



Universidad Autónoma de San Luis Potosí

Facultad de Ingeniería

Centro de Investigación y Estudios de Posgrado



Operación y Protección del Sistema Eléctrico Nacional

Experiencia Profesional

Que para obtener el grado de:
Maestra en Sistemas Eléctricos de Potencia

Presenta:

Tania Karely Lino Saldaña

Asesor:

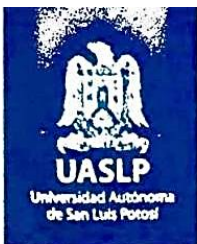
Dr. Juan Segundo Ramírez

Coasesora:

Dra. Nancy Visairo Cruz

San Luis Potosí, S. L. P.

Diciembre 2020



5 de diciembre de 2019

**ING. TANIA KARELY LINO SALDAÑA
P R E S E N T E**

En atención a su solicitud de Temario, presentada por los **Dres. Juan Segundo Ramírez y Nancy Visairo Cruz**, Asesor y Co-asesor del trabajo de Memorias de Actividad Profesional que desarrollará Usted, con el objeto de obtener el Grado de **Maestra en Sistemas Eléctricos de Potencia**, me es grato comunicarle que en la Sesión del H. Consejo Técnico Consultivo celebrada el día 5 de diciembre del presente año, fue aprobado el Temario propuesto:

TEMARIO:

"OPERACIÓN Y PROTECCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL"

Introducción.

1. Sistemas Eléctricos de Potencia
2. Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia
3. Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)

Conclusiones.

Referencias.

"MODOS ET CUNCTARUM RERUM MENSURAS AUDEBO"

ATENTAMENTE


M. I. JORGE ALBERTO PÉREZ GONZÁLEZ
DIRECTOR
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN

www.uaslp.mx

Copia. Archivo
*etn.

Av. Manuel Nava 8
Zona Universitaria • CP 78290
San Luis Potosí, S.L.P.
tel. (444) 826 2330 al 39
fax (444) 826 2336

Agradecimientos

Con la culminación de este trabajo quiero agradecer primeramente a todos los Dioses y seres supremos del Universo que me permitieron tener la entereza para llegar a este momento.

Agradezco infinitamente a mis padres *Luis Lino* y *Lucia Saldaña* por la vida que me regalaron y porque su apoyo para mí ha sido inagotable e incondicional, sin ustedes no sería lo que hasta ahora soy gracias por la vida, el amor y todo su apoyo.

Alfredo Fraga Soto, agradezco que llegaste a darle un sentido diferente a mi vida y que con nuestros debates inconclusos cambiara la forma en la que visualizo mi trabajo, gracias por tu apoyo de verdad.

Emanuel Rosas Hernández “el tigre”, simplemente sin tu apoyo no hubiera logrado culminar satisfactoriamente los semestres en la maestría.

A mi alma mater, el Instituto Politécnico Nacional porque sin las bases que aprendí en cada una de sus aulas jamás hubiera logrado incursionar en el ámbito laboral con tanto profesionalismo y dedicación, siempre dejando en alto “La Técnica al Servicio de la Patria”.

Agradezco a la empresa Schweitzer Engineering Laboratories, S.A. de C.V. (SEL México) por haberme brindado las facilidades para cursar la maestría y por todos los conocimientos que me brindaron formando parte de sus filas.

Agradezco a la Universidad Autónoma de San Luis Potosí, a los Doctores y profesores que me aportaron sus conocimientos y mejores prácticas para que lograra culminar mis estudios y mi trabajo cotidiano fuera de mejor calidad.

Finalmente, y no menos importante quiero agradecer infinitamente por su paciencia, dedicación y compromiso con el aprendizaje de sus alumnos al *Dr. Juan Segundo Ramírez* ya que su vocación como catedrático es admirable.

Y todas aquellas personas que me apoyaron de manera directa o indirectamente les digo de todo corazón ¡Muchas Gracias!

Resumen

Hoy en día el sector industrial público y privado está en busca de profesionistas con un alto sentido de pertenencia y una formación integral, esto quiere decir que se busca un equilibrio entre los conocimientos adquiridos en una institución escolar como los adquiridos de manera empírica al desempeñar las actividades cotidianas en el ámbito laboral.

En el presente trabajo se muestra la experiencia profesional obtenida a lo largo de mi desarrollo como Ingeniero Electricista y también como estudiante de maestría, de manera que he tenido la oportunidad de reafirmar los conocimientos adquiridos en los distintos proyectos y empresas en las que he participado, dando lugar a un trabajo que aborda un tema clásico de la ingeniería eléctrica como lo son las protecciones eléctricas, así como también un tema relativamente nuevo en México, el mercado eléctrico.

Debido a que durante mi colaboración en Schweitzer Engineering Laboratories, S.A. de C.V. (SEL México) tuve la oportunidad de trabajar en proyectos diversos con características muy particulares, en el presente trabajo se describe de manera general cómo se desarrollan las pruebas de aceptación en fábrica dentro de un proyecto de Protección Control y Medición (PCyM) en SEL México.

