporcionar contenido de cadena dentro de las notificaciones por correo electrónico o mensajes SMS, y para proporcionar argumentos opcionales a Software a través de los módulos de importación de base de datos y correo electrónico.
- Database Import module: El módulo Database Import proporciona un mecanismo para extraer información del sistema Power Monitoring Expert o una base de datos de SQL Server de terceros, haciendo que los resultados de la consulta estén disponibles en el procesador virtual para el procesamiento posterior.
- Setpoint module: el módulo Setpoint proporciona un amplio control, protección secundaria y capacidades de análisis permitiéndole iniciar una acción en respuesta a una condición específica.
- External pulse module: Este módulo proporciona un registro de impulsos que se puede configurar para pulsar a petición. Esto le permite activar manualmente cualquier módulo en el dispositivo que acepta un pulso entrada.
- Pulse Merge module: El módulo Pulse Merge toma pulsos de entrada de múltiples fuentes y combina en un único registro de salida. Es útil para activar módulos que deben ejecutarse como resultado de varias condiciones diferentes.
- Email module: El módulo de correo electrónico envía un correo electrónico a los destinatarios especificados siempre que su entrada de disparo se pulsa. Puede conectar esta entrada a cualquier módulo que produzca una salida de pulso. Puede utilizar módulos que supervisan las condiciones de alarma, como cambios en el estado y alarmas de pérdida de comunicación.

Para la correcta operación de la alarma se considera que permanezca al menos por 10 minutos para que sea una pérdida de comunicación. Los correos electrónicos a los cuales será enviada la información cuando se pierda la comunicación de algún medidor se deben direccionar desde un archivo txt. propio del servidor.

Utilizando la aplicación de monitoreo “Vista” del sistema PME es posible personalizar dispositivos para el funcionamiento de las alarmas de pérdida de comunicación. Para las alarmas hay que crear nuevas pantallas de visualización divididas por Zonas de Trasmisión y dentro de cada zona incluir un listado de las subestaciones eléctricas correspondientes con los puntos de medición.

Para configurar la alarma desde la aplicación Vista hay que utilizar el módulo de configuración “Status object” que cumple la función de alarma del estado de la comunicación del punto de medición. Cuando se pierda la comunicación por daño de la tarjeta comunicaciones del medidor, daño del medidor, cable físico dañado o desconectado, falla en la tarjeta Ethernet, etc., se debe publicar de forma automática la alarma de color rojo una vez que permanezca el tiempo de 10 minutos que se consideró para una pérdida de comunicación, en condiciones normales se muestra la alarma en color verde. Además en condiciones de pérdida de comunicación se envía un mensaje con la información del punto de medición vía correo electrónico.

4.6.2 Diseño de alarmas de variación de Tensión y Corriente

Utilizando la aplicación de programación “Designer” del sistema PME es posible configurar módulos (dispositivos) para el funcionamiento de las alarmas de variación de tensión y corriente. Se emplearon módulos “grouing object” para clasificar las alarmas por subestaciones eléctricas.

Se diseñó una alarma de variación de tensión y corriente por cada punto de medición con los siguientes módulos de configuración para la programación en Designer:

- **External Numeric Module:** Este módulo proporciona un registro numérico que puede establecer en un valor determinado. Esta puede ser útil para marcos de prueba que tienen una entrada numérica inicial.
- **Relative Setpoint Module:** El módulo Relative Setpoint ayuda a proporcionar un control no crítico extensivo, protección secundaria y capacidades de análisis al permitirle iniciar una acción en respuesta a una condición específica. Es particularmente útil para realizar acciones basadas en diferencias entre un valor relativo a un valor de referencia.

- External Boolean Module: el módulo External Boolean proporciona un único registro booleano que puede define como ON u OFF.
- Email Module: El módulo de correo electrónico envía un correo electrónico a los destinatarios especificados siempre que su entrada de disparo se pulsa. Puede conectar esta entrada a cualquier módulo que produzca una salida de pulso. Puede utilizar módulos que supervisan las condiciones de alarma, como cambios en el estado y alarmas de pérdida de comunicación.

Para la correcta operación de las alarmas se considera el valor nominal de los bancos de transformación y líneas de transmisión, además de un porcentaje del 10% arriba o abajo de este valor para ser considerado como variación de tensión pero que además también se mantenga por lo menos 1 minuto.

Utilizando la aplicación de monitoreo “Vista” del sistema PME es posible personalizar dispositivos para el funcionamiento de las alarmas de variación de tensión y corriente. Para la “sección alarmas” se deben crear nuevas pantallas de visualización divididas por Zonas de Trasmisión y dentro de cada zona incluir un listado de las subestaciones eléctricas correspondientes con los puntos de medición.

Se utilizaron los siguientes módulos para la programación en Vista:

- Status object configuration
- Numeric object configuration
- Control object configuration

En condiciones particulares como sobre tensión, huecos de tensión, caída de tensión, la alarma se publica en la sección de información del sistema haciendo una comparación entre la tensión nominal (V_{nom}) y la tensión línea a neutro en tiempo real ($V_{ln\ avg}$) mostrando una alarma visible de color rojo, en condiciones normales se muestra la alarma visible en color verde. Además en condiciones de variación de tensión se envía un mensaje con la información programada vía correo electrónico.

Para calcular la tensión nominal de fase a tierra se debe emplear la siguiente fórmula para cada punto de medición:

$$V_{nom} = \frac{V_{linea}}{\sqrt{3}}$$

El proceso es similar para las alarmas de variación de corriente pero se toma como condición particular la sobre corriente, la alarma se publica en la sección de información del sistema haciendo una comparación entre la corriente nominal (I_{nom}) y la corriente average (I_{avg}) mostrando una alarma visible de color rojo, en condiciones normales se muestra la alarma visible en color verde. Además en condiciones de variación de corriente envía un mensaje con la información programada vía correo electrónico.

Para la correcta operación de las alarmas hay que tomar en consideración el valor nominal de los bancos y líneas de transmisión, además de un porcentaje del 50% abajo de este valor para ser considerado como variación de corriente pero que además también se mantenga por lo menos 1 minuto.

Para calcular la corriente nominal de fase a tierra se debe emplear para cada punto de medición la siguiente formula:

$$I_{nom} = \frac{I_{linea}}{\sqrt{3}}$$

En el anexo 8 se observa la Sección alarmas hasta antes de la actualización.

4.7 Sección transferencia de datos al MEM

Desde la aplicación de monitoreo “Vista” del sistema PME se puede desarrollar la “sección transferencia de datos al MEM” donde se encontrará la información del consumo de energía del día anterior (kWh entregados y kWh recibidos) de los puntos de medición dados de alta al MEM.

Se desarrolló la “Sección transferencia de datos al MEM”, para ello se utiliza la aplicación Vista. Se emplea el módulo “grouping object” que cumple con la función de acceso de la sección de información y crea una nueva pantalla de visualización, además se debe desarrollar un listado (en archivo Paint) con los puntos de medición dados de alta al MEM clasificados por SE’s. Una vez teniendo el archivo se debe enlazar en la sección.

Para la información de los kWh entregados y kWh recibidos para la transferencia de datos al MEM de los puntos de medición se emplean módulos “numeric object” con la función de enlazar la información de los medidores y publicarlas de forma numérica en la sección.

4.8 Sección sistema de información de transporte de energía

Utilizando la aplicación de monitoreo Vista se puede crear un acceso directo a la página del Sistema de Información de transporte de energía donde se puede observar el consumo diario de los puntos de medición dados de alta al MEM.

Se creó en el sistema PME una sección para enlazar al usuario de forma inmediata a la página del Sistema de Información de transporte de energía creando un acceso directo a esta página.

Para crear el acceso directo se emplea el módulo “grouping object” que cumple con la función de enlazar páginas web.

5. Resultados

Los resultados obtenidos de la actualización y puesta en marcha de las secciones de información se visualizan desde la aplicación Vista del sistema PME que a su vez se pueden visualizar desde una página web vía Ethernet para cualquier usuario.

5.1 Página de la GRTSE del Sistema Power Monitoring Expert

En la página principal se visualizan las secciones de información del sistema PME personalizadas para el usuario.

- Mapa de la GRTSE
- Cargabilidad
- Medición instantánea
- Balance de energía
- Alarmas
- Sincronía
- Calidad de energía
- Transferencia de datos al MEM
- Sistema de información de transporte de energía



Figura. 5.1 Pantalla principal sistema PME

5.2 Sección mapa de la GRTSE

En la “Sección mapa de la GRTSE” se visualiza el nuevo mapa que se implementó en el sistema PME. Se muestran los estados de Oaxaca, Chiapas y Tabasco además de las Subestaciones Eléctricas que comprenden a la GRTSE de acuerdo a su ubicación geográfica actual.

