



UNIVERSIDAD MICHOCANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

“REPORTE DE EXPERIENCIA LABORAL EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA,
DENTRO DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD,
PROCESO DE TRANSMISIÓN”

Que para obtener el Título de Ingeniero Electricista
Presenta:

Rafael Tafolla Alcalá

Asesor:
Ing. Gustavo Saucedo Zavala

Morelia, Mich. Mayo del 2021

RESUMEN:

El presente trabajo, consiste en dar a conocer el desempeño y las actividades desarrolladas como profesionista en la industria eléctrica dentro de la empresa Comisión Federal de Electricidad en el Departamento de Protección y Medición, perteneciente a la Zona de Transmisión Lázaro Cárdenas, desempeñando las funciones de Jefe de Oficina y actualmente Jefe de Departamento, dando a conocer el campo de acción así como el desarrollo de las actividades del balance energético de la red eléctrica de la zona y el mantenimiento a los equipos a responsabilidad.

Palabras clave: Sistema Eléctrico de Potencia, equipo primario, mantenimiento, relevadores, medición.

Abstract:

This work consists in publicize the performance and activities carried out as a professional in the electrical industry within the company Federal Electricity Commission in the Department of Protection and Measurement, belonging to the Lazaro Cardenas Transmission Zone, performing the functions of Head of Office and currently Head of Department, publicize the field of action as well as the development of the activities of the energy balance of the electricity grid of the area and maintenance to teams at responsibility.

DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTOS:

A la memoria de mi madre María Elena Dalila y mi hermano Uriel Edgardo que siempre están en mi corazón.

Doy gracias a mi esposa Ma. Elena por su amor y cariño en todo momento y su compañía en las buenas y en las malas.

A mis hijos Arantza Itzel y Alejandro quienes son la luz de mis ojos y la fortaleza para no rendirme jamás.

A mi padre Rafael por su dedicación y enseñanzas para que sus hijos sean personas de bien.

A mi hermano Erick Humberto que aun con la distancia siempre contará con mi apoyo.

A todos los que intervinieron en mi formación dentro de la Facultad de Ingeniería Eléctrica hasta este momento.

OBJETIVO GENERAL

Como objetivo del proceso de Transmisión, dentro de la Comisión Federal de Electricidad, se tiene el de garantizar el servicio público de transporte de energía eléctrica asegurando su acceso, en condiciones de disponibilidad, eficiencia, calidad, confiabilidad y continuidad, mediante el aprovechamiento de la capacidad de la Red Nacional de Transmisión, para nuestro caso, en el ámbito de la Zona de Transmisión Lázaro Cárdenas.

Para lo anterior, se ha desarrollado un Plan Estratégico de Mantenimiento, Modernización y Puesta en Servicio de los Esquema de Protección, Medición, Control y Supervisión de los equipos instalados en las diferentes Subestaciones de la región. Para el caso de este trabajo, desarrollaremos lo correspondiente al mantenimiento, dejando de lado la modernización y puesta en servicio.

ÍNDICE

Portada.....	1
Resumen.....	2
Dedicatoria y Agradecimientos.....	3
Objetivo General.....	4
Índice.....	5
Lista de figuras.....	7
Lista de tablas.....	7
Lista de fotografías.....	8
Capítulo 1 Antecedentes del proceso de Transmisión.....	9
1.1 Gerencia Regional de Transmisión Occidente.....	9
1.2 Zona de Transmisión Lázaro Cárdenas.....	9
1.2.1 Estructura organizacional.....	11
1.2.2 Departamento de Protección y Medición.....	12
1.2.3 Infraestructura e instalaciones.....	13
Capítulo 2 Elementos en una subestación.....	16
2.1 Equipo eléctrico primario.....	16
2.2 Elementos de protección, medición, control y supervisión.....	21
2.2.1 Elementos de protección.....	21
2.2.2 Elementos de medición.....	22
2.2.3 Elementos de control y supervisión.....	23
Capítulo 3 Actividades a desarrollar en los elementos de medición.....	26
3.1 Sistema de medición.....	26
3.1.1 Objetivo.....	26
3.1.2 Equipamiento requerido.....	26
3.1.3 Operación de sistema de medición.....	29
3.1.4 Mantenimiento del sistema de medición.....	31
3.1.5 Atención a fallas.....	31
3.2 Balance de energía.....	32
3.2.1 Objetivo.....	32
3.2.2 Procedimiento. Desarrollo de actividades para el balance de energía.....	32

Capítulo 4 Actividades para los esquemas de protección, control y Supervisión.....	38
4.1 Introducción.....	38
4.2 Objetivo y evolución del mantenimiento.....	38
4.3 Modelo del sistema de mantenimiento basado en confiabilidad.....	39
4.3.1 Confiabilidad de sistemas y equipos.....	39
4.3.2 Confiabilidad humana.....	43
4.4 Procedimiento. Desarrollo de actividades del mantenimiento.....	44
4.4.1 Clasificación de los sistemas y esquemas para EPMCS.....	44
4.4.2 Periodicidad del mantenimiento a EPMCS.....	46
4.4.3 Resumen de las actividades del mantenimiento a EPMCS....	49
4.4.4 Formatos utilizados para las actividades del mantenimiento a EPMCS.....	51
4.4.5 Elaboración de reportes mensuales para EPMCS.....	54
Capítulo 5 Conclusiones.....	56
Bibliografía.....	57

Lista de figuras

- Fig. 1 Ambito gerográfico de la Gerencia Regional de Transmisión Occidente y sus 8 Zonas de Transmisión.....
- Fig. 2 Organigrama de la Gerencia Regional de Transmisión Occidente y la Zona de Transmisión Lázaro Cárdenas
- Fig. 3 Monitoreo en línea de los activos de transmisión
- Fig. 4 Formato de prueba para transformadores de corriente
- Fig. 5 Formato de prueba para transformadores de potencial
- Fig. 6 Pantalla para configuración de los parámetros del medidor marca SEL (parcial)
- Fig. 7 Diagrama esquemático del Sistema de Medición
- Fig. 8 Reporte de mediciones con ayuda de la aplicación informática
- Fig. 9 Representación de los flujos de energía entre procesos
- Fig. 10 Representación gráfica del balance de energía
- Fig. 11 Formatos 01 y 02 para registro de punto de entrega y punto de medición
- Fig. 12 Formato 03 para registro de intercambio de energía
- Fig. 13 Formato 04 para registro de energías mensual entre Transmisión y Generación
- Fig. 14 Formato 05 para registro del porciento de pérdidas del proceso de Transmisión
- Fig. 15 Características del MBC
- Fig. 16 Características de los tipos del MBC
- Fig. 17 Actividades del Mantenimiento Predictivo
- Fig. 18 Proceso constructivo para la Confiabilidad Humana
- Fig. 19 Imagen de la hoja de cálculo de excel para cálculo del factor de periodicidad del mantenimiento
- Fig. 20 Imagen de Formatos para mantenimiento (sólo como ejemplo ilustrativo)
- Fig. 21 Formato para seguimiento al programa de mantenimiento

Lista de tablas

- Tabla 1. Número y su descripción de los relevadores de protección (parcial) de acuerdo a la Norma IEEE C37.2-2008
- Tabla 2. Relación de actividades genéricas de mantenimiento
- Tabla 3. Factores de impacto para definir la periodicidad, datos que se incluyen en el algoritmo de cálculo
- Tabla 4. Actividades para cada tipo de mantenimiento
- Tabla 5. Relación de formatos de prueba

Lista de fotografías

- Foto 1. Vista aérea de la Subestación Villita
- Foto 2. Vista aérea de la Subestación Pitirera
- Foto 3. Vista aérea de la Subestación Lázaro Cárdenas Potencia
- Foto 4. Estructura correspondiente a una línea de transmisión
- Foto 5. Interruptores de potencia en una subestación eléctrica
- Foto 6. Banco de transformación en una subestación eléctrica
- Foto 7. Banco de reactores en una subestación eléctrica
- Foto 8. Transformador de corriente
- Foto 9. Transformador de potencial
- Foto 10. Gabinetes con relevadores de protección
- Foto 11. Gabinete con medidores de energía

Capítulo 1 ANTECEDENTES DEL PROCESO DE TRANSMISIÓN

1.1 GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISIÓN OCCIDENTE

- 1994

Con fundamento en la Ley del Servicio de Energía y su Reglamento, la Subdirección de Producción se divide en Subdirección de Generación y Subdirección de Transmisión, Transformación y Control; en donde se formaliza la estructura orgánica del Proceso de Transmisión y Transformación, con la finalidad de contar con una organización de acuerdo a las necesidades y requerimientos para atender la Red Nacional de Energía Eléctrica.

- 1995

Mediante convenio CFE-SUTERM 86/95 se acuerda la nueva estructura del Area de Transmisión y Transmformación Occidente.

- 2003-2009

Se publica en el Diario Oficial de la Federación las reformas al Estatuto Orgánico de la Comisión Federal de Electricidad, determinando cambiar la denominación de las Areas de Transmisión y Transformación, quedando como Gerencias Regionales de Transmisión.

Con el convenio CFE-SUTERM 18/2008, acuerdan crear la Subárea de Transmisión y Transformación Lázaro Cárdenas.

- 2010

Se cambian las denominaciones de las Subáreas de Transmisión a Zonas de Transmisión, con la finalidad de contar con una organización alineada a la Subdirección de Transmisión.

1.2 ZONA DE TRANSMISIÓN LÁZARO CÁRDENAS

La Zona de Transmisión Lázaro Cárdenas, en coordinación con la Gerencia Regional de Transmisión Occidente así como de todas las Zonas de Transmisión que la conforman, brindan el servicio de transmisión de la energía eléctrica producida por las Centrales Generadoras de la CFE, así como la de los Productores Independientes. Esta energía eléctrica se proporciona a las subestaciones eléctricas del proceso de Distribución, que suministra a los usuarios finales, lo anterior coordinado por el Centro Nacional de Control de Energía.

Para mantener el servicio con confiabilidad en la Red Nacional de Transmisión, se requiere mantener el sistema de transporte de energía eléctrica en condiciones de disponibilidad, continuidad y seguridad en la red de 400, 230 y 115 kilovolts (kV), mediante la operación, mantenimiento y modernización de la red de la Gerencia Regional de Transmisión Occidente (GRTOC) y sus 8 zonas de Transmisión. En la figura 1 se muestran los estados de la República Mexicana con los que se conforma la Gerencia Regional de Transmisión Occidente y la parte en rojo que le corresponde a la Zona de Transmisión Lázaro Cárdenas.



Fig. 1 Ambito geográfico de la Gerencia Regional de Transmisión Occidente y sus 8 Zonas de Transmisión.

1.2.1 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

Mediante convenio entre la CFE y el SUTERM, en el año 2008 se acuerda crear la Zona de Transmisión Lázaro Cárdenas, atendiendo a las áreas geográficas de Lázaro Cárdenas e Infiernillo; con este convenio se formaliza con su propia estructura orgánica y se establecen 6 departamentos operativos de acuerdo a como se muestra en la figura 2.