Asimismo, el trabajo que desempeño actualmente en el Centro Nacional de Control de Energía como supervisor operativo, me permite trabajar con escenarios diarios que involucran la asignación y despacho de unidades de central eléctrica para el Sistema Eléctrico Nacional en el Mercado de Día en Adelanto, por esta razón es que se describe también, la forma en que opera el Mercado Eléctrico Mayorista en nuestro país y de manera específica el Mercado del Día en Adelanto para definir el programa horario de arranques, paros, cambios de configuración, potencias de generación y asignación de los servicios conexos de las Unidades de Central Eléctrica que participan en el mercado eléctrico mexicano.

Índice

Introducción	1
CAPÍTULO I	2
Sistemas Eléctricos de Potencia.....	2
I.1 Evolución de los Sistemas Eléctricos de Potencia	2
I.2 Estructura de los Sistemas Eléctricos de Potencia.....	4
I.3 Generación de Energía Eléctrica en México	6
I.3.1 Capacidad Efectiva Instalada.....	7
I.4 Producción de Energía Eléctrica en México.....	13
I.4.1 Generación Hidroeléctrica	14
I.4.1.1 Elementos Principales de una Presa	15
I.4.1.2 Principales Presas en el Sistema Eléctrico Nacional	16
I.4.2 Generación Termoeléctrica.....	17
I.4.2.1 Ciclo Rankine	18
I.4.2.2 Ciclo Brayton	19
I.4.2.3 Central Térmica Convencional.....	19
I.4.2.4 Central Térmica de Ciclo Combinado	20
I.4.3 Generación Aeroderivada	22
I.4.4 Generación Turbogás.....	23
I.4.5 Generación Distribuida	24
I.4.6 Generación por Turbinas de Combustión Interna	26
I.4.6.1 Principio de Funcionamiento de un Motor Diésel	27
I.4.7 Generación por Biomasa.....	28
I.4.8 Generación Geotérmica	30
I.4.9 Generación Nuclear	31
I.4.10 Generación Solar.....	33
I.4.10.1 Energía Termosolar.....	33
I.4.10.2 Energía Fotovoltaica	34
I.4.11 Generación Eólica.....	35
I.4.11.1 Factores Económicos en la Generación Eólica	39
I.4.12 Cogeneración Eficiente.....	39
I.4.13 Importación y Exportación de Energía Eléctrica	41
I.4.13.1 Enlaces de Interconexión para Importación y Exportación Comercial	42
I.4.14 Clasificación de las Unidades de Central Eléctrica	43
I.5 Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica en México	45
I.5.1 Definiciones del Código de Red	45
I.5.2 Nomenclatura.....	47
I.5.3 Topología Típica de un Sistema Eléctrico	51
I.5.4 Subestaciones Eléctricas.....	52

I.5.5	Arreglos Típicos de Barras en las Subestaciones Eléctricas.....	53
I.6	Aplicación de Protecciones Eléctricas en Sistemas Eléctricos de Potencia .	58
I.6.1	Nomenclatura en Esquemas de Protección	58
I.6.2	Esquemas Normalizados de Protección	60
I.6.2.1	Líneas de Transmisión	61
I.6.2.1.1	Criterios de Ajuste para Líneas	64
I.6.2.2	Transformadores	68
I.6.2.2.1	Esquema de Protección para Transformadores de Potencia de 1 MVA a 10 MVA de Dos Devanados con Conexión Delta – Estrella.	69
I.6.2.2.2	Esquema de Protección para Transformadores de Potencia Mayores a 7.5 MVA de Dos Devanados con Conexión Delta – Estrella.	71
I.6.2.2.3	Esquema de Protección para Transformadores Mayores a 10 MVA de Tres Devanados en Conexión Estrella – Estrella – Delta.	75
I.7	Mercados Eléctricos.....	79
I.7.1	Mercado Eléctrico Mayorista en México.....	81
I.7.1.1	Generalidades de la Ley de la Industria Eléctrica	82
I.7.1.2	Bases del Mercado Eléctrico	84
CAPÍTULO II.....		86
<i>Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia.....</i>		86
II.1	Schweitzer Engineering Laboratories, S.A. de C.V. (SEL México)	86
II.2	Generalidades de la Especificación CFE V6700-62 para Tableros de Protección, Control, Medición, Supervisión y Registro para Unidades Generadoras y Subestaciones Eléctricas.	87
II.3	Pruebas de Aceptación en Fábrica (FAT)	91
CAPÍTULO III.....		95
<i>Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).....</i>		95
III.1	Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional	95
III.2	Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista	98
III.3	Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista	100
III.4	Etapas de Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista.....	101
III.5	Productos y Servicios de los Mercados de Energía de Corto Plazo	102
III.5.1	Energía	102
III.5.2	Servicios Conexos	102
III.5.2.1	Regulación de Frecuencia.....	105
III.5.2.2	Requerimientos de Reserva	107
III.6	Tipos de Ofertas del Mercado Eléctrico Mayorista.....	110
III.7	Modelos de Mercado.....	111
III.7.1	Modelo de Red Física	111

III.7.2 Modelo Comercial de Mercado	112
III.7.3 Modelo Comercial de Facturación.....	112
III.8 Tipos de Nodos del Sistema Eléctrico Nacional	113
III.8.1 Nodo de Conectividad (NodoC)	113
III.8.2 Nodo de Facturación (NodoF)	114
III.8.3 Nodos de Fijación de Precios (NodosP)	114
III.8.4 Precio Marginal Local	114
III.9 Asignación de Unidades en el Mercado del Día en Adelanto.....	115
III.10 Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad	118
<i>Conclusiones.....</i>	<i>120</i>
<i>Referencias</i>	<i>122</i>