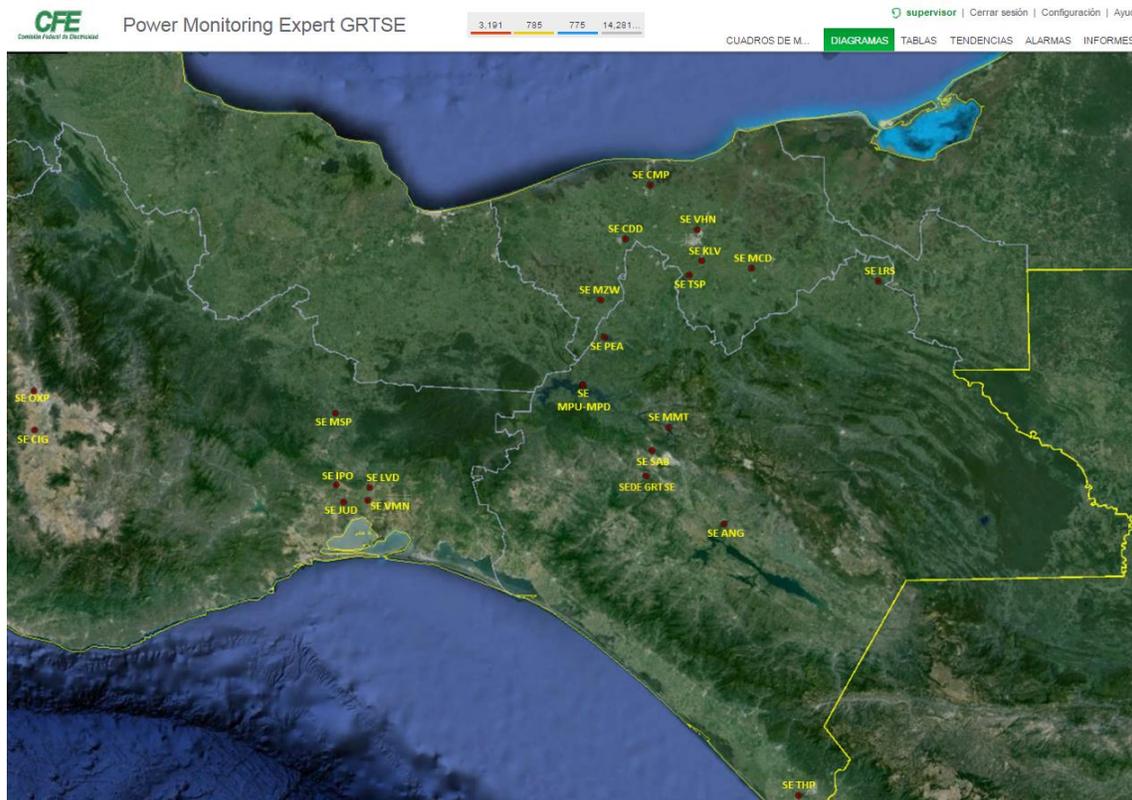


Figura. 5.2 Mapa geográfico de la GRTSE

Los puntos en el mapa geográfico representan las SE's que comprenden a la GRTSE y dentro de cada SE's se puede visualizar el diagrama unifilar correspondiente. Para el monitoreo se cuenta con gráficos visuales (gif) que representan a los medidores los cuales para una identificación mas eficiente tienen distintos colores y nombres correspondientes al modelo del medidor, se tienen modulos para la visualización con las magnitudes eléctricas de Potencia, Voltaje y Corriente en tiempo real.

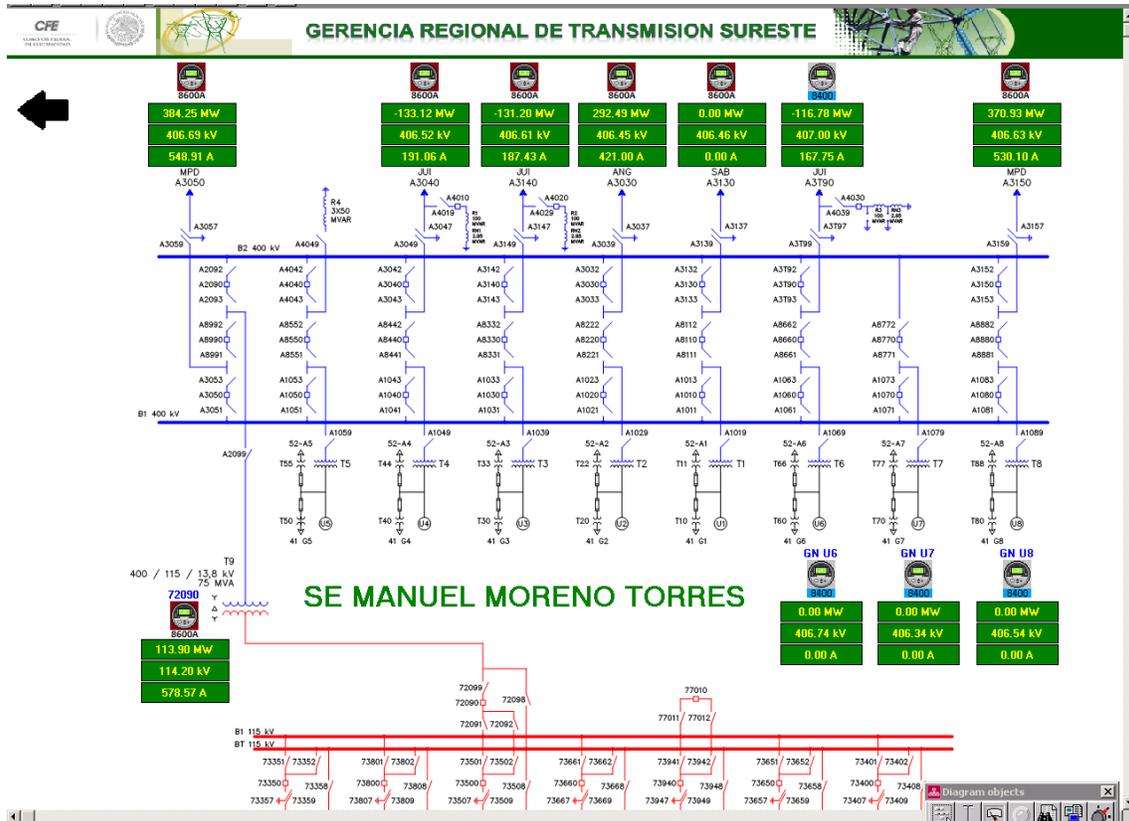


Figura. 5.3 diagrama unifilar SE MMT

5.3 Sección Cargabilidad

La sección cargabilidad como resultado muestra información en tiempo real y registros históricos de la carga, potencia aparente y potencia reactiva para cada punto de medición. Cuenta con apartados de bancos y líneas de transmisión. Para cualquiera de las dos opciones también cuenta con apartados correspondientes a las zonas de Transmisión figura 5.4.

La representación de la información es tanto numérica como visual. Adicionalmente se puede verificar el registro de historiales (base de datos) cincominutales de la variable por medio del acceso Data Viewer. Al ingresar a los datos históricos y seleccionar la casilla de la columna correspondiente puede realizar una gráfica de la misma en plano x,y dando clic en el botón Show Graph figura 5.6.



Figura. 5.4 Sección cargabilidad para bancos



Figura. 5.5 Cargabilidad de bancos de Transmisión zona Istmo

SE_MSP_AT1_72010

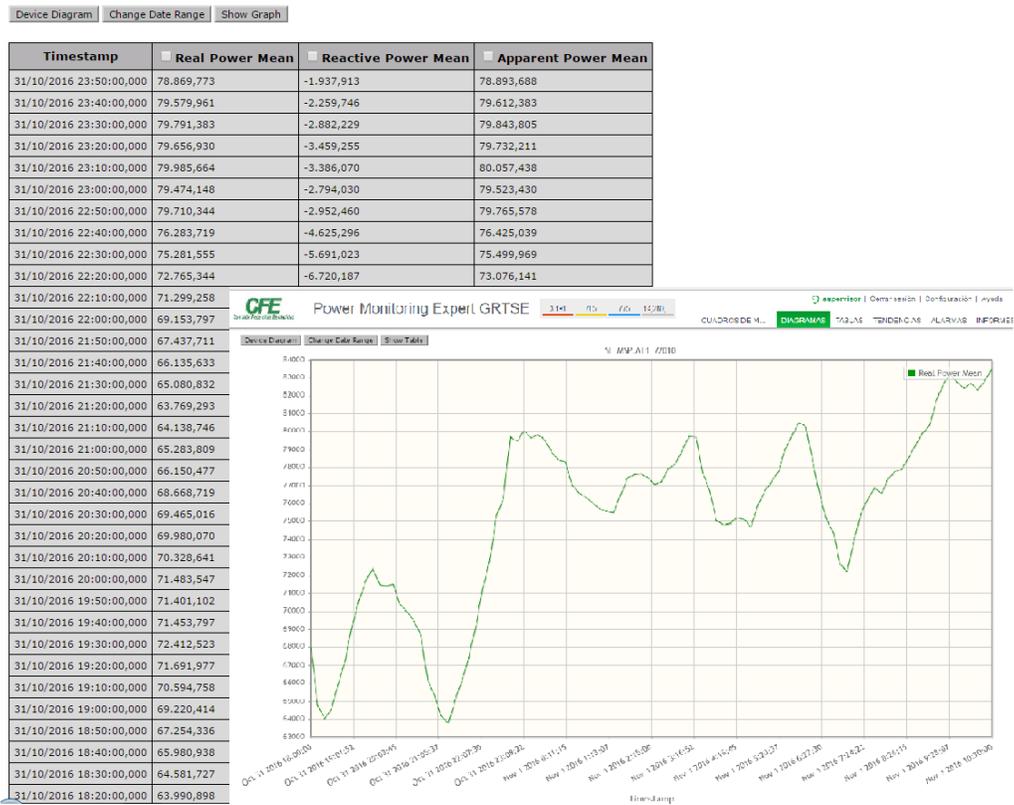


Figura. 5.6 Datos históricos y gráfica

CARGA DE LINEAS



ZT ISTMO



ZT TUXTLA



ZT MALPASO



ZT TAPACHULA



ZT VILLAHERMOSA

Figura. 5.7 Sección cargabilidad para líneas



LINEAS DE TRANSMISIÓN ZONA VILLAHERMOSA

CARDENAS DOS

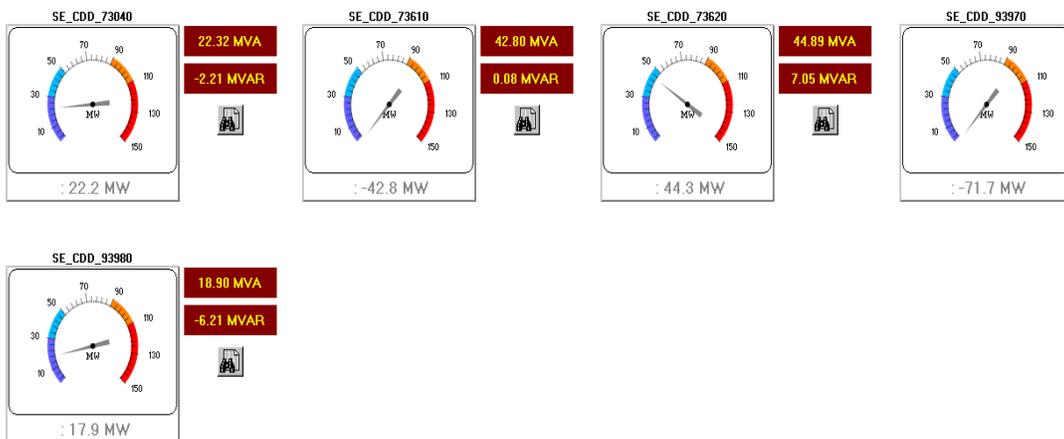


Figura. 5.8 Cargabilidad de líneas de Transmisión Zona Villahermosa

5.4 Sección medición instantánea

La sección medición instantánea como resultado muestra información en forma de diagramas unifilares referentes a la red de Transmisión sureste de 230 Kv y 400 Kv que cuentan con la información de la potencia, tensión y corriente de los puntos de medición de la GRTSE en tiempo real para el monitoreo.