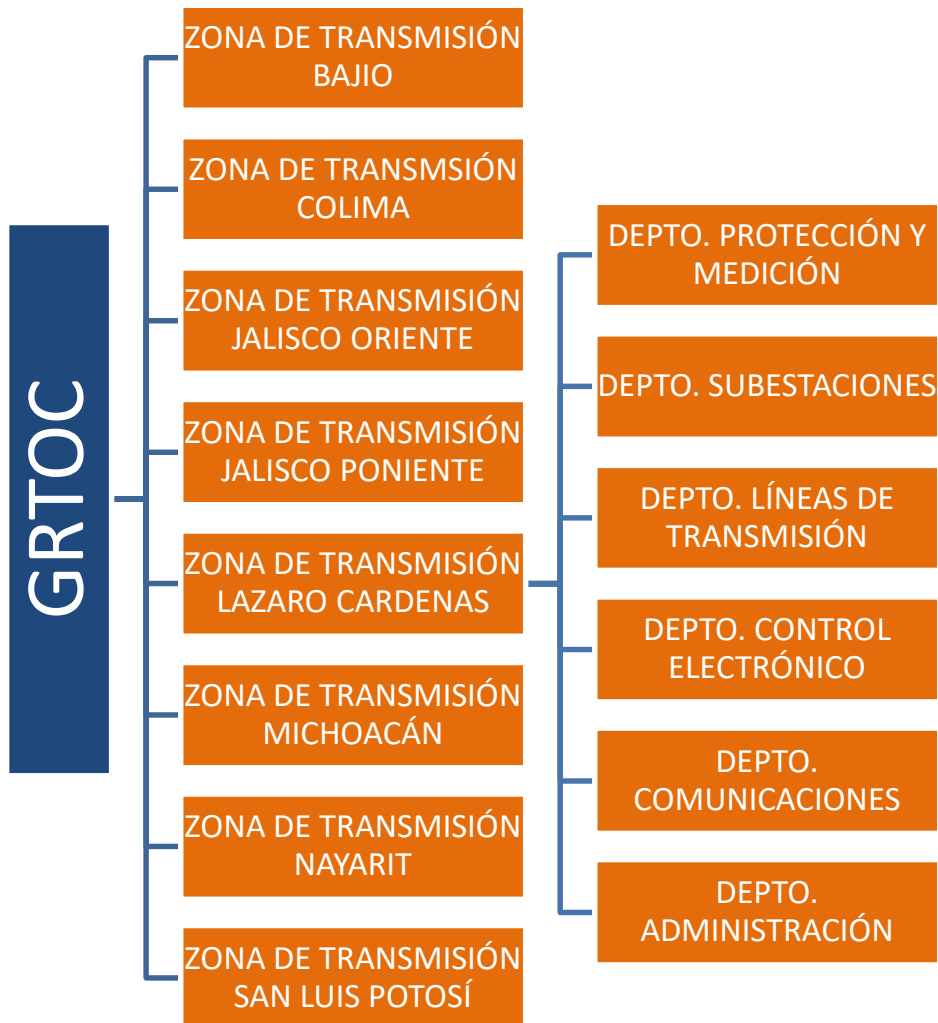


Fig. 2 Organigrama de la Gerencia Regional de Transmisión Occidente y la Zona de Transmisión

1.2.2 DEPARTAMENTO DE PROTECCIÓN Y MEDICIÓN

De acuerdo con el MANUAL DE ORGANIZACIÓN DE LA GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISIÓN OCCIDENTE en el que establece la estructura orgánica, el organigrama y funciones de los diferentes departamentos operativos que la conforman, para el caso del Departamento de Protección y Medición de la Zona de Transmisión Lázaro Cárdenas podemos señalar lo siguiente:

- Dar cumplimiento a los objetivos a corto, mediano y largo plazo, aplicables a la especialidad , para establecer actividades y programas que garanticen la disponibilidad de la Red Eléctrica de Potencia en el ámbito de la Zona.
- Dar cumplimiento a la normativas establecida para la especialidad en protección y medición de las instalaciones y equipos de la Zona, así como los planes estratégicos asociados al sistema, con objeto de consolidar los proyectos que garanticen la continuidad del servicio.
- Vigilar los aspectos técnicos realizados por el personal operativo de Protección y Medición, controlando la operación y mantenimiento del equipo de la especialidad, a fin de asegurar la continuidad del servicio de energía eléctrica.
- Dar cumplimiento a la normalización sobre aspectos generales de ingeniería eléctrica, nuevas especificaciones o modernizaciones a las actuales, tanto de equipos, sistemas e instalaciones inherentes a la especialidad.
- Verificar las condiciones de los esquemas de protección y medición en las instalaciones de la Zona a fin de evaluar su funcionamiento y mantenimiento.
- Realizar en el análisis de fallas, de comportamiento de los esquemas de protección y medición, a fin de aplicar las medidas preventivas o correctivas en el ámbito de la especialidad.
- Realizar y analizar el balance de energía para detectar desviaciones y dar seguimiento a los ajustes de valores presentados sobre lecturas de medición realizadas mes a mes.

1.2.3 INFRAESTRUCTURA E INSTALACIONES

Dentro de la región que conforma a la Zona de Transmisión Lázaro Cárdenas, en lo que se refiere a infraestructura eléctrica, se tienen varias instalaciones generadoras así como subestaciones de potencia para el suministro de energía hacia el centro y occidente del país principalmente.

- SUBESTACIÓN VILLITA

Esta subestación data desde el año de 1974 y fue construida junto con la Central Hidroeléctrica La Villita. Foto 1. La subestación está constituida por un autotransformador de potencia con capacidad de 100 MVA's y relación de voltaje de 230/115/13.8 kV's, cinco bahías de líneas de transmisión de 230 kV's que enlazan a otras subestaciones de transmisión y clientes externos, cuatro bahías de líneas de subtransmisión de nivel de tensión de 115 kV's que enlacen a subestaciones del proceso de distribución y cuatro bahías que son la acometida en el área de 230 kV de las cuatro unidades generadoras de la central hidroeléctrica, cada una de ellas de una capacidad de 80 MVA's.



Foto 1. Vista aérea de la Subestación Villita.

- SUBESTACIÓN PITIRERA

Esta subestación data del año de 1964 y de la misma manera fué construida junto con la Central Hidroeléctrica Infiernillo. Foto 2. La subestación está constituida por dos autotransformadores de potencia con capacidad de 180 MVA's y relación de voltaje de 400/230/34.5 kV's cada uno, cinco bahías de líneas de transmisión de nivel de tensión de 400 kV's y dos bahías de líneas de transmisión de nivel de tensión de 230 kV's que enlazan a otras subestaciones de transmisión, tres bancos de reactores de 75 MVAR y seis bahías que son la acometida en el área de 400 kV's de las seis unidades generadoras de la central hidroeléctrica, cada una de ellas de una capacidad de 200 MVA's.

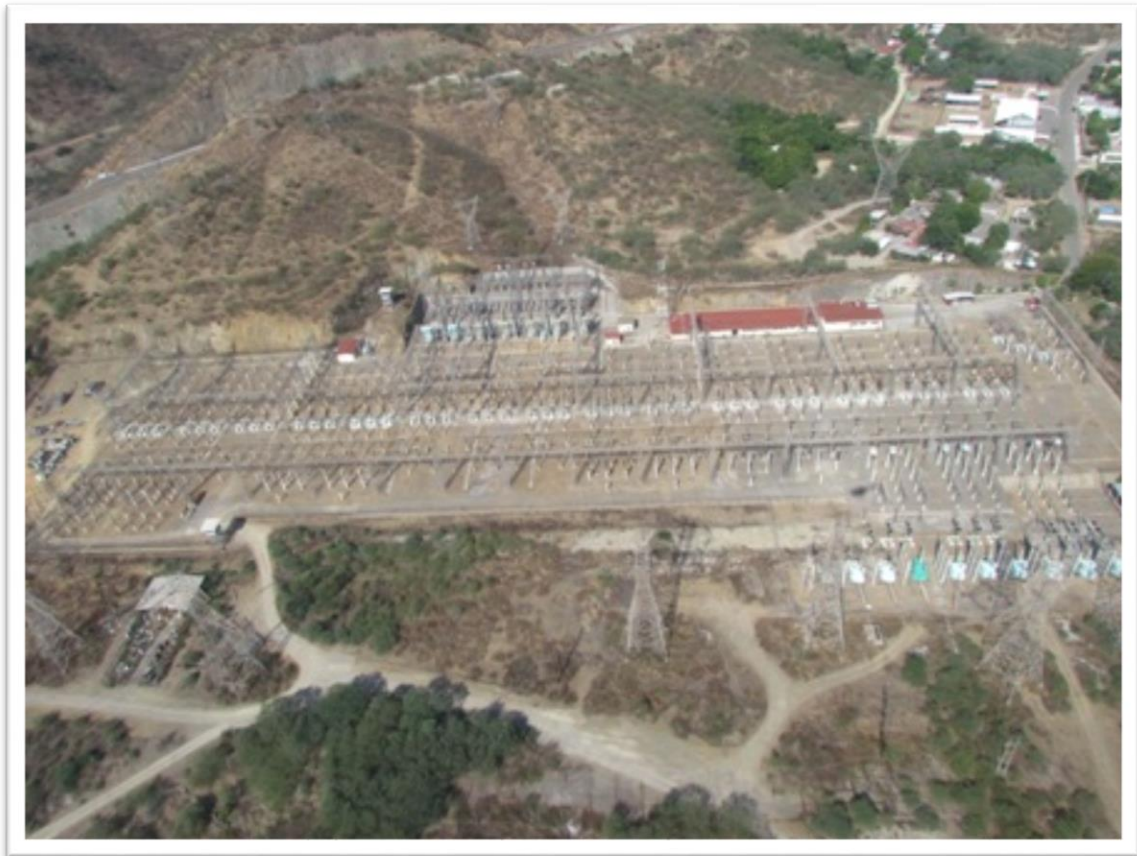


Foto 2. Vista aérea de la Subestación Pitirera.

- SUBESTACIÓN LÁZARO CÁRDENAS POTENCIA

Esta subestación data del año 1982 y de un inicio la energía que transmitía era para abastecer a la industria siderúrgica de la zona, actualmente es una de las mas importantes de la región al ser la receptora de la generación producida por la Central Termoeléctrica Presidente Plutarco Elías Calles (Petacalco). Foto 3. La subestación está constituida por cinco bancos de transformación, tres de capacidad de 375 MVA's, nivel de tensión 400/230 kilovolts; dos de capacidad de 100 MVA's, nivel de tensión 230/115 kilovolts; cuatro bahías de líneas de transmisión de 400 kilovolts, ocho bahías de línea de 230 kilovolts y cuatro bahías de líneas de 115 kilovolts, además de las siete bahías para las acometidas de las unidades de la Central Petacalco, que cuenta con una capacidad de generación de 2780 MW's.



Foto 3. Vista aérea de la Subestación Lázaro Cárdenas Potencia.

Capítulo 2 ELEMENTOS EN UNA SUBESTACIÓN

INTRODUCCIÓN

Las subestaciones son los componentes de los sistemas de potencia en donde se modifican los parámetros de tensión y corriente, sirven además de puntos de interconexión para facilitar la transmisión y distribución de energía eléctrica. Para esto se requiere de equipamiento de diferentes características operativas para llevar a cabo la función de la transmisión de la energía eléctrica, estos son los equipos eléctricos primarios, elementos de protección, de medición y de control y supervisión.

2.1 EQUIPO ELÉCTRICO PRIMARIO

A todo el equipamiento de las subestaciones de transmisión que se utilizan para llevar a cabo el suministro de energía eléctrica, se les conoce como Equipo Eléctrico Primario (EEP), los cuales se enlistan a continuación:

- Líneas de Transmisión. Foto 4.- La línea de transmisión es el elemento de la red mas propenso a fallas, debido a que se encuentra mas expuesto por su longitud; el resto de los equipos también se encuentran expuestos pudiendo afectar el suministro de energía. Algunas de las causas que pudieran ocasionar una condición anormal en el Sistema Eléctrico de Potencia son:
 - Sobrecarga en los elementos de sistema
 - Cortocircuito
 - Falla de aislamiento
 - Arcos eléctricos por efectos de la contaminación
 - Vandalismo y errores humanos



Foto 4. Estructura correspondiente a una línea de transmisión.

- Interruptores de Potencia. Foto 5.- Es el equipo encargado de desconectar una carga o una parte del sistema eléctrico, tanto en condiciones de operación normal como puede ser el caso para realizar algún tipo de mantenimiento o en condición de cortocircuito (falla eléctrica) accionado por la señal de un relevador de protección.



Foto 5. Interruptores de potencia en una subestación eléctrica.

- Bancos de Transformadores. Foto 6.- En las centrales generadoras los voltajes son relativamente bajos por razones técnicas (enfriamiento, tamaño, aislamiento). No resulta económico transportar grandes bloques de energía a grandes distancias a las tensiones de generación, ya que las caídas de voltaje y pérdidas serían excesivas, por lo que en las subestaciones se utilizan los bancos de transformación para elevar a niveles de voltaje convencionales para la transmisión de energía, así como también en los centros de consumo deberá reducirse a un valor conveniente.



Foto 6. Banco de transformación en una subestación eléctrica.

- Bancos de Reactores. Foto 7.- Para controlar el voltaje en líneas de 400 kilovolts se instalan en derivación, bancos de reactores con reactor de neutro para el caso de líneas con disparo y recierre monopolar.



Foto 7. Banco de reactores en una subestación eléctrica.

- Transformadores de Instrumentos.- De los equipos más importantes en la aplicación de los elementos de protección, medición, control y supervisión son los transformadores de instrumentos, llamados así porque su aplicación es exclusiva para propósitos de protección, medición y/o registro de los sistemas de potencia mediante instrumentos; existen dos tipos básicos:

- Transformadores de Corriente (TC's). Foto 8.