Índice de Figuras

Figura 1. Evolución de los Sistemas Eléctricos de Potencia [2]	3
Figura 2. Constitución Típica de un Sistema Eléctrico de Potencia [3]	5
Figura 3. Gerencias de Control Regional del Sistema Eléctrico Nacional [5].....	7
Figura 4. Capacidad Efectiva Instalada por Tipo de Tecnología de Generación al 31 de diciembre de 2018 [4]	8
Figura 5. Principales Centrales Eléctricas (CFE y PIE) en 2018 [4].....	9
Figura 6. Energía Producida en 2018 por Tipo de Tecnología (317,278 GWh) [4]	13
Figura 7. Energía Producida en 2018 Por Modalidad de Generador [4]	14
Figura 8. Niveles de un Embalse [7].....	16
Figura 9. Principales Presas del Sistema Eléctrico Nacional [8].....	17
Figura 10. Proceso de Transformación de una Central Termoeléctrica	18
Figura 11. Central Térmica Convencional [13].....	20
Figura 12. Central Térmica de Ciclo Combinado [13].....	22
Figura 13. Esquema de una Turbina de Gas Aeroderivada [14].....	23
Figura 14. Ciclo de la Turbina de Gas [15]	24
Figura 15. Generación Distribuida Instalada en un Sistema Eléctrico [17]	26
Figura 16. Ciclo Diésel de un Motor de Combustión Interna [18]	28
Figura 17. Representación General de una Central de Generación por Biomasa [13].....	29
Figura 18. Generación Geotérmica [20]	31
Figura 19. Identificación de Circuitos en una Central Nuclear [18].....	33
Figura 20. Generación Solar.....	35
Figura 21. Evolución en la Capacidad de los Aerogeneradores [23]	36
Figura 22. Generación Eoloeléctrica.....	38
Figura 23. Cogeneración Eficiente (Generación Combinada de Electricidad y Calor [24]	40
Figura 24. Producción Separada (Planta Convencional de Electricidad y Calor) [24]	41
Figura 25. Curva Característica de la Demanda del Sistema Eléctrico Nacional [26].....	44
Figura 26. Esquema de las Protecciones Normalizadas para una Línea de Transmisión de 230 kV y 400 kV [34].....	63
Figura 27. Esquema de las Protecciones Normalizadas para Líneas de Subtransmisión de 69 kV hasta 161 kV [34].....	63
Figura 28. Esquema de Protección de Transformadores de Potencia de 1 MVA a 10 MVA de Dos Devanados [35].....	70
Figura 29. Esquema de Protección para Transformadores de Potencia Iguales o Mayores a 7.5 MVA de Dos Devanados con Conexión Delta – Estrella [36].....	72
Figura 30. Esquema de Protección para Transformadores Mayores a 10 MVA de Tres Devanados en Conexión Estrella - Estrella - Delta [36].....	76
Figura 31. Inicio de la Desregulación de la Energía Eléctrica en Diferentes Países [37]	81

Figura 32. Proceso de un Proyecto en SEL México.....	91
Figura 33. Proceso de Realización de Pruebas Funcionales	93
Figura 34. Ejemplo de un Proyecto Nacional en SEL México	94
Figura 35. Componentes del Mercado Eléctrico Mayorista [38]	98
Figura 36. Tipos de Mercados y Productos [38]	99
Figura 37. Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista [38]	100
Figura 38. Servicios Conexos que se Comercializan en el MEM [38]	103
Figura 39. Ejemplo de Energía Despachada y Requerimiento de Reserva de una Planta Generadora de Energía.....	107

Índice de Tablas

Tabla 1. Capacidad Efectiva y Características de las Principales Centrales Eléctricas de CFE y PIE a diciembre de 2018.....	10
Tabla 1. [Continuación] Capacidad Efectiva y Características de las Principales Centrales Eléctricas de CFE y PIE a diciembre de 2018.....	11
Tabla 1. [Continuación] Capacidad Efectiva y Características de las Principales Centrales Eléctricas de CFE y PIE a diciembre de 2018.....	12
Tabla 2. Enlaces de Interconexión Para Importación y Exportación Comercial	43
Tabla 3. Clasificación de las Unidades de Central Eléctrica de Acuerdo con la Demanda del SEN	45
Tabla 4. Gerencias de Control Regional del Sistema Eléctrico Nacional.....	48
Tabla 5. Tensión de Operación y Color de Identificación.....	48
Tabla 6. Orden de los Elementos en la Nomenclatura	49
Tabla 7. Tensión de Operación Normalizada	49
Tabla 8. Nomenclatura del Tipo de Equipo Normalizada	50
Tabla 9. Nomenclatura del Tipo de Dispositivo Normalizada	50
Tabla 10. Identificación de las Barras de una Subestación.....	51
Tabla 11. Nomenclatura Normalizada de Equipos	51
Tabla 12. Topología de un Sistema Eléctrico de Potencia.....	52
Tabla 13. Arreglos de Barras en Subestaciones Eléctricas	54
Tabla 13 [Continuación]. Arreglos de Barras en Subestaciones Eléctricas	55
Tabla 13 [Continuación]. Arreglos de Barras en Subestaciones Eléctricas	56
Tabla 13 [Continuación]. Arreglos de Barras en Subestaciones Eléctricas	57
Tabla 14. Identificación de la Numeración y Función de los Elementos de un SEP (Numeración ANSI).....	59
Tabla 14 [Continuación]. Identificación de la Numeración y Función de los Elementos de un SEP (Numeración ANSI)	60
Tabla 15. Funciones de Protección en un esquema de línea de 230 kV y 400 kV	64
Tabla 15 [Continuación]. Funciones de Protección en un esquema de línea de 230 kV y 400 kV	65
Tabla 16. Funciones de Protección en un Esquema de Línea de 69 kV hasta 161 kV....	66
Tabla 16 [Continuación]. Funciones de Protección en un Esquema de Línea de 69 kV hasta 161 kV	67