Cuenta con dos apartados llamados troncal 230 kV y troncal 400 kV de transmisión. Para el acceso a cualquiera de las dos opciones se observarían los diagramas unifilares que comprenden a la GRTSE figura 5.9.

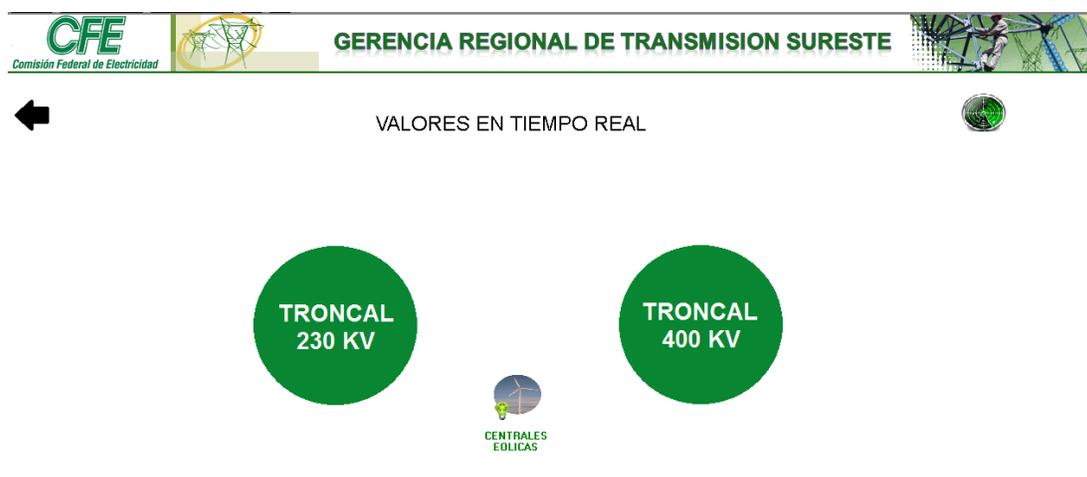


Figura. 5.9 Sección de medición instantánea

5.4.1 Red de Transmisión sureste de 230 kV para la medición en tiempo real

Como resultado después de la actualización de la red de Transmisión se obtiene el siguiente diagrama.

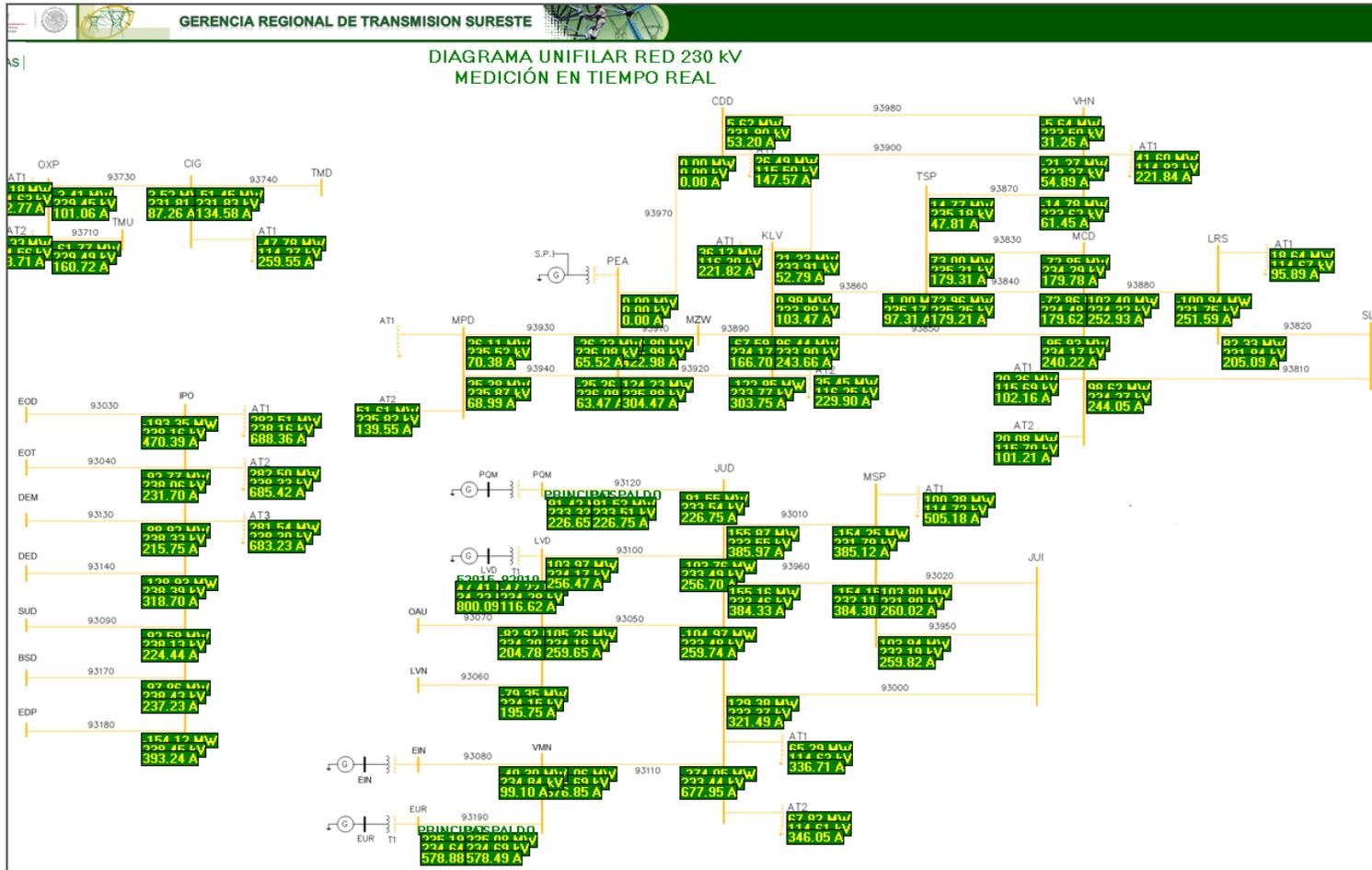


Figura. 5.10 Diagrama unifilar red de Transmisión 230 kV

5.5 Sección balance de energía

La sección balance de energía como resultado cuenta con tres apartados: “Congelados, Flujos y Algoritmo de discriminación”. El apartado de congelados sirve para monitoreo de los valores de consumo (kWh entregados y kWh recibidos) correspondientes al mes anterior y hora anterior con información en tiempo real de los puntos de medición.

Con la actualización del apartado “Congelado” se tiene acceso a la información de las cinco Zonas de Transmisión de la GRTSE, cada Zona cuenta con acceso a un listado por SE’s de los puntos de medición.

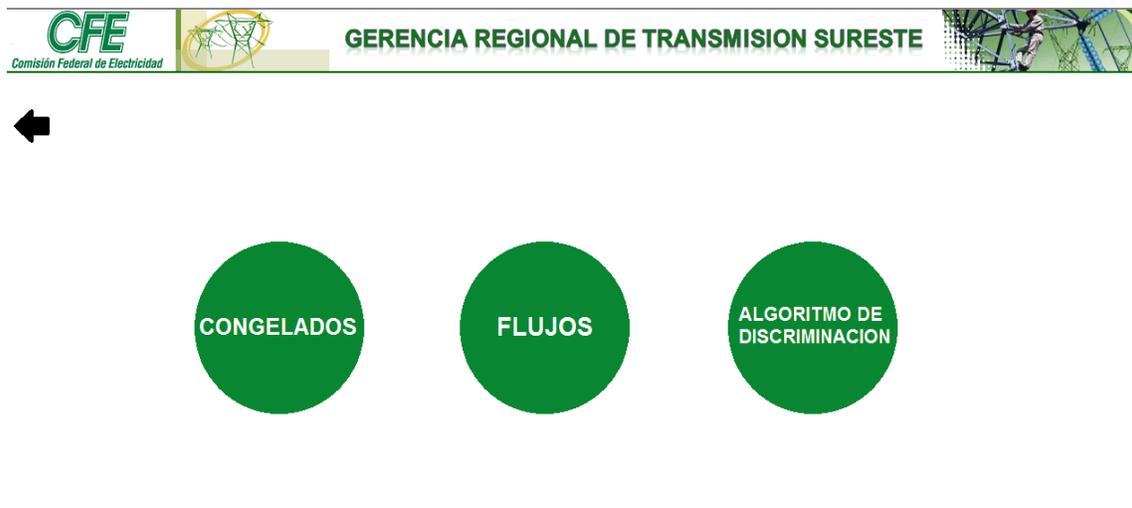


Figura. 5.12 Sección balance de energía

En la imagen 5.13 se puede visualizar el listado de los puntos de medición de la SE Ixtepec Potencia correspondiente al apartado de congelados en la sección balance de energía.