Se define como un instrumento transformador en el que la corriente secundaria es sustancialmente proporcional a la corriente primaria. Esto es reducir en forma proporcional los valores de corriente del sistema de potencia, para que mediante los instrumentos y un multiplicador se conozcan los valores reales primarios, además de proveer una corriente baja que no represente un peligro para el personal ni para los equipos.

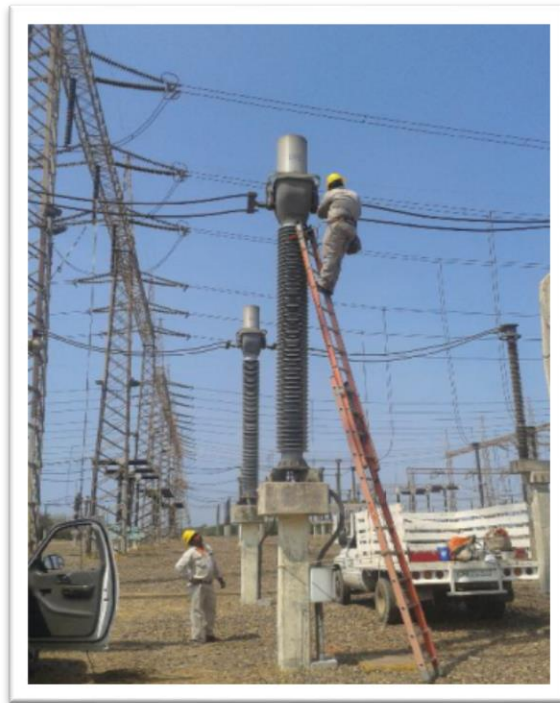


Foto 8. Transformador de corriente.

- Transformadores de Potencial (TP's). Foto 9.

Se define como un instrumento transformador en el que el voltaje secundario es sustancialmente proporcional al voltaje primario. Esto es reducir en forma proporcional los valores de voltaje del sistema de potencia, para que mediante los instrumentos y un multiplicador se conozcan los valores reales primarios, además de proveer un voltaje bajo que no represente un peligro para el personal ni para los equipos.



Foto 9. Transformador de potencial.

2.2 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN, CONTROL Y SUPERVISIÓN

Para estar en condiciones de proporcionar el suministro de energía eléctrica en condiciones de calidad, eficiencia y seguridad, se cuenta con los elementos de protección, medición, control y supervisión.

2.2.1 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN

Para que el Sistema Eléctrico de Potencia opere en forma adecuada, se requiere de un sistema de protección que corrija la falla de la manera mas rápida y selectiva.

La clasificación de los elementos de protección puede ser de diferentes maneras, la principal es por su función. La función principal de los elementos de protección es realizar la desconexión de manera automática del elemento del Sistema Eléctrico de Potencia que se ha visto afectado por una falla o por una condición anormal de operación y de esta forma evitar o minimizar los daños que pudieran ocasionar al sistema.

El elemento de protección más importante es el relevador de protección, estos son aplicados en todos los elementos del sistema de potencia: generadores, buses, transformadores, reactores y líneas de transmisión. Los relevadores de protección son conectados al sistema de potencia a través de los transformadores de instrumento, con lo que supervisan permanentemente las condiciones del Sistema Eléctrico de Potencia. Para cada tipo de falla o condición anormal del sistema existen uno o más relevadores específicos para detectarlas y tomar acciones para eliminar esta condición de falla, en la figura 10 se muestran ejemplos de los relevadores instalados en una subestación eléctrica. Tabla 1. Número y su descripción de los relevadores de protección (parcial) de acuerdo a la Norma IEEE C37.2-2008

NÚMERO ANSI	DESCRIPCIÓN
21	Relevador de Distancia
50	Relevador de Sobrecorriente instantáneo
51	Relevador de Sobrecorriente con retardo de tiempo
67	Relevador de Sobrecorriente Direccional
87	Relevador Diferencial



Foto 10 Gabinetes con relevadores de protección.

2.2.2 ELEMENTOS DE MEDICIÓN

Los medidores son instrumentos utilizados para indicar corrientes, voltajes, potencias, frecuencias y energía; todos ellos se conectan a los transformadores de instrumentos para obtener la variable requerida.

Los medidores para corrientes, voltajes y frecuencia, son utilizados sobre todo para llevar a cabo funciones de monitoreo de los equipos a los cuales se encuentren conectados (corriente a través de un interruptor o banco de transformadores, voltaje de una línea, frecuencia del generador eléctrico, etc.) al detectarse alguna variación que se encuentre fuera del rango considerado normal, se tomarán medidas correctivas.

La energía eléctrica se mide en watts-hora, los medidores de energía o wathhorímetros son utilizados para la identificación de los fljos de energía eléctrica, su medición y registro para elaboración del balance de energía y determianr el porcentaje de pérdidas de la red. La foto siguiente muestra un tablero con los medidores de energía.

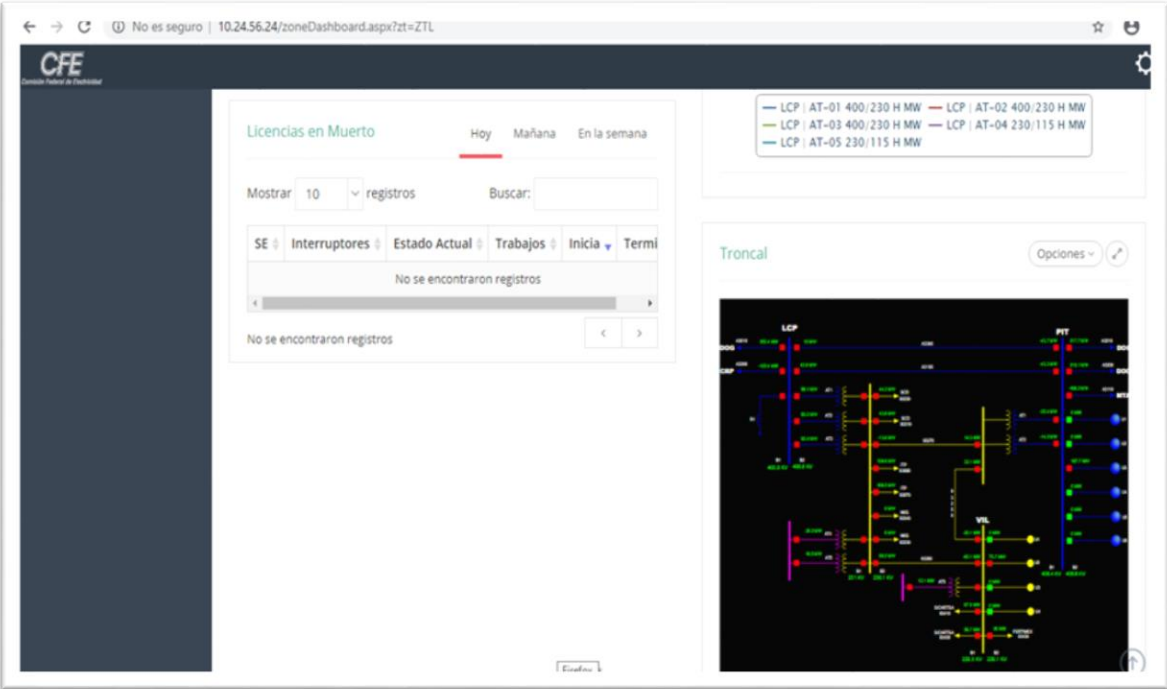
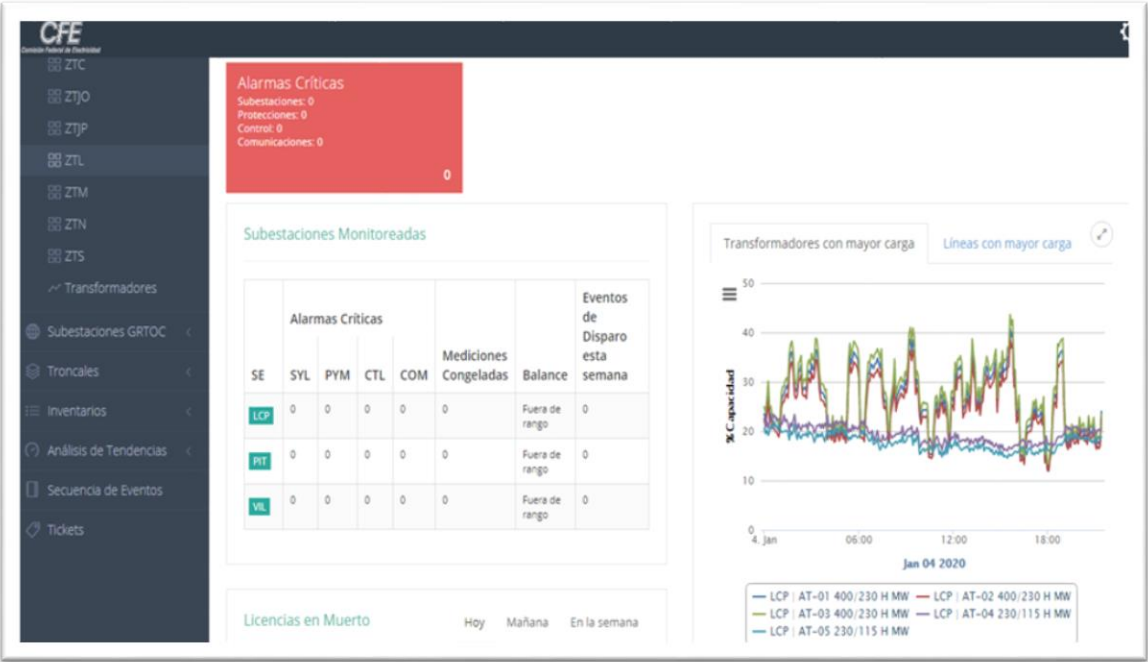


Foto 11 Gabinete con medidores de energía.

2.2.3 ELEMENTOS DE CONTROL Y SUPERVISIÓN

Para la operación y control del SEP y cumplir con los objetivos del CENACE en materia de Seguridad, Continuidad, Calidad y Economía hacia el cliente, se requiere de supervisar y coordinar acciones para lograr el suministro de energía eléctrica. Para este fin, son instalados equipos que garantizan la supervisión en tiempo real los parámetros eléctricos del Sistema Eléctrico de Potencia (voltaje, corriente, frecuencia, potencia activa, potencia reactiva, etc.), estos equipos son sobre todo medidores y transductores, adicionalmente de paneles de alarmas que indican la condición de alarma crítica en monitores como se puede observar en los ejemplos de la figura 3.

Por medio del monitoreo en línea de sus condiciones operativas como señales de potencial y corriente, así como sus elementos internos (memoria, microprocesador, convertidores A/D, fuente de alimentación), se estará evaluando su desempeño.



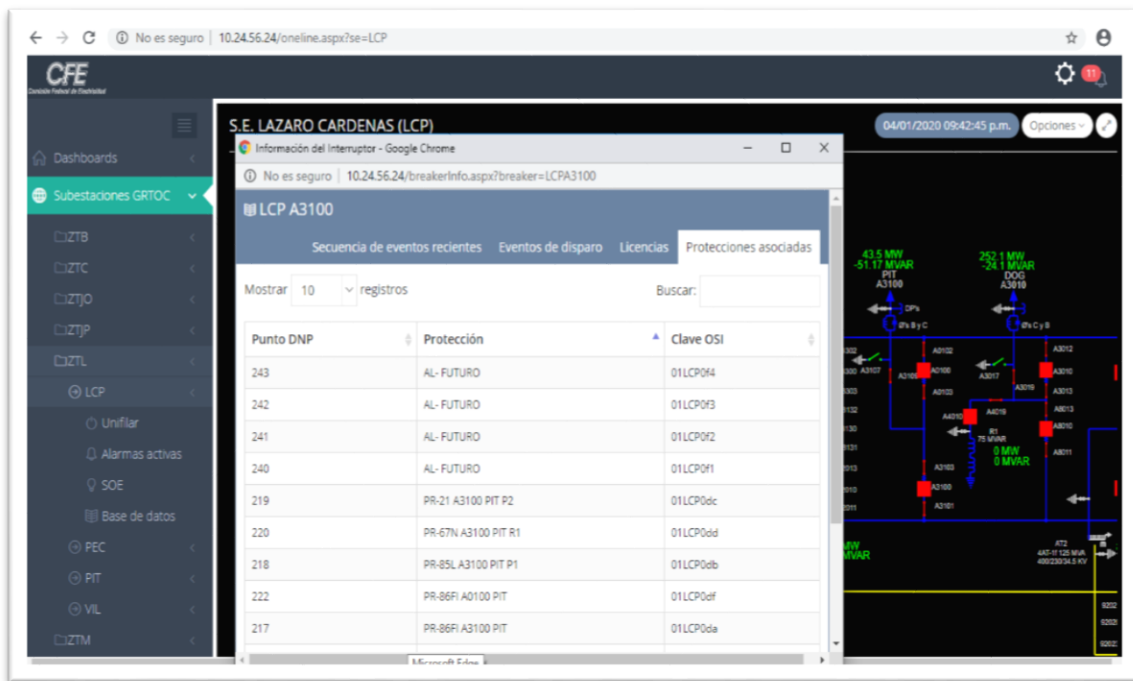


Fig. 3 Monitoreo en línea de los activos de transmisión.