Tabla 17. Funciones de Protección para un esquema de transformador de potencia de 1 MVA a 10 MVA de Dos Devanados con Conexión Delta – Estrella.....	71
Tabla 18. Funciones de Protección para un Esquema de Transformador de Potencia Mayor a 7.5 MVA de Dos Devanados Conexión Delta – Estrella	73
Tabla 18 [Continuación]. Funciones de Protección para un Esquema de Transformador de Potencia Mayor a 7.5 MVA de Dos Devanados Conexión Delta – Estrella.	74
Tabla 19. Funciones de Protección para un Esquema de Transformador de Potencia Mayores a 10 MVA de Tres Devanados en Conexión Estrella - Estrella – Delta	77
Tabla 19 [Continuación]. Funciones de Protección para un Esquema de Transformador de Potencia Mayores a 10 MVA de Tres Devanados en Conexión Estrella - Estrella – Delta.....	78
Tabla 20. Identificación Tensiones de Operación	88
Tabla 21. Identificación por Protecciones Primarias para Líneas y Alimentadores	88
Tabla 22. Identificación por Arreglo de Barras	89
Tabla 23. Identificación por Equipo de Monitoreo y Medición	89
Tabla 24. Identificación por Tipo de Construcción	89
Tabla 25. Identificación del Tablero por Equipo Primario Asociado.....	90
Tabla 26. Niveles de Reserva de Planeación y Reserva Operativa para los Estados Operativos del SEN	97
Tabla 27. Ofertas en el Mercado de Corto Plazo y sus Principales Características.....	110

Introducción

Un sistema eléctrico de potencia puede dividirse en tres partes principales para su estudio: generación, transmisión y distribución. En México contamos con un sistema eléctrico de potencia que podemos dividir de igual manera y que conforma el sistema eléctrico nacional (SEN), cada una de estas partes está monitoreado y controlado las veinticuatro horas del día, los trescientos sesenta y cinco días del año por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), organismo público descentralizado que está obligado a controlar y garantizar un suministro continuo de energía eléctrica al país, así como la operación del Mercado Eléctrico Mayorista.

En este contexto, en el Capítulo I se describen conceptos básicos que son importantes para comprender la relación que existe entre dos disciplinas comunes cuando se habla de los sistemas eléctricos de potencia como son, las protecciones eléctricas y los mercados eléctricos. Se abordan temas como la generación de energía utilizando diferentes fuentes de energía, esquemas de protección, funciones de protección presentes en estos esquemas y finalmente cómo es que opera el Mercado de Día en Adelanto (MDA).

Los Capítulo II y Capítulo III tienen como objetivo mostrar las áreas en las que he desempeñado mis actividades laborales y que hasta hoy en día sigo ejerciendo. En el Capítulo II se describe cómo es que se realizan las pruebas de aceptación en fábrica para tableros de protección, control y medición (PCyM) que se desarrollan en Schweitzer Engineering Laboratories, S.A. de C.V. (SEL México) y posteriormente en el Capítulo III se explica cómo es que opera el Mercado Eléctrico Mayorista en México para la asignación de unidades de central eléctrica en el mercado del día en adelante (MDA) y la asignación suplementaria de unidades de central eléctrica para la confiabilidad (AUGC).

Este conjunto de conocimientos que obtuve con mi formación como ingeniero electricista en mi alma mater, el Instituto Politécnico Nacional y que posteriormente reforcé cursando la maestría en la Universidad Autónoma de San Luis Potosí aunados a la aplicación de éstos en los trabajos en los que me he desarrollado, me brindan las herramientas y habilidades profesionales para desempeñarme en sectores que están estrechamente relacionados con mi profesión.

CAPÍTULO I

Sistemas Eléctricos de Potencia

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) es una red que se compone de manera general por elementos de generación y transmisión de electricidad para distribuirla a gran escala con la mayor calidad posible y al menor costo. En este capítulo se presenta la evolución de los SEP, la generación de energía eléctrica que es aprovechada en México y ofertada en el Mercado Eléctrico Mayorista, así como los principales esquemas de protección implementados en las subestaciones eléctricas.

I.1 Evolución de los Sistemas Eléctricos de Potencia

El primer sistema eléctrico de potencia que comprendía un generador, cables de transmisión, elementos de interrupción como fusibles, sección de medición y carga fue construido por Thomas Alva Edison e implementado en la estación *Pearl Street* en la ciudad de Nueva York, la cual comenzó sus operaciones en septiembre de 1882 [1].