CONGELADOS ZT ISTMO

SE IXTEPEC POTENCIA	MES ANTERIOR		HORA ANTERIOR	
	kWh Entregados	kWh Recibidos	kWh Entregados	kWh Recibidos
AT1-92010	66,071.872	172,932	239,661	0
AT2-92020	65,796,768	178,540	238,705	0
AT3-92030	65,263,572	176,574	237,810	0
AT4-72040	49,594,432	192,108	202,716	0
AT5-72050	49,308,408	190,781	201,651	0
CEV-A2060	775,805	0	296	0
JUI-A3V30	147,226,864	645,475	559,533	0
JUI-A3V40	147,743,408	637,954	561,496	0
SERVICIOS PROPIOS	68,491	0	87	0
FEI-73460 P	75,982	12,336,308	0	35,701
FEI-73460 R	75,945	12,329,810	0	35,688
FEI-73460 B	76,372	12,338,920	0	35,533
BII-73470 P	118,535	18,849,050	0	86,851
BII-73470 R	118,562	18,853,872	0	86,873
BII-73470 B	118,618	18,847,218	0	86,956
BII-73480 P	115,892	17,578,092	0	79,657
BII-73480 R	115,859	17,575,034	0	79,644
BII-73480 B	115,966	17,569,808	0	79,622
EDS-73490 P	73,806	11,687,597	0	49,111
EDS-73490 R	73,533	11,689,288	0	49,121
EDS-73490 B	73,820	11,628,986	0	49,014
ERT-73500 P	79,879	9,043,061	0	50,444
ERT-73500 R	78,768	9,062,968	0	50,470
ERT-73500 B	80,028	9,049,077	0	50,410
EZO-73510 P	62,996	13,654,315	0	52,235
EZO-73510 R	62,979	13,648,571	0	52,239
EZO-73510 B	61,092	13,675,725	0	52,473
ESN-73520 P	58,061	16,053,982	0	51,203
ESN-73520 R	58,037	16,011,995	0	51,199
ESN-73520 B	56,051	16,028,776	0	50,926
EOD-93030 P	172,341	52,619,348	0	142,170
EOD-93030 R	172,757	52,641,480	0	142,233
EOD-93030 B	168,012	52,622,608	0	142,347
EOT-93040 P	143,188	20,587,572	0	66,243
EOT-93040 R	143,293	20,591,076	0	66,251
EOT-93040 B	130,546	20,569,330	0	66,172
SUD-93090 P	34,109	24,960,956	0	82,702
SUD-93090 R	34,017	24,955,388	0	82,691
SUD-93090 B	32,950	24,957,734	0	82,658
DEM-93130 P	103,918	15,409,528	0	74,905
DEM-93130 R	104,026	15,413,420	0	74,924
DEM-93130 B	105,117	15,407,338	0	74,890

Figura. 5.13 Congelados zona ISTMO

5.6 Sección Alarmas

Desde la aplicación de programación “Designer” del sistema PME, en la figura que se muestra a continuación se pueden observar los módulos (dispositivos) que se utilizaron para el desarrollo de la alarma general de pérdida de comunicación de los puntos de medición.

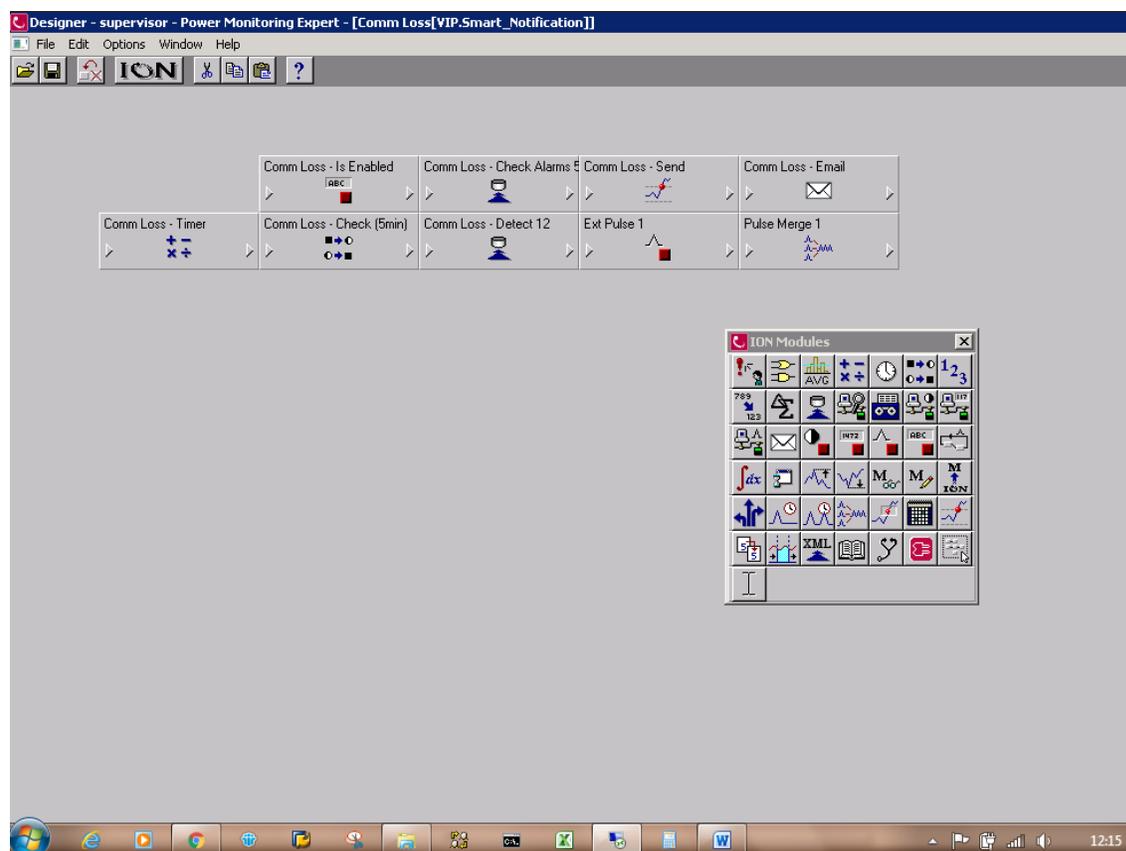


Figura. 5.14 Alarma de perdida de comunicación en la aplicación Designer

La “Sección alarmas” desarrollada desde la aplicación “Vista” cuenta con tres apartados: “Alarma por variación de tensión, Alarma por variación de corriente y Alarma por pérdida de comunicación” los cuales se pueden observar en la siguiente imagen.



Figura. 5.15 Sección alarmas

El apartado de “Alarmas de comunicación” se emplea para monitoreo y control de los puntos de medición. Cuenta con cinco Zonas de transmisión de la GRTSE y cada zona tiene listados por SE´s donde se puede observar el estado de la comunicación de los puntos de medición.

Si se presenta una pérdida de comunicación se muestra una alarma visible de color rojo, en condiciones normales se muestra la alarma visible en color verde. En la figura que se muestra a continuación se puede observar las alarmas de comunicación de la zona ISTMO que corresponden a la “sección alarmas”.

←  ALARMAS COMUNICACIONES ZONA ISTMO

SE_CIG	SE_IPO	SE_JUD
SE_CIG.AT1_72010_P	SE_IPO.AT1_92010	SE_JUD.AT1_72010
SE_CIG.AT1_72010_R	SE_IPO.AT2_92020	SE_JUD.AT2_72020
SE_CIG.LT_73340_OAU	SE_IPO.AT3_92030	SE_JUD.LT_73570_MRO
SE_CIG.LT_73630_OXD	SE_IPO.CEV_A2060	SE_JUD.LT_73580_ARR
SE_CIG.LT_73690_EIT	SE_IPO.LT_73460_FEI_B	SE_JUD.LT_73700_JUC
SE_CIG.LT_73880_EIT	SE_IPO.LT_73460_FEI_P	SE_JUD.LT_73710_JUC
SE_CIG.LT_73A30_RMC	SE_IPO.LT_73460_FEI_R	SE_JUD.LT_73740_CIU
SE_CIG.LT_93730_OXP	SE_IPO.LT_73470_BII_B	SE_JUD.LT_73760_TEC
SE_CIG.LT_93740_TMD	SE_IPO.LT_73470_BII_P	SE_JUD.LT_73770_BNS_B
SE_CIG.SP	SE_IPO.LT_73470_BII_R	SE_JUD.LT_73770_BNS_P
	SE_IPO.LT_73480_BII_B	SE_JUD.LT_73770_BNS_R
	SE_IPO.LT_73480_BII_P	SE_JUD.LT_73780_EVM_B
	SE_IPO.LT_73480_BII_R	SE_JUD.LT_73790_BSU_B
	SE_IPO.LT_73490_EDS_B	SE_JUD.LT_73790_BSU_P
	SE_IPO.LT_73490_EDS_P	SE_JUD.LT_73790_BSU_R
	SE_IPO.LT_73490_EDS_R	SE_JUD.LT_93000_JUI
	SE_IPO.LT_73500_ERT_B	SE_JUD.LT_93010_MSP
	SE_IPO.LT_73500_ERT_P	SE_JUD.LT_93050_LVD
	SE_IPO.LT_73500_ERT_R	SE_JUD.LT_93100_LVD
	SE_IPO.LT_73510_EZO_B	SE_JUD.LT_93110_VMN
	SE_IPO.LT_73510_EZO_P	SE_JUD.LT_93120_PQM_B
	SE_IPO.LT_73510_EZO_R	SE_JUD.LT_93960_MSP
	SE_IPO.LT_73520_ESN_B	SE_JUD.R1_44010
	SE_IPO.LT_73520_ESN_P	SE_JUD.R2_44020
	SE_IPO.LT_73520_ESN_R	SE_JUD.SP
	SE_IPO.LT_93030_EODC_B	
	SE_IPO.LT_93030_EODC_P	
	SE_IPO.LT_93030_EODC_R	
	SE_IPO.LT_93040_EOT_B	
	SE_IPO.LT_93040_EOT_P	
	SE_IPO.LT_93040_EOT_R	
	SE_IPO.LT_93090_SUD_B	
	SE_IPO.LT_93090_SUD_P	
	SE_IPO.LT_93090_SUD_R	
	SE_IPO.LT_93130_DEM_B	
	SE_IPO.LT_93130_DEM_P	
	SE_IPO.LT_93130_DEM_R	