Este monitoreo de condición tiene como fin determinar las condiciones de deterioro de los equipos, de tal manera que dichos equipos puedan ser retirados de operación para ser reparados antes de que ocurra un daño parcial o total.

INTRODUCCIÓN

3.1 SISTEMAS DE MEDICIÓN

3.1.1 OBJETIVO

Los sistemas de medición tienen como objetivo la adquisición y registro de los datos de medición de energía eléctrica entregados y recibidos de las centrales generadoras y los centros de carga con fines de liquidación en el mercado energético.

3.1.2 EQUIPAMIENTO REQUERIDO

- **Instrumentos de Medición (equipo eléctrico primario).**

Los responsables de la Medición de la Zona tiene la obligación de realizar pruebas de relación de transformación y saturación a transformadores de corriente; para los transformadores de potencial se realizaran pruebas de faseo desde su puesta en servicio con uso de los formatos de las figuras 4 y 5.

[illegible]

Fig. 4 Formato de prueba para transformadores de corriente.

CFE GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION OCCIDENTE _____

REGISTRO DE FASEO DE SEÑALES DE VOLTAJES

SUBAREA (1) _____ ADSCRIPCION (2) _____ INSTALACION(3) _____
EQUIPO (4) _____ FECHA (5) _____ TIPO DE MITTO(6) _____ ESQUEMA (7) _____

ESQUEMA Y TERMINALES DEL DEVANADO (8)	VOLTAJE FASE A			VOLTAJE FASE B			VOLTAJE FASE C		
	PRIM (KV) (9)	SEC (V) (10)	ANG (11)	PRIM (KV) (9)	SEC (V) (10)	ANG (11)	PRIM (KV) (9)	SEC (V) (10)	ANG (11)

(12)

DEVANADO O ESQUEMA _____

DEVANADO O ESQUEMA _____

DEVANADO O ESQUEMA _____

OBSERVACIONES(13) _____

EJECUTO(14) _____ REVISO (15) _____

EQUIPO DE PRUEBA UTILIZADO (16) _____

R-3038-P021 REV. 1 PAG. 1/2

Fig. 5 Formato de prueba para transformadores de potencial.

- **Equipos de Medición (medidores de energía).**

Los responsables de la Medición de la Zona debe configurar (programar) con el software propietario (figura 6), de los equipos de medición asociados al punto de inyección y/o retiro de Centrales Eléctricas y Centros de Carga asociados a contratos de interconexión, importación/exportación, Usuarios de Alta Tensión, Red General de Distribución y otras Gerencias; y debe contener las siguientes características:

Nombre del Medidor:

Subestación.

Circuito del punto de Medición.

Relación de Transmformación:

RTC y RTP.

Corriente de arranque: 0.01 amp.

Desplegado:

Valores instantáneos:

Tensión: kVan, kVbn, kVcn, kVprom con resolución a 3 decimales.

Corriente: Ia, Ib, Ic, Iprom con resolución a 3 decimales.

Potencia 3F: MW, MVar, MVA con resolución a 3 decimales.

Factor de Potencia: Factor de potencia trifásico.

Acumuladores mensuales:

kWh+, kWh-, kVarh 4 cuadrantes, con resolución a 3 decimales.

Integración Perfil de Carga:

Periodo de integración: 5 minutos.

Bloques: 3

Memoria: Rolada, mínimo 35 días.

Reloj:

Offset, Zona horaria, Sincronía.

Seguridad:

Configuración de contraseña.

Comunicaciones:

Puerto Ethernet: IP, máscara, Gateway.

Puerto RS-232: Protocolo DNP.

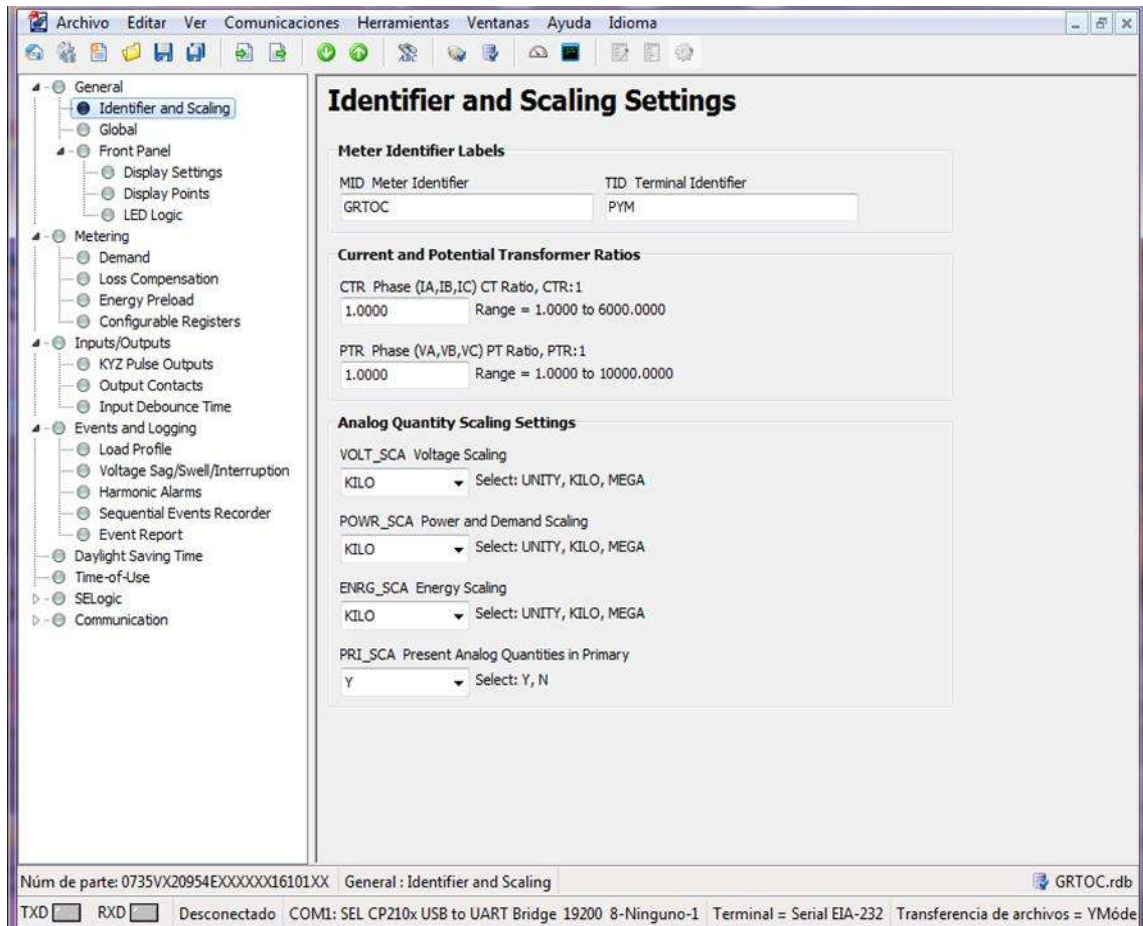


Fig. 6 Impresión de pantalla del software para configuración de los parámetros del medidor marca SEL (parcial).

- Sincronía.

Los medidores de todos los Sistemas de Medición del Balance de Energía deberán ser sincronizados a través del puerto ethernet o directamente por el puerto IRIG-B del propio medidor.

- Comunicación.

Todos los medidores de los puntos de Balance de Energía deberán ser conectados a la red de datos de la subestación.

3.1.3 OPERACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN

- Criterios

Todos los equipos que intervienen en la transferencia de información de medición para el balance deben ser monitoreados a través de los sistemas de supervisión y los responsables de la Medición de la Zona debe reportar periódicamente los resultados y cualquier desviación o problemática que se presente al responsable Regional de Medición.

Los sistemas de medición deben estar compuestos por los siguientes elementos de acuerdo a la figura 7:

- a) Transformadores de instrumento, medidores, entre otros.
- b) Sistemas de comunicación, incluyendo elementos físicos (hardware) y sistemas informáticos (software), que permitan transmitir o recibir información de los medidores para ponerla a disposición del CENACE.
- c) Sistemas de sincronía de tiempo.

Los sistemas de medición de energía recibirán las señales de tensión y corriente secundarias de los transformadores de instrumento e integrarán valores de potencia en periodos cinco minutales que guardarán en la propia memoria de los medidores.

Todos los equipos de medición deberán ser conectados a la red ethernet de la subestación para su interrogación por su software propietario y guardar los registros de medición en una base de datos.

Los equipos de sincronía se utilizarán para ajustar los defasamientos en la estampa de tiempo del reloj de los medidores para evitar corrimientos en la integración de energía.

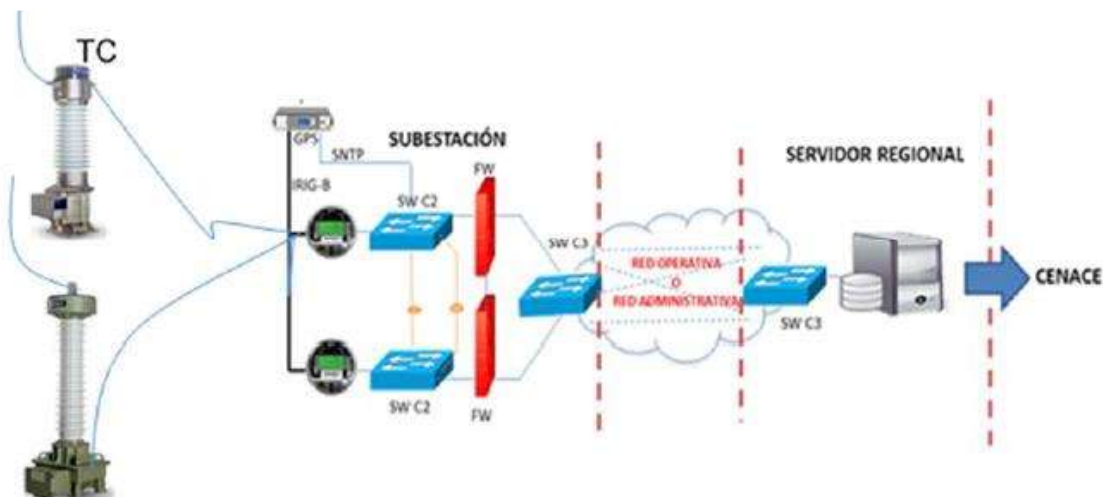


Fig. 7 Diagrama esquemático del Sistema de Medición integral

- Proceso

Todos los puntos de medición para el balance de energía son interrogados continuamente a través de su plataforma propietaria obteniendo el perfil de carga del medidor con las variables de energía kWh+ y kWh-, mismas que son integradas en su base de datos y pueden ser integrados en tablas para su revisión como se muestra en la figura 8.