Este sistema que desarrolló Edison operaba con corriente directa (CD) y se limitaba a distribuir electricidad a 59 usuarios en un radio de 1.5 km, donde la carga estaba compuesta principalmente por lámparas incandescentes [1].

Con el desarrollo de nuevas tecnologías para impulsar el crecimiento industrial y satisfacer la demanda de la creciente población, al sistema desarrollado e implementado por Edison, se le agregaron elementos como un motor de corriente directa (dínamo) que era impulsado por una rueda o turbina de agua que con el paso de la corriente, movía unas hélices que hacían girar el rotor del motor y generar con este movimiento energía mecánica que posteriormente con el generador convertirla en energía eléctrica.

El esquema de la Figura 1, muestra el crecimiento que en un periodo aproximado de 10 años tuvieron los sistemas eléctricos de potencia.

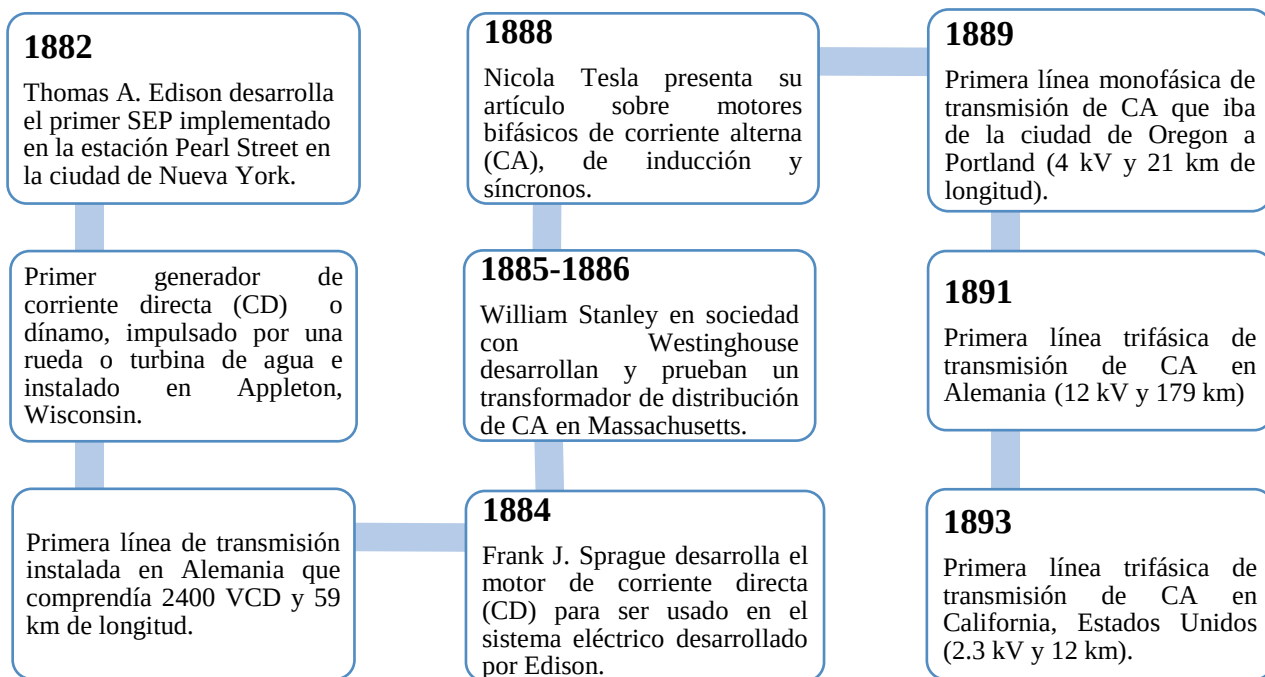


FIGURA 1. EVOLUCIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA [2]

Con el incremento en la demanda, el uso de los sistemas en corriente directa comenzó a ser deficiente ya que sólo se podía distribuir la energía eléctrica generada en distancias cortas, esto debido a las pérdidas de la línea por efecto Joule (I^2R) y por la caída de tensión que se presentaba desde el punto de origen hasta el destino final. La causa de estas caídas de tensión no es exclusiva de la transmisión en corriente directa, se debe también a los bajos niveles de voltaje utilizados en la época, que como consecuencia llevaban a altos niveles de corriente.

Como se observa en el diagrama de la Figura 1, a partir de que William Stanley en sociedad con Westinghouse desarrollan el transformador de corriente alterna, las investigaciones para transmitir la energía eléctrica con corriente alterna se vieron incrementadas y aceleradas tanto que, en un lapso de aproximadamente 2 años y con los estudios realizados por Nicola Tesla, transmitir la energía eléctrica en corriente alterna, comenzaba a ser mayormente atractiva.

Las investigaciones entre qué sistema resultaba más eficiente se potencializaron, por un lado, Edison apoyando todos los estudios y uso de corriente directa y por el otro favoreciendo el uso de corriente alterna estaba Westinghouse que prácticamente había comprado todas las patentes de los inventos de Nicola Tesla.

A inicios del siglo XIX, el uso de sistemas en corriente alterna finalmente se formalizó, respaldado por las siguientes razones [1]:

- ⊕ Los niveles de tensión de corriente alterna (CA) son fáciles de transformar ya sea incrementándolos o reduciéndolos, lo que da flexibilidad para el uso en diferentes tensiones de generación, transmisión y distribución.
- ⊕ Los generadores de CA son mucho más simples que los generadores de CD.
- ⊕ Los motores de CA son mucho más simples y económicos que los motores de CD.