SE_EUR	SE_EVM	SE_LVD	SE_MSP
SE_EUR.LT_93190_VMN_P	SE_EVM.LT_73780_JUD_P	SE_LVD.CTO_4020	SE_MSP.AT1_72010
SE_EUR.LT_93190_VMN_R	SE_EVM.LT_73780_JUD_R	SE_LVD.CTO_5015	SE_MSP.LT_73010_ACY
		SE_LVD.CTO_5025	SE_MSP.LT_73530_MRO
		SE_LVD.CTO_5035	SE_MSP.LT_73540_MRO
		SE_LVD.CTO_5045	SE_MSP.LT_73560_NMO
		SE_LVD.CTO_5055	SE_MSP.LT_93010_JUD
		SE_LVD.LT_93050_JUD	SE_MSP.LT_93020_JUI
		SE_LVD.LT_93060_LVN_B	SE_MSP.LT_93950_JUI
		SE_LVD.LT_93060_LVN_P	SE_MSP.LT_93960_JUD
		SE_LVD.LT_93060_LVN_R	
		SE_LVD.LT_93070_OAU_B	
		SE_LVD.LT_93070_OAU_P	
		SE_LVD.LT_93070_OAU_R	
		SE_LVD.LT_93100_JUD	

Figura. 5.16 Alarmas de comunicación Zona ISTMO

El mensaje con la información de la pérdida de comunicación se realiza vía correo electrónico. En la imagen que se observa a continuación se muestra un ejemplo del mensaje que llega al usuario.

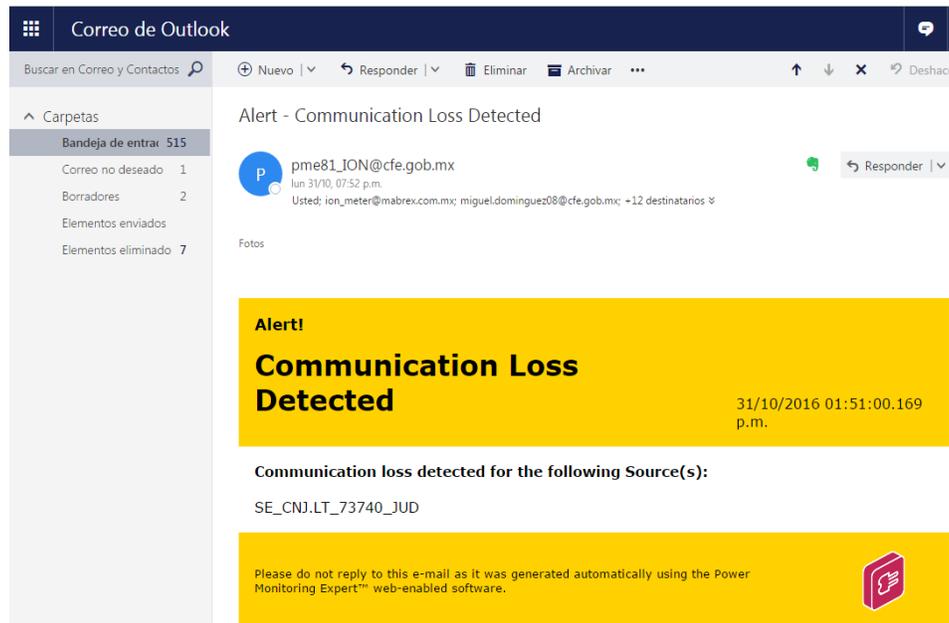


Figura. 5.17 Mensaje de pérdida de comunicación

Para las alarmas de variación de tensión se utiliza aplicación de programación “Designer” del sistema PME utilizando módulos de programación para el funcionamiento de las mismas. En la figura que se muestra a continuación se pueden observar los módulos (dispositivos) que se utilizaron para el desarrollo de la alarma general de pérdida de comunicación de los puntos de medición.

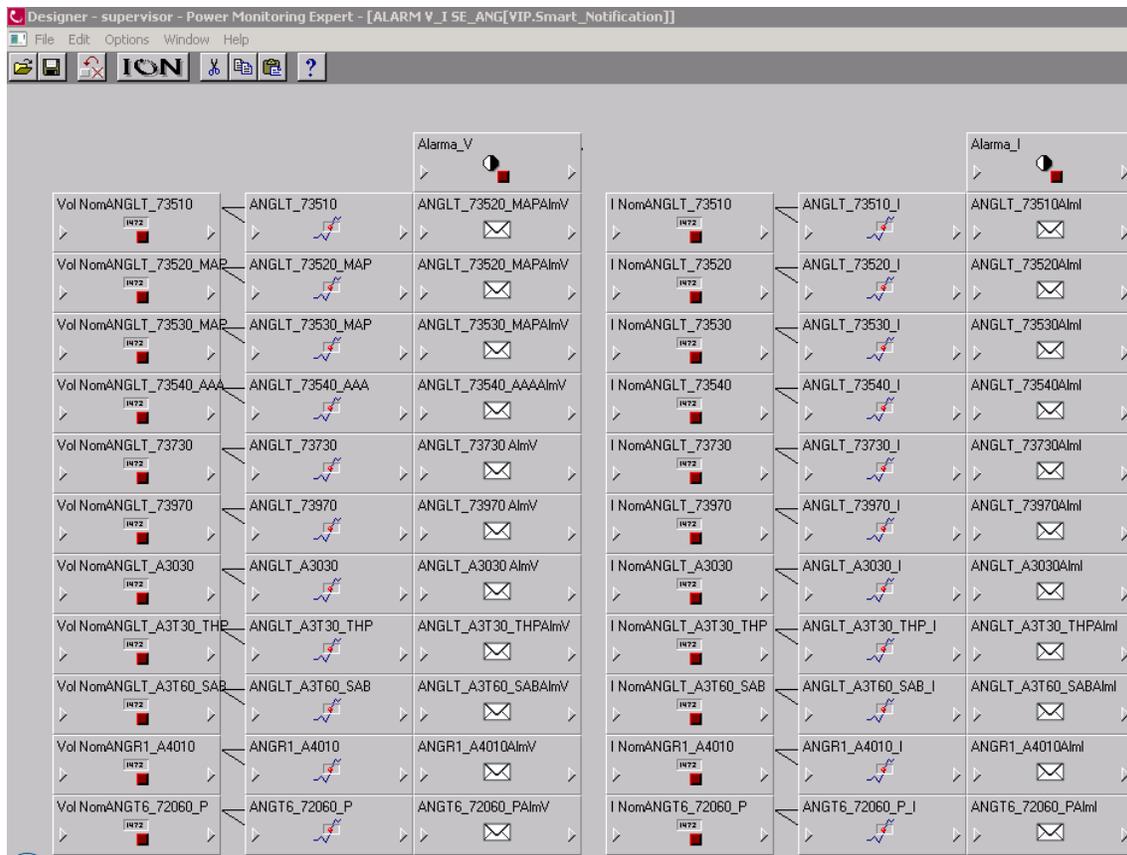


Figura. 5.18 alarmas de variación de tensión y corriente en la aplicación Designer

La implementación de la alarma de variación de tensión es a través del sistema Ion Power Monitoring para que con condiciones particulares como daño por sobre tensión, huecos de tensión, caída de tensión, etc., esta se publique en una pantalla del servidor haciendo una comparación entre la tensión nominal (V_{nom}) y la tensión línea a neutro en tiempo real ($V_{ln\ avg}$) mostrando una alarma visible de color rojo, en condiciones normales se muestra la alarma visible en color verde. Además en condiciones de variación de tensión se envía un mensaje con la información programada vía correo electrónico.

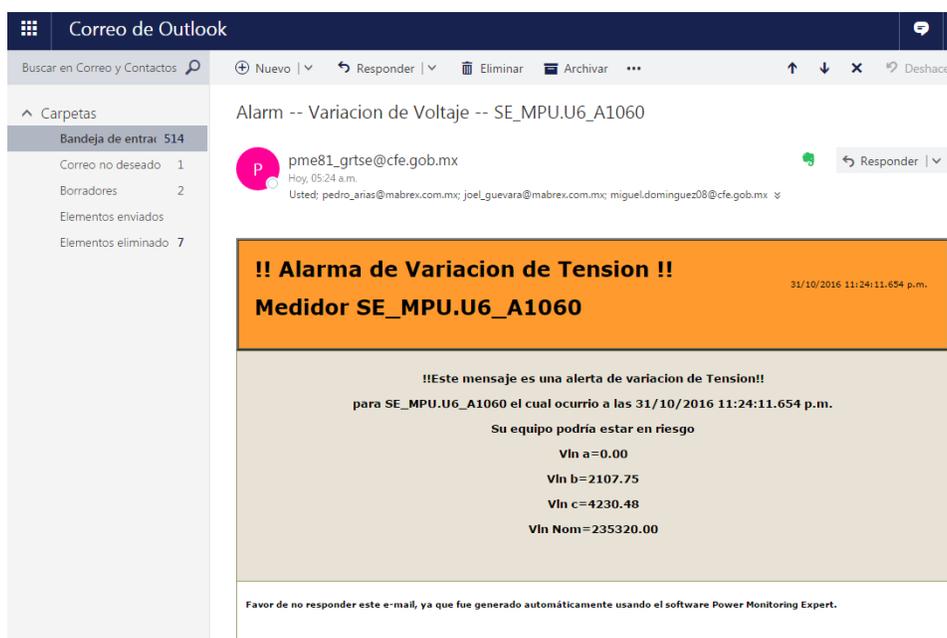
En la figura 5.19 se muestran las alarmas desarrolladas para la variación de tensión de la Zona Malpaso.