ESTA ES LA PAGINA DE INCIO (PARTE INFERIOR)

Detalle de Extracciones

AQUÍ NOS MUESTRA CUAL MEDIDOR REGISTRO LOS BLOQUES COMPLETOS O INCOMPLETOS Y CUANTOS BLOQUES SE GUARDARON

AQUÍ PODEMOS SELECCIONAR PARA QUE NOS MUESTRE HASTA 100 MEDIDORES

AQUÍ NOS MUESTRA LA ENERGIA ENTREGADA Y RECIBIDA

AQUÍ SELECCIONAMOS EL NUMERO DE HOJA QUE REVISAREMOS

Medidor	Origen	Fecha	Registros	kwh+	kwh-	Estatus
415151100207	DIST	2017-09-21	0	0.00	0.00	Incompleto
415151200171	ION	2017-09-21	0	0.00	0.00	Incompleto
415160500102	DIST	2017-09-21	0	0.00	0.00	Incompleto
415160500196	DIST	2017-09-21	0	0.00	0.00	Incompleto
415160600123	DIST	2017-09-21	0	0.00	0.00	Incompleto
417131100602	ION	2017-09-21	0	0.00	0.00	Incompleto
417160600045	DIST	2017-09-21	0	0.00	0.00	Incompleto
417850100061	ION	2017-09-21	288	186,655.49	107,402.88	Completo

Showing 1 to 10 of 280 entries

1 2 3 4 5 ... 28 Next

Fig. 8 Reporte de mediciones con ayuda de la aplicación informática.

Los responsables de la Medición de la Zona deben realizar la supervisión de los envíos de los registros de medición al CENACE como a los representantes de las centrales eléctricas y centros de carga y de ser necesario, la atención a la falta de información que se detecte.

Se deberán resguardar los registros de medición de energía en sitios electrónicos seguros y/o medios físicos (memorias extraíbles, discos duros, CD'S, etc.) por al menos de los últimos 10 años, esto con fines de solicitudes de auditoría así como el atender de manera puntual y oportuna las aclaraciones y quejas que resulten de las obligaciones del Transportista.

3.1.4 MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE MEDICIÓN

Los responsables de la Medición de la Zona de Transmisión debe:

- Coordinar con las especialidades involucradas la elaboración de los programas anuales de mantenimiento y calibración de los elementos de medición, así como su verificación, conforme a los criterios normativos para tal fin.
- Supervisar la calibración de los medidores de los puntos de inyecciones y retiros conforme al programa anual.
- Supervisar la configuración de los medidores.
- Supervisar la funcionalidad de la conectividad ethernet.
- Supervisar la funcionalidad de la sincronía de tiempo del medidor.

3.1.5 ATENCIÓN A FALLAS

En el correcto cumplimiento y operación de los sistemas de medición de la Red Nacional de Transmisión, se pueden presentar diversos tipos de fallas por:

- Elementos del sistema de medición.
- Equipos de comunicación y red.
- Sistemas de datos y aplicaciones.

Los responsables de la Medición de la Zona deberán atender y gestionar la falla de los elementos del sistema de transferencia de información, se deberá gestionar el apoyo con la especialidad técnica involucrada para que ésta establezca las acciones correctivas necesarias clasificando el origen de la misma conforme a los siguientes rubros:

- Transformadores de instrumentos
- Circuito tensión-corriente
- Medidor
- Sincronía de tiempo
- Cableado de red
- Red LAN de la subestación
- Firewall
- Red de comunicación
- Router/switch C3
- Servidor de datos
- Alimentación CA/CD

3.2 BALANCE DE ENERGÍA

3.2.1 OBJETIVO

Otra aplicación de relevancia de los elementos de medición y que los responsables de la Medición de la Zona perteneciente al Departamento se encarga, es el de elaborar el balance de energía. En la Red del Sistema Eléctrico, existen flujos de energía eléctrica entre los diferentes procesos (Generación-Transmisión-Distribución). Figura 9.

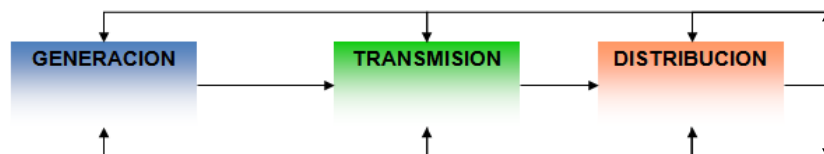


Fig. 9 Representación de los flujos de energía entre procesos.

La medición y evaluación de estos flujos permite elaborar balances de energía, los cuales tienen el propósito de consignar el comportamiento de los intercambios de energía entre los diferentes procesos del SEN durante períodos preestablecidos. El balance de energía y su análisis, debe proporcionar la información suficiente para indicar diferentes aspectos de como se efectuaron los intercambios de energía en el Sistema, de manera que las variables registradas permitan ser indicadores de gestión como medio para evaluar el desempeño integral de las áreas operativas.

El balance de energía eléctrica, debe ser confiable y oportuno. Lo anterior se refiere a que los datos estén libres de errores y omisiones desde la toma y registro de las mediciones, hasta la elaboración, emisión y difusión del informe, así como satisfacer las necesidades de seguimiento, evaluación y control de las pérdidas de energía eléctrica.

3.2.2 PROCEDIMIENTO. DESARROLLO DE ACTIVIDADES PARA EL BALANCE DE ENERGÍA

El balance de energía eléctrica representado de manera gráfica en la figura 10, se elabora con los registros de las recepciones y entregas de energía eléctrica (kWh), tomando en cuenta los puntos de recepción y de entrega convenidos, siendo las pérdidas de energía del sistema, las que resultan de restar a la energía recibida la energía entregada y energía consumida.

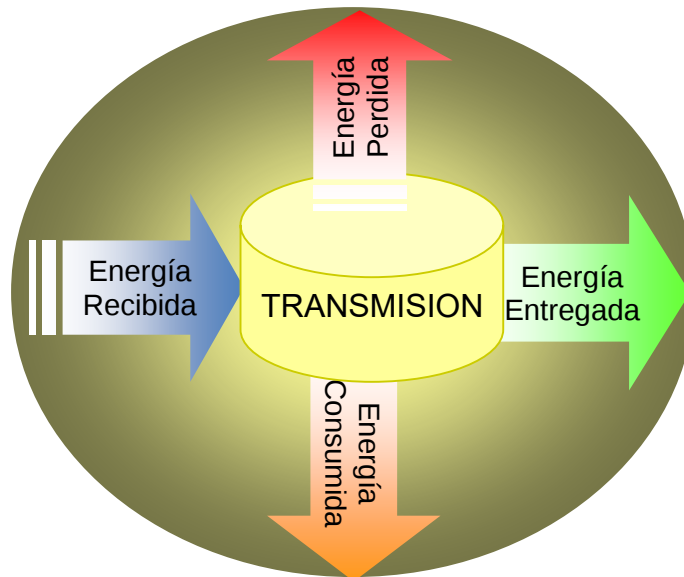


Fig. 10 Representación gráfica del balance de energía.

Representación matemática:

EP: Energía Perdida

$$EP = ER - EE - EC$$

En cada concepto de la representación matemática se tienen los componentes que la forman y se relacionan a continuación:

- ER: Energía Recibida
 - TrG.- Transmisión recibe de Generación.
 - TrP.- Transmisión recibe de Permisionario.
 - TrPps.- Transmisión recibe de Permisionario en proceso de puesta en servicio.
 - TrRGD.- Transmisión recibe de las Redes Generales de Distribución.
 - TroZoG.-Transmisión recibe de otra Zona o Gerencia.
- EE: Energía entregada
 - TeG.- Transmisión entrega a Generación.
 - TeUat.- Transmisión entrega a Usuario en alta tensión.
 - TeRGD.- Transmisión entrega a las redes Generales de Distribución.
 - TeE.- Transmisión entrega para Exportación.
 - TeoZoG.- Transmisión entrega a otra Zona o Gerencia.

- **EC: Energía Consumida**
Tcart.- Transmisión consume energía autoabastecida para regulación de tensión.
Tcasp.- Transmisión consume energía autoabastecida para servicios propios.
TrCLsp.- Transmisión recibe de Central Legada para servicios propios.
TrRGDsp.- Transmisión recibe de las redes Generales de Distribución para servicios propios.

Es responsabilidad del personal de Medición de la Zona de Transmisión, asegurar los registros de medición de energía eléctrica mediante las siguientes actividades:

- **Formalización de puntos de intercambio.**
Se deben definir y corroborar que el punto de medición coincida con el punto de entrega entre los participantes del proceso de intercambio de energía con el llenado de los Formatos 01 y 02.

CFE Comisión Federal de Electricidad

GUIA PARA LA FORMALIZACION DE LOS DATOS DE ENERGIA PARA MERCADO ELECTRICO

FORMATO 01

REGISTRO DE PUNTO DE ENTREGA

1. Tipo de Movimiento: ☐ ALTA ☐ BAJA ☐ MODIFICACIÓN

2. Área de Responsabilidad que Entrega (Clave): _____

3. Área de Responsabilidad que Recibe (Clave): _____

4. Código de Identificación del Punto de Entrega (CIPE):

| | | |

a b c d

5. Identificación de protocolo IP:

| | | |

6. Descripción del Flujo de Energía: _____

7. Tensión Nominal de Suministro (Volts): _____

8. Cantidad de Puntos de Medición Asociados al Punto de Entrega: _____

9.- Ubicación del Punto de Entrega: _____

10. Responsables de los procesos que entregan - reciben y dan de alta o baja o modifican el punto de entrega:

ENTREGA	RECIBE
Nombre: _____	Nombre: _____
Firma: _____	Firma: _____
Puesto: _____	Puesto: _____
Tel.: _____	Tel.: _____

11. Fecha de la Actividad: | | | | | |

aa mm dd

12. Observaciones: _____

CFE Comisión Federal de Electricidad

GUIA PARA LA FORMALIZACION DE LOS DATOS DE ENERGIA PARA MERCADO ELECTRICO

FORMATO 02

REGISTRO DE PUNTO DE MEDICION

1. Tipo de Movimiento: ☐ ALTA ☐ BAJA ☐ MODIFICACIÓN

2. Código de Identificación del Punto de Entrega (CIPE):

| | | |

3. Identificación de protocolo IP:

| | | |

4. Datos del medidor:

Marca: _____	No. de CFE o Serie: _____
Modelo: _____	Código de Medidor: _____
Código de Lote: _____	

5. Equipos del Sistema de Medición:

Transformador de Potencial: Inductivo ☐ Capacitivo ☐ Marca / Tipo _____ / _____ RTP (utilizada): _____ Clase de exactitud/Presición: _____ Burden Nominal [Ohm ó VA] _____	Transformador de Corriente: Marca / Tipo _____ / _____ RTC (utilizada) / disponible _____ Clase de exactitud/Presición: _____ Burden Nominal _____ Burden instalado _____ RTC / Exactitud TC Aux. _____ / _____ No. TC's en Paralelo _____
--	--

6. Responsables del Sistema de Medición:

Nombre: _____

Firma: _____

Puesto: _____

7. Fecha de la Actividad: | | | | | |

aa mm dd

8. Observaciones: _____

Fig. 11 Formatos 01 y 02 para registro de punto de entrega y punto de medición.

- [illegible]

35

- Se deberán de conciliar el intercambio de energías utilizando el formato 04 de la figura 13 entre CFE Transmisión y la Central Eléctrica Legada correspondiente.

 Comisión Federal de Electricidad						
CEDULA DE CONCILIACION Y FORMALIZACION DE ENTREGA - RECEPCION DE ENERGIA (FORMATO 04)						
PROCESOS DE TRANSMISION, DISTRIBUCION Y CENACE						
CENTRAL GENERADORA:						
ZONA DE TRANSMISION:						
				MES:	AÑO:	
DÍA	UNIDAD	TIPO DE PROCESO DE GENERACION	CODIGO CIPE	ENERGIA ENTREGADA (kWh)	ENERGÍA RECIBIDA	
					DE TRANSMISIÓN (kWh)	DE DISTRIBUCION (kWh)
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						
16						
17						
18						
19						
20						
21						
22						
23						
24						
25						
26						
27						
28						
29						
30						
31						
			TOTALES	0		
RESPONSABLE QUE FORMALIZA LA RECEPCION DE ENERGIA:						
RESPONSABLE QUE FORMALIZA POR LA CENTRAL GENERADORA:						
ELABORA		VO. BO.		GENERACION		
NOMBRE (13)						
CARGO Y FIRMA (14)						
OBSERVACIONES (15)						

Fig. 13 Formato 04 para registro de energías mensual entre Transmisión y Generación.

- Se deberá llenar el formato 05 de la figura 14 con la información obtenida del mes de cada una de las energías de inyección y retiro para determinar el porcentaje de pérdidas de la zona.