I.2 Estructura de los Sistemas Eléctricos de Potencia

Los sistemas eléctricos de potencia están formados por tres etapas: generación, transmisión y distribución, cada una de estas etapas posee procesos y características específicas. En la República Mexicana, la conjunción de estos tres sectores conforma el sistema eléctrico nacional (SEN) que es operado y monitoreado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), entidad obligada a garantizar el continuo suministro de la energía eléctrica, así como su regulación.

En las centrales generadoras, es donde se produce la energía eléctrica como resultado de un proceso previo de transformación de energía, que puede ser hidráulica, térmica, solar, nuclear, etc., los niveles de tensión en la que se genera la energía eléctrica suelen ser entre 3 y 20 kV.

Las subestaciones elevadoras, son ese tipo de subestación eléctrica que se encuentra junto a la central generadora para que en ella se eleve el nivel de tensión y que de esta forma se reduzca la corriente que circula por las líneas de transmisión, la potencia generada se mantenga y que las pérdidas por efecto Joule se minimicen.

Cabe mencionar que estas subestaciones eléctricas también cumplen la función de un nodo de interconexión donde, convergen varias líneas eléctricas que a su vez cuentan con elementos de protección, control y medición.

Las líneas de transmisión normalmente son aéreas y construidas con conductores de aluminio, las cuales conectan las subestaciones elevadoras con subestaciones de menor nivel de tensión. La corriente que por estas puede circular depende de la sección transversal de los conductores y el nivel de tensión que mientras mayor sea, menor será la corriente que por las líneas circule.

La red de distribución, como se ha mencionado anteriormente, está conectada por subestaciones que reducen los altos niveles de tensión que se usan para transmitir la energía eléctrica, ya sean 230 kV o 400 kV a niveles de reparto que van desde los 115 kV hasta los 13.8 kV, pasando por redes de distribución de media tensión.

Por último, los usuarios finales, son todas esas cargas que pueden ser del tipo doméstico, industrial o comercial.

En la Figura 2 se ilustran de manera general los componentes de un sistema eléctrico de potencia.

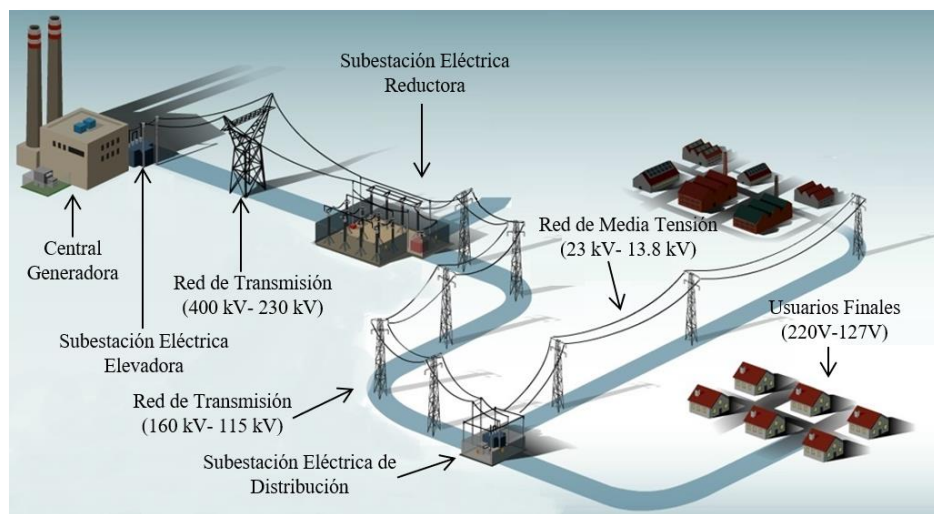


FIGURA 2. CONSTITUCIÓN TÍPICA DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA [3]

Los SEP, pueden variar en tamaño y componentes, pero las características básicas las mantienen invariablemente, estas características, Kundur en su texto de Estabilidad y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia [1], las describe de la forma siguiente:

- ⊕ Todos los sistemas operan con corriente alterna (CA) con un nivel de tensión constante en un sistema de tres fases (3 $\emptyset$).
- ⊕ Las cargas industriales son trifásicas invariablemente, las residenciales son monofásicas (1 $\emptyset$) y las comerciales se distribuyen para balancear los sistemas trifásicos.
- ⊕ El funcionamiento de los generadores síncronos es principalmente de la siguiente forma. El primer impulso convierte la fuente de energía primaria, ya sea combustible, nuclear o hidráulica, en energía mecánica la cual, es transformada posteriormente en energía eléctrica.
- ⊕ Para transmitir y distribuir la energía eléctrica en áreas mucho más amplias, se requieren también subsistemas operando a diferentes niveles de tensión.

I.3 Generación de Energía Eléctrica en México

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) esta dividido principalmente en tres sistemas interconectados que son: el sistema interconectado de Baja California, el sistema interconectado de Baja California Sur, el Sistema Interconectado Nacional y un sistema aislado llamado Mulegé, estos sistemas para su operación y control están divididos en nueve gerencias de control regional (GCR) y un sistema pequeño llamado Mulegé.