**ALARMAS VARIACION DE TENSION
ZONA MALPASO**

SE_MPD	Vln avg	Voltaje Nom	SE_MPU	Vln avg	Voltaje Nom
SE_MPD.AT2_92020	135,774.4	135,650.00	SE_MPU.CTO_4030		797.00
SE_MPD.LT_93930_PEA	135,627.0	135,650.00	SE_MPU.LT_73910_PEA	67,255.7	67,050.00
SE_MPD.LT_93940_PEA	135,796.1	135,650.00	SE_MPU.LT_73930_MEZ	67,232.8	67,050.00
SE_MPD.LT_A3050_MMT	235,081.1	234,900.00	SE_MPU.LT_73940_MMT	67,220.7	67,050.00
SE_MPD.LT_A3150_MMT	234,769.1	233,830.00	SE_MPU.LT_A3060_MID	234,695.0	235,050.00
SE_MPD.LT_A3250_CTS	234,989.5	233,830.00	SE_MPU.LT_A3160_MID	234,943.7	235,320.00
SE_MPD.LT_A3U80_TSP	235,042.9	234,900.00	SE_MPU.RI_AA4010	234,841.2	235,320.00
SE_MPD.LT_A3U90_TSP	234,540.6	233,830.00	SE_MPU.T7_72070	65,850.9	67,050.00
SE_PEA			SE_MPU.U1_A1010	770.3	235,320.00
SE_PEA.LT_73P00	67,124.7	66,750.00	SE_MPU.U2_A1020	817.3	235,320.00
SE_PEA.LT_93910_MZW	0.0	136,150.00	SE_MPU.U3_A1030	2,237.8	235,320.00
SE_PEA.LT_93920_KLV	135,629.9	136,150.00	SE_MPU.U4_A1040	2,992.5	235,320.00
SE_PEA.LT_93930_MPD	135,745.4	136,150.00	SE_MPU.U5_A1050	234,861.6	235,320.00
SE_PEA.LT_93940_MPD	135,752.9	136,150.00	SE_MPU.U6_A1060	2,084.7	235,320.00
SE_PEA.LT_93970_CDD	135,809.0	136,150.00			
SE_PEA.U1_91010	0.0	136,150.00			
SE_PEA.U2_91020	0.0	136,150.00			
SE_PEA.U3_91030	135,825.0	136,150.00			
SE_PEA.U4_91040	1,248.5	136,150.00			

Figura. 5.19 Alarmas de variación de Tensión Zona Malpaso



Correo de Outlook

Alarm -- Variacion de Voltaje -- SE_MPU.U6_A1060

From: pme81_grtse@cfe.gob.mx
 Date: Hoy, 05:24 a.m.
 To: Usted; pedro_arias@mabrex.com.mx; joe_l_guevara@mabrex.com.mx; miguel.dominguez20@cfe.gob.mx

!! Alarma de Variacion de Tension !!
 Medidor SE_MPU.U6_A1060

31/10/2016 11:24:11.654 p.m.

!!Este mensaje es una alerta de variacion de Tension!!
 para SE_MPU.U6_A1060 el cual ocurrió a las 31/10/2016 11:24:11.654 p.m.
 Su equipo podría estar en riesgo

Vln a=0.00
 Vln b=2107.75
 Vln c=4230.48
 Vln Nom=235320.00

Favor de no responder este e-mail, ya que fue generado automáticamente usando el software Power Monitoring Expert.

Figura. 5.20 Mensaje de variación de Tensión

La implementación de la alarma de variación de corriente es a través del sistema Ion Power Monitoring para que en condiciones particulares como caída de corriente, esta se publique en una pantalla del servidor haciendo una comparación entre la corriente nominal (Inom) y la corriente línea a neutro en tiempo real (Iln avg) mostrando una alarma visible de color rojo, en condiciones normales se muestra la alarma visible en color verde. Además en condiciones de variación de corriente se envía un mensaje con la información programada vía correo electrónico.

SE_THP		Iln avg	Corriente Nom
SE_THP.LT_A3T00_LBR_P	✓	200.4	180.57
SE_THP.LT_A3T00_LBR_R	✓	201.4	180.57
SE_THP.LT_A3T30_ANG_P	✓	303.5	293.17
SE_THP.LT_A3T30_LBR_R	✓	304.9	293.17
SE_THP.R1_A4010	✓	106.9	107.37
SE_THP.T1_72010_R	✓	374.0	408.74
SE_THP.T1_72010_P	✓	374.8	408.74

Figura. 5.21 Alarmas de variación de corriente Zona Tapachula

5.7 Sección transferencia de datos al MEM

Este acceso muestra los datos de consumo de energía del día anterior, de los puntos de medición dados de alta al MEM. En la figura 5.22 se observan los puntos de medición divididos por SE's con la información correspondiente.

	PUNTO DE ENTREGA	KWH ENTREGADOS	KWH RECIBIDOS
SE_ANG	LT_73510_SCH	755,343	0
SE_ANG	LT_73520_MAP	289,778	0
SE_ANG	LT_73530_MAP	281,330	0
SE_ANG	LT_73540_AAA	597,696	0
SE_ANG	LT_73730_MAP	468,282	0
SE_ANG	LT_73970_TGD	97,085	798
SE_ANG	T6_72060_P	2,507,662	0
SE_CDD	AT1_72010	987,645	0
SE_CIG	AT1_72010_P	0	1,436,645
SE_CMP	AT1_72010	1,903,754	0
SE_EUR	LT_93190_VMN_P		
SE_EUR	LT_93190_VMN_R		
SE_IPO	LT_73460_FEI_P	0	807,026
SE_IPO	LT_73470_BII_P	0	1,751,447
SE_IPO	LT_73480_BII_P	0	1,388,342
SE_IPO	LT_73490_EDS_P	0	1,096,845
SE_IPO	LT_73500_ERT_P	0	1,233,465
SE_IPO	LT_73510_EZO_P	0	1,041,932
SE_IPO	LT_73520_ESN_P	0	1,093,979
SE_IPO	LT_93030_EODC_P	0	4,317,648
SE_IPO	LT_93030_EODC_R	0	4,319,556
SE_IPO	LT_93040_EOT_P	0	1,410,412
SE_IPO	LT_93040_EOT_R	0	1,410,600
SE_IPO	LT_93090_SUD_P	0	1,626,954
SE_IPO	LT_93090_SUD_R	0	1,626,543
SE_IPO	LT_93130_DEM_P	0	1,120,933
SE_IPO	LT_93140_DED_P	0	2,111,308
SE_IPO	LT_93170_BSD_P	0	1,955,149
SE_IPO	LT_93180_EDP_P	0	2,756,185
SE_JUD	AT1_72010	1,308,532	0
SE_JUD	AT2_72020	1,340,187	0
SE_JUD	LT_73740_CNJ	1,041,118	0
SE_KLV	AT1_72010_P	895,754	0
SE_KLV	AT2_72020_P	882,090	0
SE_KLV	LT_73230_MCD_P	634,840	0
SE_LRS	AT1_72010	673,751	0

Figura. 5.22 Sección transferencia de datos al MEM

5.8 Sección Sistema de información de transporte de energía

En la aplicación de monitoreo Vista se creó el acceso directo a la página del Sistema de Información de transporte de energía donde se puede observar el consumo diario de los puntos de medición dados de alta al MEM.

La finalidad de la sección es para que el usuario tenga acceso de forma inmediata a la página del Sistema de Información de transporte de energía. En la figura 5.23 se puede observar la página del Sistema de Información de Transporte de Energía.



Figura. 5.23 Pagina web de Sistema de Información de Transporte de Energía

6. Conclusiones

6.1 Conclusiones generales

En la GRTSE se contaba con un sistema de monitoreo continuo y de adquisición de las mediciones requeridas para los procesos sustantivos de balance de energía y de Mercado Eléctrico Mayorista. El sistema Power Monitoring Expert tiene la capacidad de cuantificar la energía eléctrica, tanto del proceso interno de CFE, como de Permisionarios, Productores Externos y de exportación – importación.

Ante la búsqueda constante de un mejor funcionamiento del sistema para el cumplimiento de los procesos fue necesario actualizar y complementar las “secciones de información” que del propio sistema, además de desarrollar un sistema de alarmas dedicadas a detectar condiciones anormales de los medidores como la pérdida de comunicación en el enlace de los medidores hacia el sistema; la variación de la tensión y/o de la corriente, pero además de la detección generar reportes de las fallas, la publicación de alarmas en una página vía Ethernet y enviar la información vía correo electrónico a los responsables de los medidores para la correcta toma de decisiones y reforzar la calidad de las mediciones y la confiabilidad de los procesos de envío de información.

6.2 Ventajas del proyecto

Información confiable en los tiempos establecidos del proceso de facturación y el balance de energía basados en el cumplimiento administrativo y legal.

Supervisión del comportamiento de la red eléctrica en condiciones estables y transitorias, y para la planeación, diseño y operación del Sistema Eléctrico Nacional

Conocimiento de las pérdidas de energía reales bajo diferentes condiciones del Sistema Eléctrico Nacional, establecer estrategias para el abatimiento de las mismas.

Cumplimiento de las normativas y reglamentos establecidos por CFE, basados en normas nacionales e internacionales.

Prevención de daño de los equipos primarios, y respaldo para el análisis y la validación de magnitudes eléctricas de operación de los sistemas de medición.

6.3 Experiencia adquirida

En el proceso de la Residencia profesional tuve la oportunidad de pertenecer a la empresa Comisión Federal de Electricidad que en el país es de gran relevancia. Aprendí sobre las actividades que se realizan en la subgerencia de protección y medición, al igual que las labores que se realizan diariamente en el departamento de Medición, teniendo en cuenta que la responsabilidad, eficiencia, dedicación, lealtad y compromiso son los factores más importantes que se deben tomar en cuenta para realizar un buen trabajo.