Gerencia Regional de Transmisión Occidente (Formato 05)		kWh												ACUMULADO % pérdidas
Concepto	Descripción	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
TrG	Transmisión recibe de Central Legada													
TrRGD	Transmisión recibe de las Redes Generales de Distribución													
TrPps	Transmisión recibe de Permisionario en proceso de puesta en servicio													
TrP	Transmisión recibe de Permisionario													
TroZoG	Transmisión recibe de otra Zona o Gerencia de Transmisión													
ER	Energía Recibida													
TeG	Transmisión entrega a Generación													
TeUat	Transmisión entrega a Usuario en alta tensión													
TeRGD	Transmisión entrega a las Redes Generales de Distribución													
TeE	Transmisión entrega a Exportación													
TeoSoG	Transmisión entrega a otra Zona o Gerencia de Transmisión													
EE	Energía Entregada													
Tcart	Transmisión consume energía autoabastecida para regulación de tensión													
Tcasp	Transmisión consume energía autoabastecida para servicios propios													
TrCLsp	Transmisión recibe de Generación para servicios propios													
TrRGDsp	Transmisión recibe de Distribución para servicios propios													
EC	Energía Consumida Autoabastecida													
EP	Energía Perdida = ER-EE-EC													
%EP	Porcentaje de Energía Perdida = $\%EP = 100 * (ER - EE - EA - ECR) / (ER - ECR)$													
Elaboró		Revisó				Vo. Bo.								
Nombre, firma y cargo		Nombre, firma y cargo				Nombre, firma y cargo								

Fig. 14 Formato 05 para registro del porcentaje de pérdidas del proceso de Transmisión.

Con esto obtenemos el valor porcentual de la energía disipada por conducción o transformación (pérdidas técnicas) para una Zona de Transmisión.

Capítulo 4. ACTIVIDADES A DESARROLLAR EN LOS ELEMENTOS DE PROTECCIÓN, CONTROL Y SUPERVISIÓN

4.1 INTRODUCCIÓN

CFE Transmisión tiene como finalidad primordial proporcionar a los usuarios un servicio público de suministro de energía eléctrica que cumpla con los objetivos de seguridad, continuidad, calidad y economía.

La Subdirección de Transmisión establece los Lineamientos del Sistema de Mantenimiento Basado en Confiabilidad que deberán aplicar todas las Zonas de Transmisión, como estrategia para fortalecer la confiabilidad de las instalaciones de la red eléctrica responsabilidad del proceso de Transmisión.

4.2 OBJETIVO Y EVOLUCIÓN DEL MANTENIMIENTO

El mantenimiento ha tenido una evolución, tendiente a reducción de fallas, reducción de costos y trabajo con estándares de calidad, aunado a la evolución de las tecnologías y a las metodologías aplicadas y sobre todo en base al trabajo en equipo buscando la mejora continua.

En CFE Transmisión se han desarrollado acciones para hacer al mantenimiento más efectivo, aprovechando la evolución de la tecnología analógica a digital, así como monitoreo de condición de los equipos para detectar indicios de fallas antes de que sucedan. También se fomenta en estos años el trabajo en equipo entre las diferentes áreas para tomar decisiones más efectivas sobre el mantenimiento.

En un inicio, al igual que otras empresas, en el proceso de Transmisión se inició con el mantenimiento correctivo, posteriormente se implementa el Mantenimiento Periódico (basado en el tiempo), en donde se aplican guías de mantenimiento que están elaboradas en base a la experiencia y recomendaciones del fabricante. Con la implantación del Sistema de Calidad se incorporan los procedimientos operativos e instrucciones de trabajo, así como la elaboración de los planes de mantenimiento que documentan las actividades desarrolladas.

4.3 MODELO DEL SISTEMA DE MANTENIMIENTO BASADO EN CONFIABILIDAD

Lo que esperamos del equipamiento de una subestación eléctrica es de su capacidad para cumplir con su función, ya lo hemos mencionado que es el suministro de energía eléctrica que cumpla con los objetivos de seguridad, continuidad, calidad y economía, para lo que este modelo establece dos vertientes:

- Confiabilidad de sistemas y equipos.
- Confiabilidad humana. Figura 15.



Fig. 15 Características del MBC.

4.3.1 CONFIABILIDAD DE SISTEMAS Y EQUIPOS

El objetivo básico de cualquier gestión de mantenimiento consiste en incrementar la disponibilidad de los activos, llámese activos a todo el equipamiento requerido para el proceso de transmisión descrito en el capítulo 1, permitiendo que dichos activos funcionen de forma eficiente y confiable de manera operacional.

Al tener plenamente establecido cuales equipos son más críticos, se podrá establecer de una manera más eficiente la priorización de los programas y planes de mantenimiento de acuerdo a los tipos de la figura 16: predictivo, preventivo, correctivo, detectivo e inclusive posibles rediseños a nivel de procedimientos y modificaciones menores.



Fig. 16 Características de los tipos del MBC.

- **Mantenimiento Predictivo** Figura 17

También es conocido como mantenimiento basado en condición y sus principales acciones son:



Fig. 17 Actividades del Mantenimiento Predictivo.

Mediante la búsqueda de indicios o síntomas que permitan identificar una falla antes de que ocurra, este mantenimiento trata de percibir los síntomas de la falla para después tomar acciones. Se trata de realizar actividades como pueden ser termografía, inspecciones visuales, monitoreo, análisis de registros de fallas, verificaciones de señales analógicas (mediciones).

Este tipo de mantenimiento es muy útil para fallas que se desarrollan sobre un periodo de tiempo. Es decir, se van generando las condiciones de falla, tales como: puntos calientes, contaminación, humedad, aislamiento dañado, cables sueltos, alambrado en mal estado, falta de aterrizamientos, aumento de la temperatura de algún equipo. Los hallazgos encontrados permiten detectar la falla está presente o que está por ocurrir, se le llama falla potencial.

Se deben programar acciones de atención y/o sustitución de componentes o equipos, basadas en condición. Para ello, se monitorea en tiempo real mediante instrumentación para mediciones; se programan inspecciones cada cierto tiempo enfocadas a la detección de signos visibles de degradación de un componente y verificaciones periódicas para determinar o detectar desviaciones en los parámetros mediante la medición de variables de operación, de manera que, mediante acciones correctivas se eviten las fallas reales.

- Mantenimiento Detectivo

Consiste en la detección de fallas ocultas, a intervalos regulares, considerando el requerimiento de que los equipos de una subestación preserven las condiciones de funcionalidad con las que se pusieron en servicio (condiciones originales).

Con el fin de identificar posibles fallas potenciales o fallas ocultas, se considera realizar:

- Pruebas operativas y funcionales de equipo eléctrico primario y Sistemas de Protecciones, Comunicaciones y Control.
- Verificación normativa.
- Verificación documental de registros de pruebas de mantenimiento en base sistema de calidad.
- Verificación de documentación de la instalación del equipo que incluye listas de cableados, bases de datos, ajustes de esquemas de protección, diagramas y configuración.

- **Mantenimiento Preventivo**

Actividades predefinidas: pruebas, verificación y calibración hechas a intervalos fijos de tiempo, independientemente del estado físico del elemento o componente para garantizar su operación óptima. Tiene el objetivo de transitar del plano reactivo ante ocurrencia de falla o error, al plano proactivo de la prevención.

- **Mantenimiento Correctivo**

Mantenimiento no planeado que se realiza después de una falla o daño en equipos durante la operación, con el objetivo de restablecer el elemento fallado. Se considera la atención a fallas o daños potenciales encontrados durante el Mantenimiento Preventivo, el Mantenimiento Predictivo y Mantenimiento Detectivo.

Con el fin de llevar una Estadística de Fallas que sea de utilidad para su prevención, al aplicar un Mantenimiento Correctivo se deben describir los siguientes puntos relacionados con la falla a corregir.

- Falla funcional. La falla funcional es la incapacidad de un equipo o sistema para cumplir la función, de acuerdo a los estándares.
- Modo de falla presentado. Un modo de falla es una posible causa por la cual un equipo puede llegar a un estado de inoperabilidad. Al identificar los modos de falla de un equipo o sistema es importante listar la causa raíz que la originó. El análisis de causa raíz juega un papel muy importante en la toma de decisiones para evitar la recurrencia y cerrar el círculo de la mejora continua.
- Efecto de la falla. Sucede cuando un modo falla o causa evoluciona y afecta la correcta operación de un equipo o sistema. La descripción debe incluir:
 - Que evidencia o síntoma se presentó cuando la falla ocurrió.
 - En qué forma representa una amenaza para la seguridad del servicio del equipo o sistema.
 - En qué forma afecta el Proceso de Transmisión y otros daños secundarios.
 - Que debe hacerse para reparar la falla.

- Consecuencia de la falla. La falla de un equipo o sistema puede afectar a los usuarios de distintas formas:
- Pone en riesgo la seguridad de las personas (consecuencias de seguridad).
- Afecta el medio ambiente (consecuencias ambientales).
- Incrementa los costos o reduce el beneficio económico de la empresa (consecuencias operacionales).

4.3.2 CONFIABILIDAD HUMANA

La estadística a nivel nacional en la SDT en el 2018 del indicador de Libramiento de Eventos (LE), muestra que el 70 % de los eventos incorrectos son debidos a factores humanos, situación preocupante y que debe ser atendida ya que afecta de manera severa a la Confiabilidad Operacional.

Es incuestionable que el ser humano no es infalible, las limitaciones humanas nos hacen ser imperfectos, por tanto falibles, pero de igual forma, es incuestionable que las condiciones de trabajo que rodea al individuo afecta su desempeño.

- **Modelo de Confiabilidad Humana** Figura 18

El modelo de Confiabilidad Humana contempla tres aspectos:

- Capacitación y adiestramiento (individuo)
- Liderazgo (personal directivo)
- Entorno organizacional (situaciones en el área de trabajo)



Fig. 18 Proceso constructivo para la Confiabilidad Humana.

4.4 PROCEDIMIENTO. DESARROLLO DE ACTIVIDADES DEL MANTENIMIENTO

Para fines de programación y seguimiento, las actividades relacionadas en los programas de mantenimiento de los Esquemas de Protección, Medición, Control y Supervisión (EPMCS) cuentan con una unidad básica de medida que es el CREDITO, este se define como una Hora-Hombre requerida para realizar cualquier actividad de mantenimiento.

4.4.1 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS Y ESQUEMAS PARA EPMCS

Se tienen ocho clasificaciones de los sistemas para los EPMCS de acuerdo al equipo primario asociado que conforman a las subestaciones eléctricas:

- 1.- Sistema de protección de líneas de enlace y alimentadores
- 2.- Sistema de protección de barras
- 3.- Sistema de protección de transformadores y reactores
- 4.- Sistema de protección de capacitores serie
- 5.- Sistema de protección de compensadores estáticos de VAR's (CEV)
- 6.- Sistema de protección de capacitores en paralelo
- 7.- Sistema de protección de generadores
- 8.- Sistema de protección de acción remedial (EAR).

Se tienen diez esquemas a los que se les deberá de aplicar el tipo de mantenimiento correspondiente y que de acuerdo a su función conforman un sistema de EPMCS:

- 1.- Transformadores de corriente
- 2.- Transformadores y/o dispositivos de potencial
- 3.- Protecciones primarias y de respaldo
- 4.- Protecciones adicionales
- 5.-Teleprotección
- 6.- Control
 - 6a Modulo de conversión Cu/Fo
 - 6b Modulo de conversión MES
- 7.- Medición
- 8.- Supervisión y registro
- 9.- Acción remedial
- 10.- Protección de sistema

A continuación, en la tabla 2 se relacionan las actividades genéricas para la ejecución de los mantenimientos de los Esquemas de Protección, Medición, Control y Supervisión:

TABLA 2. Relación de actividades genéricas de mantenimiento.