Al Sistema Interconectado Nacional (SIN) lo integran 7 gerencias de control, la Gerencia de Control Regional Noroeste (GCRNOR), Gerencia de Control Regional Norte (GCRNTE), Gerencia de Control Regional Occidental (GCROCC), Gerencia de Control Regional Central (GCRCEL), Gerencia de Control Regional Noreste (GCRNES), Gerencia de Control Regional Oriental (GCRORI) y finalmente la Gerencia de Control Regional Peninsular (GCRPEN).

El sistema de Baja California con la Gerencia de Control Regional de Baja California (GCRBCA), opera interconectado con la región oeste de Estados Unidos a través del

Western Electricity Coordinating Council (WECC) por medio de dos líneas de transmisión de 230 kV de corriente alterna [4].

Por otro lado, los sistemas eléctricos de Baja California Sur y Mulegé están eléctricamente aislados entre ellos y con el resto de la red. En la Figura 3 se muestran las regiones de control que conforman el SEN y la nomenclatura con que se identifican.



FIGURA 3. GERENCIAS DE CONTROL REGIONAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL [5]

I.3.1 Capacidad Efectiva Instalada

De acuerdo con información publicada en el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista, para diciembre de 2018 la capacidad instalada alcanzo un valor de 70,053 MW [4].

Para representar la gráfica de la Figura 4 se consideran como parte de esa infraestructura las Centrales Eléctricas operadas por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), Productores Independientes de Energía (PIE), Autoabastecedores (AUT), Cogeneradores

(COG), Pequeños Productores (PP), Importadores (IMP) y Exportadores (EXP) que están interconectados al SEN.

CAPACIDAD INSTALADA POR TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN

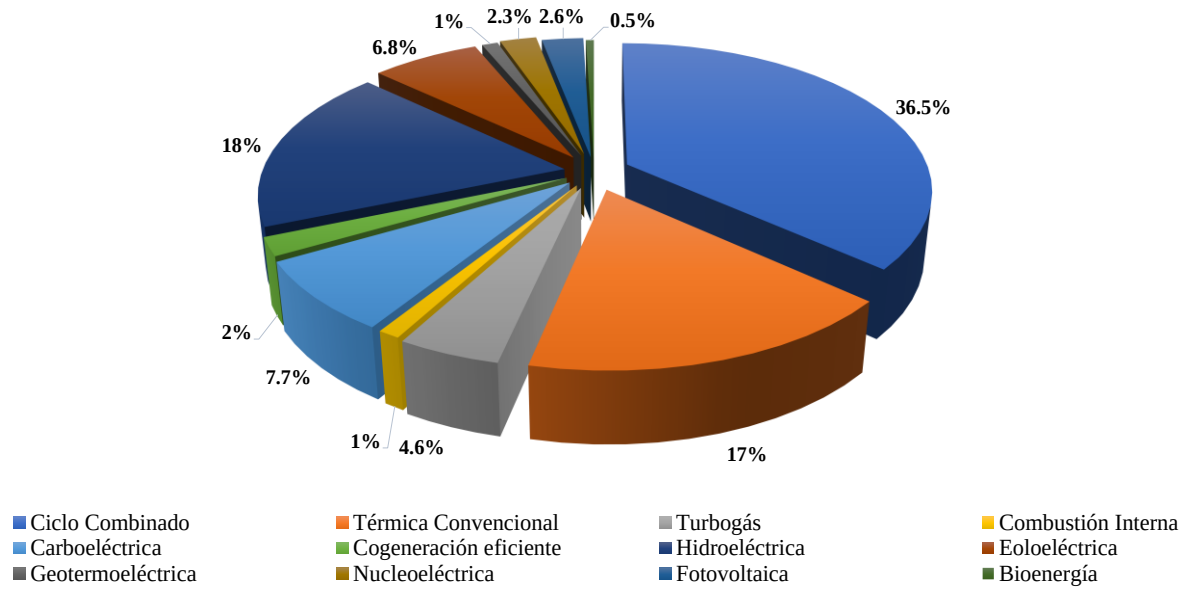


FIGURA 4. CAPACIDAD EFECTIVA INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018 [4]

A lo largo de todo el territorio nacional, se distribuyen plantas de generación de electricidad que se adecúan a cada región ya que para su colocación y desarrollo se deben de considerar entre otras cosas, qué tipo de combustible o recurso primario es el que utilizarán para la producción de electricidad, así como su abastecimiento.

El mapa de la Figura 5 ilustra la ubicación de las centrales eléctricas a cargo de la CFE y los productores independientes de energía (PIE) que destacan por su tamaño, tecnología o su importancia de acuerdo con la región en que están instaladas; posteriormente, en la Tabla 1 se describe con mayor detalle la numeración con que se identifican.