En este proceso tuve la oportunidad de conocer y aprender cómo se llevan a cabo los procesos del departamento de medición de esta empresa. Al igual que tuve la oportunidad de interactuar y compartir ideas, con el personal de la empresa y participar en toma de decisiones. Aprendí a convivir en un ambiente de trabajo, a esforzarme para lograr mis objetivos y dar lo mejor de mí, de igual forma a darle un valor muy significativo a este proceso de Residencia profesional ya que no solo me sirve para obtener mi certificado de educación superior, sino que es una experiencia única que me sirve para mi formación académica y crecimiento personal.

También gracias a las facilidades de la empresa aprendí a utilizar las aplicaciones de programación Designer y monitoreo Vista del Sistema PME, conocer el proceso de monitoreo que se realiza en el departamento de medición para la correcta transferencia de datos de energía para el Mercado Eléctrico Mayorista y conocer el proceso de transferencia de datos de información de la GRTSE.

7. Referencias Bibliográficas

User guide Power Monitoring Expert, Schneider Electric

Sistema de monitoreo GRTSE, Power Monitoring Expert, Schneider Electric

Actividades especialidad de medición y Metrología, Gerencia Regional de Transmisión Sureste, Comisión Federal de Electricidad

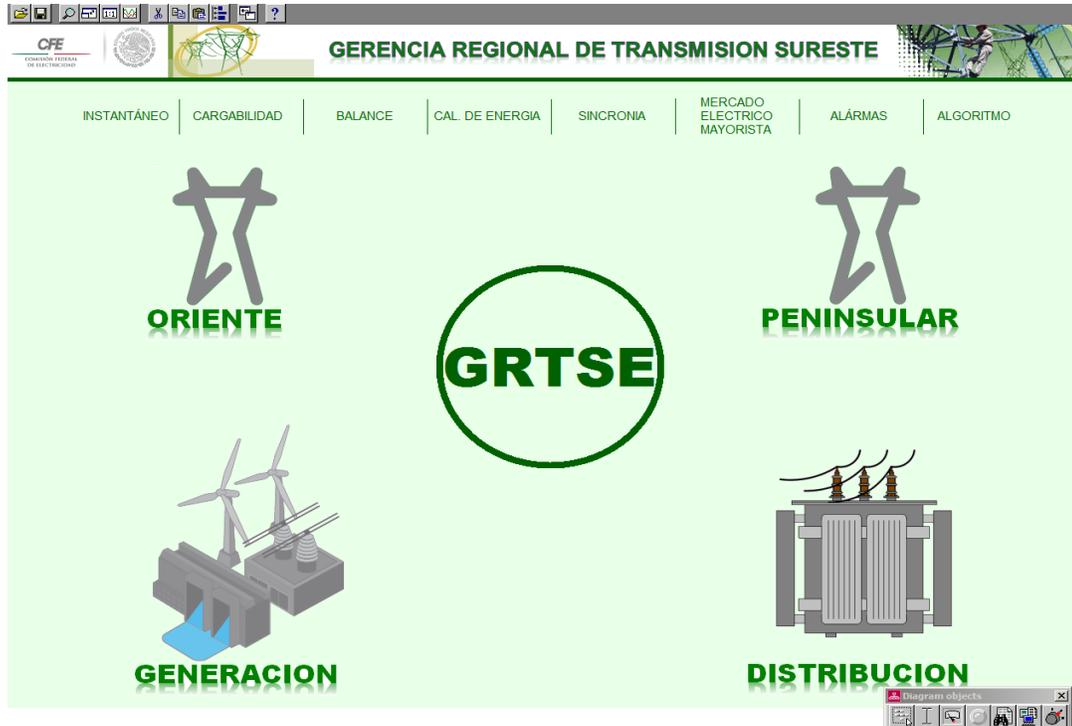
http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/CFE_y_la_electricidad_en_Mexico/Paginas/CFEylaelectricidadMexico.aspx

Mercado eléctrico Mayorista, subdirección de transmisión, Comisión Federal de Electricidad

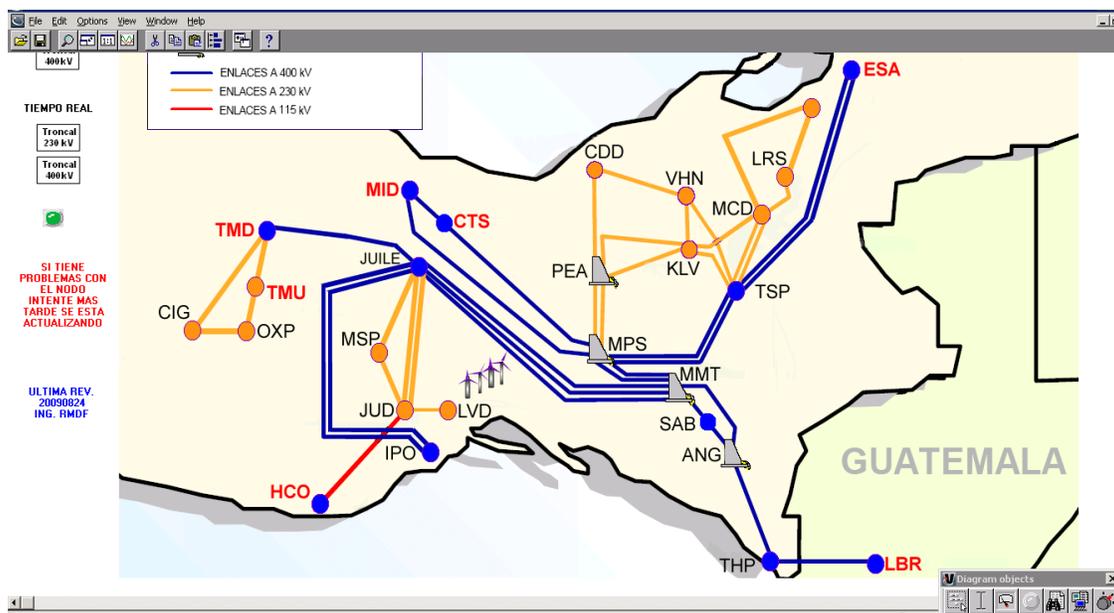
<http://pk000.cfemex.com/cfe/>

8. Anexos

Anexo 1 Pantalla principal en Vista PME (anterior)



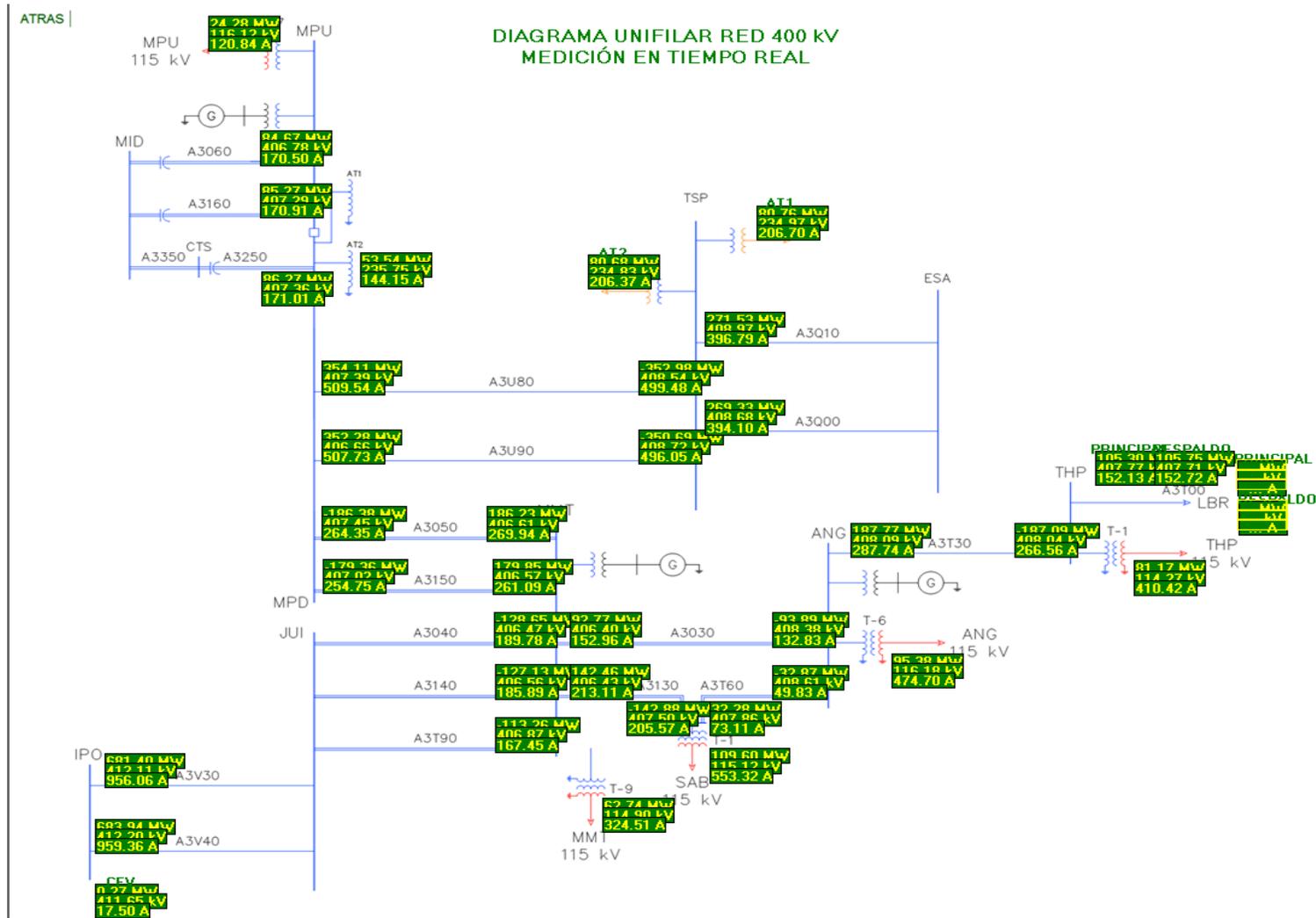
Anexo 2: Mapa geográfico de la GRTSE (anterior)