No.	ACTIVIDAD DE MANTENIMIENTO
1	Planeación y análisis de riesgos
2	Verificación de magnitud de corrientes secundarias y 3Io (no aplica a los esquemas digitales que monitoreen las mediciones)
3	Verificación de magnitud de tensiones secundarias y 3Vo (no aplica a los esquemas digitales que monitoreen las mediciones)
4	Generación de registros de verificación (no monitoreados)
5	Inspección de tableros, gabinetes, registros: centralizadores TCS, TPs, Servicios propios e interface
6	Mantenimiento a gabinetes Equipo Eléctrico Primario e interposición
7	Mantenimiento a tableros de PCyM
8	Limpieza de contactos y/o equipos y su sellado (electromecánicos)
9	Verificación de ajustes y configuración
10	Verificación de autodiagnóstico (no aplica a los esquemas digitales monitoreados)
11	Medición de los niveles de tensión de la fuente de alimentación (No aplica a los esquemas digitales monitoreados)
12	Verificación de la operación de la protección
13	Pruebas de señales lógicas y alarmas
14	Pruebas de canal (teleprotección, canal dedicado y canal multiplexado), teleprotección (85L y 21).
15	Cables de control de CD: resistencia de aislamiento e identificación
16	Cables de control de CA: resistencia de aislamiento e identificación
17	Cables de fibra óptica
18	Pruebas de disparo y bloqueo

No.	ACTIVIDAD DE MANTENIMIENTO
19	Calibración de multimedidores
20	Calibración, ajuste y pruebas de señales analógicas de RDs, PMUs, L.F.
21	Monitoreo de bobinas de disparo (no aplica a los esquemas digitales monitoreados)
22	Análisis de registros de fallas y alarmas
23	Actualización de información técnica (memoria de ajustes, diagramas, listas de cables de control, etc.).
24	Verificar sincronización en tiempo (coaxial o supervisorio, no aplica a los esquemas digitales monitoreados que alarman la falta de la sincronización)
25	Verificación de los esquemas antes y después del mantenimiento a equipo primario y control supervisorio (apoyos).
26	Pruebas de punto a punto (líneas de transmisión)
27	Verificación de termografía en tableros y gabinetes
28	Toma de lecturas y bases de datos de medidores multifunción

4.4.2 PERIODICIDAD DEL MANTENIMIENTO A EPMCS

Debido que se requieren realizar actividades de mantenimiento preventivo y predictivo a Equipos de Protección, Medición, Control y Supervisión con diferentes tecnologías, con diferentes condiciones ambientales y de diferente antigüedad, se requiere definir los intervalos de inspección y de mantenimiento de acuerdo a un algoritmo donde se asigna un peso a cada variable, esto se muestra en la tabla 3.

En este algoritmo se consideran las diferentes condiciones de entrada:

- TIPO DE TECNOLOGÍA (electromecánico, estático y digital)
- ANTIGÜEDAD (antigüedad de los relevadores de protección)
- TEMPERATURA (promedio de la caseta de control)
- HUMEDAD (promedio de la caseta de control)
- CONTAMINACIÓN (ambiental en el exterior de la caseta)
- POLVO (en el exterior de la caseta)
- TIPO DE ALARMA (nivel de monitoreo con alarmas)

Como resultado se obtiene el tiempo máximo para su inspección (mantenimiento predictivo) y el tiempo máximo para realizarle actividades de mantenimiento preventivo, si se requiere:

- INSPECCIÓN Y VERIFICACIÓN (MANTENIMIENTO PREDICTIVO) intervalo máximo en meses o años.
- MANTENIMIENTO PREVENTIVO intervalo máximo en meses o años.

TABLA 3. Factores de impacto para definir la periodicidad, datos que se incluyen en el algoritmo de cálculo.

PERIODICIDAD DE EQUIPOS EN BASE A CONDICION		ELECTROMECANICO			ESTATICO NO MONITOREADO / MONITOREADO			DIGITAL NO MONITOREADO			DIGITAL MONITOREADO		
		AMBIENTE			AMBIENTE			AMBIENTE			AMBIENTE		
		ANTIGÜEDAD			ANTIGÜEDAD			ANTIGÜEDAD			ANTIGÜEDAD		
		MALO	REGULAR	BUENO	MALO	REGULAR	BUENO	MALO	REGULAR	BUENO	MALO	REGULAR	BUENO
Relevadores	PP1, PP2 PR, PA, RD PA, MM	1	2	4	1	2	4	1	4	6	2	4	8
CABLES DE CORRIENTE		CABLE CORRIENTE ALTERNA VOLTAJES Y CORRIENTE						CABLES DE CORRIENTE DIRECTA					
		NO MONITOREADO			MONITOREADO			NO MONITOREADO			MONITOREADO		
		MALO	REGULAR	BUENO	MALO	REGULAR	BUENO	MALO	REGULAR	BUENO	MALO	REGULAR	BUENO
		2	4	6	4	6	8	2	4	6	4	6	8
FIBRA OPTICA		CERO MANTENIMIENTO, SOLO CORRECCION DE FALLAS											
TC'S TP'S		CONSIDERAR SOLO CON :1.- CAMBIO DE RELACION, 2.- CAMBIO DE EQUIPO PRIMARIO, 3.- DESBALANCE DE 3Vo Y 3Io 4.- PUESTA EN SERVICIO, 5.-SATURACION DE EQUIPOS											
INSPECCIONES FISICAS (NO INVASIVAS)		CASETA DE CONTROL									CAMPO AREA OPRATIVA		
		ELECTROMECANICO			ESTATICO / DIGITAL			DIGITAL MONITOREADO			CONDICIONES		
		MALO	REGULAR	BUENO	MALO	REGULAR	BUENO	MALO	REGULAR	BUENO	MALO	REGULAR	BUENO
		0.5	1	1	0.5	1	1	1	2	2	0.5	1	1
MANTENIMIENTO INTEGRAL		CONSIDERAR SOLO CON :1.- APOYO A INTERCONEXION DE TRANSFORMADORES, 2.- DISPAROS REALES DE TRANSFORMADORES Y LINEA CON LICENCIA PROGRAMADA, 3.- PRUEBAS EXTREMO A EXTREMO CON COMUNICACIONES, 4.- PRUEBAS DE ALARMAS Y DISPAROS DE TRANSFORMADORES											
DIAGRAMAS, LISTA DE CABLES Y ETIQUETAS		PROGRAMAR ACTIVIDADES POR BAHIA PARA ACTUALIZAR DIAGRAMAS EN AUTOCAD, TRIFILARES UNIFILARES, ESQUEMATICOS DE CONTROL, LISTADOS DE CABLES, ETIQUETADO DE TABLILLAS, CENTROS DE CARGA, INVENTARIO DE ESQUEMAS, ACTUALIZACION DE INVENTARIOS											

Para el cálculo del factor de periodicidad del mantenimiento predictivo y preventivo se deberá referenciar a la hoja de cálculo **PROT-003 PERIODICIDAD.XLS**, figura 19.

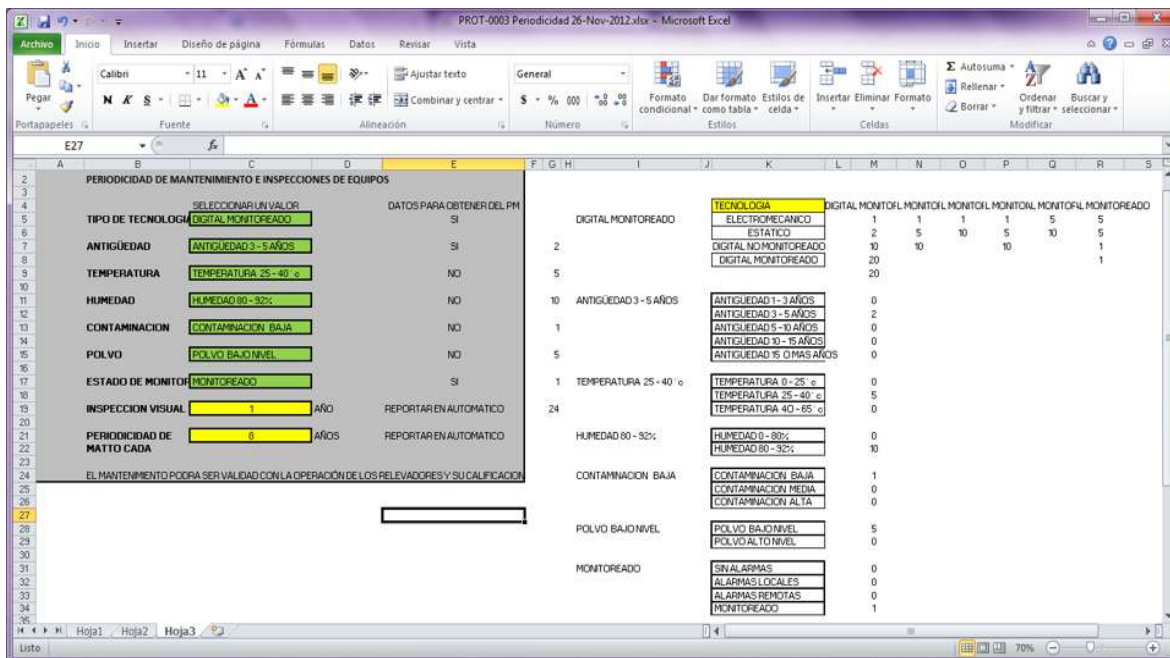


Fig. 19 Imagen de la hoja de cálculo de excel para cálculo del factor de periodicidad del mantenimiento.

- MANTENIMIENTO DETECTIVO a intervalos menores a lo establecido cuando:
 - Sea evidente algún problema o anomalía en los equipos, elementos o componentes de uno o varios esquemas que pongan en riesgo la integridad del sistema eléctrico; cuando así se determine como resultado de una inspección, supervisión técnica o reporte de anomalía de los equipos monitoreados.
 - Haya operado incorrectamente o se tenga duda de su correcta operación.
 - Se realicen modificaciones importantes al EPMCS.

4.4.3 RESUMEN DE LAS ACTIVIDADES DEL MANTENIMIENTO A EPMCS

TABLA 4. Actividades para cada tipo de mantenimiento.

Tipo de Mantenimiento		Intervalo máximo de mantenimiento			Actividades (Ejemplo)
		Esquemas no monitoreados	Digitales no monit. (estát. y digit. no monit.)	Esquemas digitales monitoreados	
1 Preventivo	Prueba de calibración de relevadores de protección; esquemas de acción remedial (EPS) de voltaje y frecuencia; sistemas de protección especiales, incluyendo el desempeño de punto a punto (EAR). Verificación de los circuitos de disparo de interruptor; relevadores auxiliares de disparo; relevadores auxiliares de bloqueo; esquemas de teleprotección y estado del circuito de disparo.	De acuerdo a la periodicidad calculada con PROT-0003 PERIDICIDAD.XLS	De acuerdo a la periodicidad calculada con PROT-0003 PERIDICIDAD.XLS	Monitoreo y verificación continua y máximo de 8 años, de acuerdo a una periodicidad calculada con PROT-0003 PERIDICIDAD.XLS	Planeación y análisis de riesgos Mantenimiento a tableros de PCyM Limpieza de contactos Verificación de la operación de la protecciones. Pruebas de canal. Calibración de medidores. Mantenimiento a gabinetes EEP e interposición. Pruebas reales de disparo y bloqueo. Actualización de información técnica. Verificación de los esquemas antes y después. Pruebas de señales lógicas y alarmas. Calibración, ajuste y pruebas de señales. Pruebas de señales y alarmas p/esquema. Pruebas punto a punto de (85L, 87L, 21). Pruebas de canal 50FI. Pruebas canal de esquema remedial. Pruebas relés de disparo y bloq. Interruptores. Pruebas relés de disparo y bloq. Transformadores.

2 Predictivo	Verificación de las señales secundarias de los transformadores de instrumentos y su conexión a los esquemas de protección y medición. Verificación de posibles puntos calientes.	De acuerdo a la periodicidad calculada con PROT-0003 PERIDICIDAD.XLS Máximo cada 2 años	De acuerdo a la periodicidad calculada con PROT-0003 PERIDICIDAD.XLS Máximo cada 2 años	Monitoreo y verificación continua	Verif magnitud corrientes secund. y 3I0 Verif magnitud tensiones secund. y 3V0 Gen de registros Verif (no monitoreados) Verif de Ajustes y configuración Verif de Autodiagnóstico Medición VCD fuente alim (SICLE/digital) Verif ic. sinc tiempo GPS (coaxial o superv) Termografía en tableros PCYM Termografía en todos los Gabinetes
	Inspección visual de los aspectos que no son monitoreados (limpieza, buen estado físico de componentes de tableros y de campo).	De acuerdo a la periodicidad calculada con PROT-0003 PERIDICIDAD.XLS Máximo cada 2 años	De acuerdo a la periodicidad calculada con PROT-0003 PERIDICIDAD.XLS Máximo cada 2 años	De acuerdo a la periodicidad calculada con PROT-0003 PERIDICIDAD.XLS Máximo cada 2 años	Inspección tablero de servicios propios CD Inspección tablero de servicios propios CA Inspección tablero de protección 87B Inspección bahía línea, capacitor, CEV. Inspección bahía de transformador /reactor Inspección caseta de control
	Análisis de fallas: Obtener los registros de relevadores, RDs, medidores, SACADA; y analizar las señales lógicas, analógicas y alarmas visuales cuando se presentan fallas en el SEP.	No se programan, según se presenten fallas en el SEP.	No se programan, según se presenten fallas en el SEP.	No se programan, según se presenten fallas en el SEP.	Obtener los registros de fallas de los relevadores, RDs, medidores, Scada, etc. Analizar los registros, verificando tiempos de operación de los diferentes elementos, obtener y comparar mediciones antes, durante y después de librarse la falla. Elaborar reporte y subirlo al SISNOV, junto con los registros.