Anexo 3. Sección de cargabilidad (anterior)



Anexo 5. Red Troncal de Transmisión Sureste de 400 kV (anterior)



Anexo 6. Interfaz de congelados (anterior)

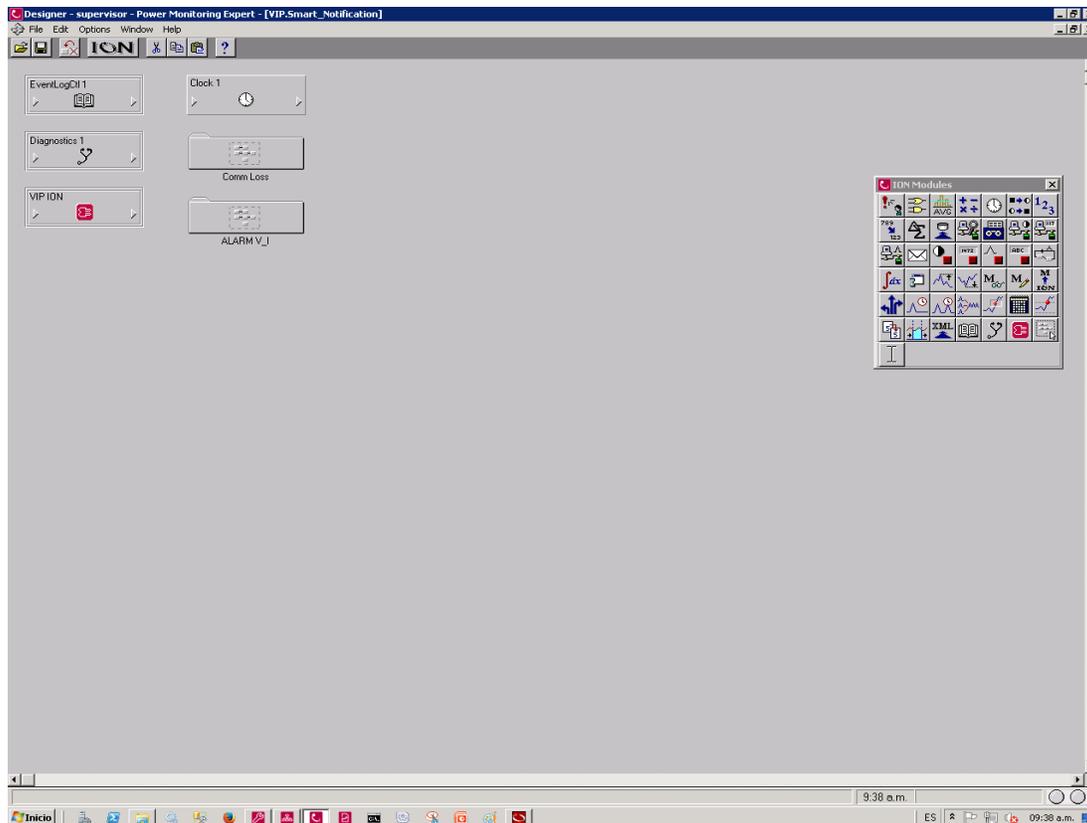
File Edit Options View Window Help

ATRAS | **CONGELADOS ZT MALPASO**

SE MALPASO DOS	MES ANTERIOR		HORA ANTERIOR	
	kWh Entregados	kWh Recibidos	kWh Entregados	kWh Recibidos
T2-92020	264.860.416	337.831	176.092	0
PEA-93930	47.374.464	29.350	87.189	0
PEA-93940	130.777.530	140.539	90.233	0
MMT-A3060	1.019.845	214.355.488	16.613	0
MMT-A3150	377.343	219.333.532	0	356.743
CTS-A3250	47.673.752	20.965.846	32.662	0
TSP-A3090	262.810.884	7	417.356	0
TSP-A3090	262.839.072	0	414.592	0
SE MALPASO UNO				
T7-72070	18.433.270	3	22.639	0
CTO-4030	241.673	0	318	0
PEA-73910	13.724.859	5.075	18.836	0
MEZ-73930	15.287.382	1.673	16.613	0
MMT-73940	128.035	12.705.205	0	13.225
MID-A3060				
MID-A3160	44.237.184	21.810.260	28.111	0
GN-U1	42.973.052	32	0	0
GN-U2	54.304.252	110	0	0
GN-U3	33.574.388	80	131.430	0
GN-U4	63.853.702	52	131.508	0
GN-U5	60.894.880	219.438	0	0
GN-U6	62.823.476	617.577	132.368	0
SE PEÑITAS				
GN-U1	41.089.120	0	53.994	0
GN-U2	41.985.708	1	54.083	0
GN-U3	45.289.368	33	0	0
GN-U4	11.031.590	31	0	0
KLV-93910	52.810.202	0	110.573	0
KLV-93920	62.991.500	17	89.146	0
MPD-93930	28.756	47.246.220	0	87.056
MPD-93940	34.292	44.527.652	0	88.590
CDD-93970	70.935.568	27	82.714	0
73P00				

Diagram objects

Anexo 7 Interfaz de la aplicación de programación Designer



Anexo 8 Interfaz de la sección alarmas en Vista PME (anterior)



ALARMAS

ATRAS

DAR CLICK EN EL BOTON INDICADOR PARA ACCEDER A LA SUBESTACIÓN ALARMADA

AUSENCIA DE VOLTAJE

CIENEGA	
OAXACA POTENCIA	
MATIAS POTENCIA	
JUCHITAN DOS	
LA VENTA DOS	
IXTEPEC POTENCIA	
MALPASO	
CÁRDENAS DOS	
VILLAHERMOSA NORTE	
KILOMETRO VEINTE	
MACUSPANA DOS	
LOS RIOS	
TABASCO POTENCIA	
MANUEL MORENO TORRES	
EL SABINO	
ANGOSTURA	
TAPACHULA POTENCIA	

AUSENCIA DE CORRIENTE

CIENEGA	
OAXACA POTENCIA	
MATIAS POTENCIA	
JUCHITAN DOS	
LA VENTA DOS	
IXTEPEC POTENCIA	
MALPASO	
CÁRDENAS DOS	
VILLAHERMOSA NORTE	
KILOMETRO VEINTE	
MACUSPANA DOS	
LOS RIOS	
TABASCO POTENCIA	
MANUEL MORENO TORRES	
EL SABINO	
ANGOSTURA	
TAPACHULA POTENCIA	

FALLA DE COMUNICACIÓN

CIENEGA	
OAXACA POTENCIA	
MATIAS POTENCIA	
JUCHITAN DOS	
LA VENTA DOS	
IXTEPEC POTENCIA	
MALPASO	
CÁRDENAS DOS	
VILLAHERMOSA NORTE	
KILOMETRO VEINTE	
MACUSPANA DOS	
LOS RIOS	
TABASCO POTENCIA	
MANUEL MORENO TORRES	
EL SABINO	
ANGOSTURA	
TAPACHULA POTENCIA	

8.1 Listado de figuras

Figura. 1.1 Diagrama a bloques del proceso

Figura. 1.2 Diagrama a bloques del funcionamiento del proceso

Figura. 2.1 Mapa de localización de la GRTSE

Figura. 2.2 Mapa de la localización de La GRTSE

Figura. 2.3 Organigrama de la GRTSE

Figura. 3.1 sistema de medición

Figura. 3.2 medidor ION

Figura. 3.3 Confiabilidad del sistema de medición

Figura. 3.4 Power Monitoring Expert

Figura. 4.1 Interfaz de Vista

Figura. 5.1 Pantalla principal sistema PME

Figura. 5.2 Mapa geográfico de la GRTSE

Figura. 5.3 diagrama unifilar SE MMT

Figura. 5.4 Sección cargabilidad para bancos

Figura. 5.5 Cargabilidad de bancos de Transmisión zona Istmo

Figura. 5.6 Datos históricos y gráfica

Figura. 5.7 Sección cargabilidad para líneas

Figura. 5.8 Cargabilidad de líneas de Transmisión Zona Villahermosa

Figura. 5.9 Sección de medición instantánea

Figura. 5.10 Diagrama unifilar red de Transmisión 230 kV

Figura. 5.11 Diagrama unifilar red de Transmision 400 kV

Figura. 5.12 Sección balance de energía

Figura. 5.13 Congelados zona ISTMO

Figura. 5.14 Alarma de perdida de comunicación en la aplicación Designer

Figura. 5.15 Sección alarmas

Figura. 5.16 Alarmas de comunicación Zona ISTMO

Figura. 5.17 Mensaje de perdida de comunicación

Figura. 5.18 alarmas de variación de tensión y corriente en la aplicación Designer

Figura. 5.19 Alarmas de variación de voltaje Zona Malpaso

Figura. 5.20 Mensaje de variación de Tensión

Figura. 5.21 Alarmas de variación de corriente Zona Tapachula

Figura. 5.22 Sección transferencia de datos al MEM

Figura. 5.23 Pagina web de Sistema de Información de Transporte de Energía

8.2 Listado de tablas

Tabla. 4.1 Componentes de la interfaz de Vista

Tabla. 4.2 Barra de herramientas

Tabla. 4.3 Zonas de Transmisión y Subestaciones Eléctricas de la GRTSE

8.3 Listado de siglas

CFE: Comisión Federal de Electricidad

PME: Power Monitoring Expert

LAMSE: Laboratorio de Metrología Secundario

GRTSE: Gerencia Regional de Transmisión Sureste

SE's: Subestaciones Eléctricas

LT's: Líneas de Transmisión

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista

CRE: comisión reguladora de energía

CENACE: Centro Nacional de Control de Energía

GRTNT: Gerencia Regional de Transmisión Norte

GRTNE: Gerencia Regional de Transmisión Noreste

Subgerencia de PM: Subgerencia de Protección y Medición

Subgerencia de SL: Subgerencia de Subestaciones y Líneas

Subgerencia de CT: Subgerencia de Control

Subgerencia de CM: Subgerencia de Comunicación