3 Detectivo	De acuerdo al Anexo No.3 y a los criterios de evaluación del procedimiento ST-PCB-001 "Procedimiento para la certificación integral de subestaciones y líneas de transmisión".	Máximo cada 8 años	Máximo cada 8 años	Máximo cada 8 años	Etapa 1: Evaluación y Diagnóstico Etapa 2: Requisitos previos Etapa 3: Pruebas y mantenimiento Etapa 4: Pruebas integrales Etapa 5: Certificación de S.E.s y LTs
4 Correctivo	Pueden tener origen de mantenimiento preventivo, predictivo y detectivo; sin embargo también se crean a partir de una "alarma de falla de equipo" (monitoreo).	No se programa	No se programa	No se programa	Se atiende mediante a los avisos generados en las diferentes actividades de mantenimiento predictivo (inspecciones, verificaciones y análisis), preventivo y detectivo; también cuando se reciben alarmas de "falla" (monitoreo).

4.4.4 FORMATOS UTILIZADOS PARA LAS ACTIVIDADES DEL MANTENIMIENTO A EPMCS

Los resultados de las pruebas que integran a los Equipos de Protección, Medición, Control y Supervisión deben registrarse en los formatos establecidos, como los de la figura 20 con el objeto de tener su rastreabilidad. Los reportes de las pruebas deben de conservarse al menos por 10 años.

A continuación en la tabla 5 relacionamos los diferentes formatos que se usan durante las actividades de mantenimiento:

TABLA 5. Relación de formatos de prueba.

Tipo de Mantenimiento	Formatos
1 Preventivo	PROT-0003-FP01 Prueba 21/21N Y 87L. PROT-0003-FP02 Prueba 67N/67Q. PROT-0003-FP03 Prueba 50FI. PROT-0003-FP04 Prueba 50/51. PROT-0003-FP05 Prueba 59/59N. PROT-0003-FP06 Prueba 81. PROT-0003-FP07 Prueba 50FI ESTATICO. PROT-0003-FP08 Prueba 87T. PROT-0003-FP09 Prueba 87B.

Tipo de Mantenimiento	Formatos
2 Predictivo	Inspección PROT-0003-FI01 Tableros de CD. PROT-0003-FI02 Tableros de CA PROT-0003-FI03 Protección 87B. PROT-0003-FI04 Bahía de línea. PROT-0003-FI05 Bahía de transformador. PROT-0003-FI06 Caseta de control. PROT-0003-FI07 Relevador PPRIM. PROT-0003-FI08 Relevador PRESP. PROT-0003-FI09 Relevador 79. PROT-0003-FI10 Relevador MES/CuFo. PROT-0003-FI11 Tablero PCyM. PROT-0003-FI12 Gabinete de interfase. PROT-0003-FI13 Gabinete de comunicación. PROT-0003-FI14 Ducto, trinchera. PROT-0003-FI15 Gabinete exterior. PROT-0003-FI16 Información técnica.
	Verificación PROT-0003-FV01 Subesquema de TC's. PROT-0003-FV02 Subesquema de TP's. PROT-0003-FV03 PPRIM,PR,50FI,MM. PROT-0003-FV04 25, 27 59. PROT-0003-FV05 79, 61. PROT-0003-FV06 Mes, CuFo PROT-0003-FV07 Medición instantánea. PROT-0003-FV08 Verificación tablero PCyM. PROT-0003-FV09 Verificación medición. PROT-0003-FV10 Termografía.

4.4.5 ELABORACIÓN DE REPORTES MENSUALES PARA LOS EPMCS

Para los Equipos de Protección, Medición, Control y Supervisión se debe tener control del programa de mantenimiento de acuerdo al formato del Detalle de Créditos de Mantenimiento anual de la Zona de Transmisión el cual tendrá la siguiente información:

Zona de Transmisión (Centro de Planificación)

Proceso (Transmisión, Generación, Distribución, Cenace y Todos)

Nivel de voltaje: Todos.

Los reportes de los Programas de Mantenimiento de la figura 21, deben ser en base a periodos anuales, con avance de créditos mensuales integrados, de acuerdo a la siguiente estructura general:

CP Créditos Programados

CR Créditos Realizados

CRNP Créditos Realizados No Programados

CRC Créditos Realizados Correctivos

CE Créditos Extraordinarios, donde $CE = CRNP + CRC$

CTM Créditos Totales de Mantenimiento $CTM = CR + CE$

CPAcum Créditos programados acumulados al mes en cuestión

CRACum Créditos realizados acumulados al mes en cuestión

%CP % de Créditos programados del mes en cuestión respecto al total programado anual

%CR % de Créditos realizados del mes en cuestión respecto al total programado anual

%CPAcum % de Créditos programados acumulados al mes en cuestión respecto al total programado anual

%CRACum % de Créditos realizados acumulados al mes en cuestión respecto al total programado anual

%CUMmes % de Créditos realizados del mes en cuestión con respecto al programado en el mes en cuestión.

%CRMAcum % de Créditos realizados acumulados mensuales respecto a lo programado acumulado al mes en cuestión.

La clasificación específica será por tipo de Mantenimiento: Créditos de Mantenimiento Preventivo, Créditos de Mantenimiento Predictivo y Créditos de Mantenimiento Detectivo.

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
SUBDIRECCION DE TRANSMISION
REPORTE DE CREDITOS A NIVEL: _____ (1)

COORDINACION: DE PROTECCIONES COMUNICACIONES Y CONTROL GERENCIA: PROTECCIONES FECHA DE IMPRESIÓN: _____ (2)
 Créditos: _____ (3) Proceso: _____ (4) Especialidad: _____ (5) AÑO: _____ (2)
 Nivel de Voltaje: _____ (6) Sistema: _____ (7) Clase equipo/U Tec: _____ (8) Reporte: PMT-001
 Hoja: ____ de ____

Centro de Coste: Descripción (9)

	CREDITOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
(10)	CP													
	CR													
	CRNP													
	CRC													
	CE													
	CTM													
	CPAcum													
	CRAcum													
	%CP													
	%CR													
	%CPAcum													
	%CRAcum													
	%CUM mes													
%CRM Acum														
(10)	CP													
	CR													
	CRNP													
	CRC													
	CE													
	CTM													
	CPAcum													
	CRAcum													
	%CP													
	%CR													
	%CPAcum													
	%CRAcum													
	%CUM mes													
%CRM Acum														
(10)	CP													
	CR													
	CRNP													
	CRC													
	CE													
	CTM													
	CPAcum													
	CRAcum													
	%CP													
	%CR													
	%CPAcum													
	%CRAcum													
	%CUM mes													
%CRM Acum														
(10)	CP													
	CR													
	CRNP													
	CRC													
	CE													
	CTM													
	CPAcum													
	CRAcum													
	%CP													
	%CR													
	%CPAcum													
	%CRAcum													
	%CUM mes													
%CRM Acum														
(10)	CP													
	CR													
	CRNP													
	CRC													
	CE													
	CTM													
	CPAcum													
	CRAcum													
	%CP													
	%CR													
	%CPAcum													
	%CRAcum													
	%CUM mes													
%CRM Acum														
(10)	CP													
	CR													
	CRNP													
	CRC													
	CE													
	CTM													
	CPAcum													
	CRAcum													
	%CP													
	%CR													
	%CPAcum													
	%CRAcum													
	%CUM mes													
%CRM Acum														
(10)	CP													
	CR													
	CRNP													
	CRC													
	CE													
	CTM													
	CPAcum													
	CRAcum													
	%CP													
	%CR													
	%CPAcum													
	%CRAcum													
	%CUM mes													
%CRM Acum														
(10)	CP													
	CR													
	CRNP													
	CRC													
	CE													
	CTM													
	CPAcum													
	CRAcum													
	%CP													
	%CR													
	%CPAcum													
	%CRAcum													
	%CUM mes													
%CRM Acum														
(10)	CP													
	CR													
	CRNP													
	CRC													
	CE													
	CTM													
	CPAcum													
	CRAcum													
	%CP													
	%CR													
	%CPAcum													
	%CRAcum													
	%CUM mes													
%CRM Acum														
(10)	CP													
	CR													
	CRNP													
	CRC													
	CE													
	CTM													
	CPAcum													
	CRAcum													
	%CP													
	%CR													
	%CPAcum													
	%CRAcum													
	%CUM mes													
%CRM Acum														
(10)	CP													
	CR													
	CRNP													
	CRC													
	CE													
	CTM													
	CPAcum													
	CRAcum													
	%CP													
	%CR													
	%CPAcum													
	%CRAcum													
	%CUM mes													
%CRM Acum														
(10)	CP													
	CR													
	CRNP													
	CRC													
	CE													
	CTM													
	CPAcum													
	CRAcum													
	%CP													
	%CR													
	%CPAcum													
	%CRAcum													
	%CUM mes													
%CRM Acum														
(10)	CP													
	CR													
	CRNP													
	CRC													
	CE													
	CTM													
	CPAcum													
	CRAcum													
	%CP													
	%CR													
	%CPAcum													
	%CRAcum													
	%CUM mes													
%CRM Acum														
(10)	CP													
	CR													
	CRNP													
	CRC													
	CE													
	CTM													
	CPAcum													
	CRAcum													
	%CP													
	%CR													
	%CPAcum													

Capítulo 5. CONCLUSIONES

Con este trabajo, he querido dar una idea más clara de lo que es la cadena productiva GENERACION-TRANSMISION-DISTRIBUCION, específicamente Transmisión y mas a detalle en el Departamento de Protección y Medición. Durante el tiempo en que me he desempeñado, he venido desarrollando las actividades con las innovaciones que se han dado durante los veinte años que tengo de servicio en esta empresa. Esto me ha dado la capacidad de desarrollo intelectual así como de liderazgo con el personal adscrito al Departamento.

En mis inicios como Jefe de Oficina estuve involucrado en la implantación del Sietema de Calidad de la Subdirección de Transmisión replicada a cada una de las Zonas de Transmisión para obtener el certificado de calidad ISO9001. Con esto se obtuvo una mejora en el control y seguimiento documental de lo realizado en los mantenimientos. Adicionalmente a la parte documental, también se lograron objetivos de modernización y puesta en servicio de líneas de trasnmsisión (Donato Guerra, Ixtapa Potencia circuito 2), bancos de transformación (AT3 y AT5) y apoyo en unidades generadoras (Petacalco unidad 7).

Ahora como Jefe de Departamento y con la Reforma Energética llevada a cabo por el Gobierno Federal, se ha tenido un cambio sustancial en lo que respecta al proceso de medición, ya que ha tomado mucha relevancia debido a que toda la energía que se lleva por las líneas de transmisión debe tener un control estricto ya que ahora es dinero lo que conlleva y no solo las pérdidas que se pueden tener en el proceso.

BIBLIOGRAFÍA

1. MANUAL DE ORGANIZACIÓN DE LA GERENCIA DE PROTECCIONES
2. MANUAL DE ORGANIZACIÓN DE LA GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISIÓN OCCIDENTE
3. MANUAL DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN LÁZARO CÁRDENAS POTENCIA
4. MANUAL DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN PITIRERA
5. MANUAL DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN VILLITA
6. MANUAL DEL CURSO PARA TÉCNICO DE PROTECCIONES
7. PROCEDIMIENTO PARA LAS ACTIVIDADES DE MEDICIÓN EN LAS ZONAS DE TRANSMISIÓN Y SU INTERACCIÓN CON LAS GERENCIAS REGIONALES DE TRANSMISIÓN
8. PROCEDIMIENTO PARA LA ELABORACIÓN DEL BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN Y LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN
9. PROCEDIMIENTO MED7001
10. PROT-0003 GUÍA DE MANTENIMIENTO DE EPMCS Y EQMP