FIGURA 5. PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS (CFE Y PIE) EN 2018 [4]

TABLA 1. CAPACIDAD EFECTIVA Y CARACTERÍSTICAS DE LAS PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DE CFE Y PIE A DICIEMBRE DE 2018 [4]

No	Nombre de la Central	Gerencia de Control Regional	Estado	Tecnología ③	Combustible ④,	Número de		Capacidad Efectiva
						Centrales	Unidades	MW⑤
1	Infiernillo	Central	Guerrero	HID		1	6	1,200
2	La Villita (José María Morelos)	Central	Michoacán	HID		1	4	320
3	Tula (Francisco Pérez Ríos)	Central	Hidalgo	TC, CC	COM y GAS	2	11	1,881
4	Valle de México	Central	México	TC, CC	GAS	1	7	999
5	Unidades Aeroderivadas	Central	México y CDMX	VARIOS	GAS	13	14	448
6	Petalcalco (Plutarco Elías Calles)	Central	Guerrero	TG	K	1	7	2,778
7	Angostura (Belisario Domínguez)	Oriental	Chiapas	CAR		1	5	900
8	Chicoasén (Manuel Moreno Torres)	Oriental	Chiapas	HID		1	8	2,400
9	Malpaso	Oriental	Chiapas	HID		1	6	1,080
10	Peñitas	Oriental	Chiapas	HID		1	4	420
11	Temascal	Oriental	Oaxaca	HID		1	6	354
12	Caracol (Carlos Ramírez Ulloa)	Oriental	Guerrero	HID		1	3	600
13	Humeros	Oriental	Puebla	GEO		1	6	69
14	Oaxaca I-IV, La Venta III y La Mata (PIE) ②	Oriental	Oaxaca	EO		6	410	613
15	Laguna Verde	Oriental	Veracruz	NUC	UO ₂	1	2	1,608
16	Dos Bocas	Oriental	Veracruz	CC	GAS	1	6	226
17	San Lorenzo	Oriental	Puebla	CC	GAS	1	3	382
18	Poza Rica	Oriental	Veracruz	CC	GAS	1	4	232
19	Tuxpan (Adolfo López Mateos)	Oriental	Veracruz	TC	COM	1	6	1,750
20	Tuxpan II, III, IV y V (PIE) ②	Oriental	Veracruz	CC	GAS	3	12	2,103
21	Aguamilpa Solidaridad	Occidental	Nayarit	HID		1	3	960
22	El Cajón (Leonardo Rodríguez Alcaine)	Occidental	Nayarit	HID		1	2	750
23	La Yesca (Alfredo Elías Ayub)	Occidental	Guerrero	HID		1	2	750
24	Zimapán (Fernando Hiriart Balderrama)	Occidental	Hidalgo	HID		1	2	292
25	Manzanillo (Manuel Álvarez Moreno)	Occidental	Colima	TC, CC	COM y GAS	1	12	2,754

TABLA 1. [CONTINUACIÓN] CAPACIDAD EFECTIVA Y CARACTERÍSTICAS DE LAS PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DE CFE Y PIE A DICIEMBRE DE 2018 [4]

No	Nombre de la Central	Gerencia de Control Regional	Estado	Tecnología ③	Combustible ④	Número de		Capacidad Efectiva MW⑤
						Centrales	Unidades	
26	Salamanca TC y Cogeneración	Occidental	Guanajuato	TC, CC	COM y GAS	2	5	1,023
27	Villa de Reyes	Occidental	San Luis Potosí	TC	COM	1	2	700
28	El Sauz	Occidental	Querétaro	CC	GAS	1	5	591
29	El Sauz (Bajío) (PIE) ②	Occidental	Guanajuato	CC	GAS	1	4	626
30	Los Azufres	Occidental	Michoacán	GEO		1	13	245
31	El Novillo (Plutarco Elías Calles)	Noroeste	Sonora	HID		1	3	135
32	Huites (Luis Donaldo Colosio)	Noroeste	Sinaloa	HID		1	2	422
33	Puerto Libertad	Noroeste	Sonora	TC	COM y GAS	1	4	632
34	Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero)	Noroeste	Sonora	TC	COM	1	4	484
35	Mazatlán II (José Aceves Pozos)	Noroeste	Sinaloa	TC	COM	1	3	616
36	Topolobampo II (Juan de Dios Bátiz)	Noroeste	Sinaloa	TC	COM	1	2	320
37	Hermosillo	Noroeste	Sonora	CC	GAS	1	2	227
38	Agua Prieta II	Noroeste	Sonora	CC	GAS	1	3	409
39	Hermosillo (PIE) ②	Noroeste	Sonora	CC	GAS	1	1	284
40	Naco Nogales (PIE) ②	Noroeste	Sonora	CC	GAS	1	2	308
41	Francisco Villa	Norte	Chihuahua	TC	COM y GAS	1	2	300
42	Lerdo (Guadalupe Victoria)	Norte	Durango	TC	COM	1	2	320
43	Samalayuca I y II	Norte	Chihuahua	TC, CC	COM y GAS	2	8	838
44	Gómez Palacio	Norte	Durango	CC	GAS	1	3	240
45	El Encino (Chihuahua II)	Norte	Chihuahua	CC	GAS	1	5	619
46	La Laguna II (PIE) ②	Norte	Durango	CC	GAS	1	3	538
47	Norte Durango (PIE) ②	Norte	Durango	CC	GAS	1	3	555
48	Chihuahua III (PIE) ②	Norte	Chihuahua	CC	GAS	1	3	275
49	Norte II (PIE) ②	Norte	Chihuahua	CC	GAS	1	3	433

TABLA 1. [CONTINUACIÓN] CAPACIDAD EFECTIVA Y CARACTERÍSTICAS DE LAS PRINCIPALES CENTRALES ELÉCTRICAS DE CFE Y PIE A DICIEMBRE DE 2018 [4]

No	Nombre de la Central	Gerencia de Control Regional	Estado	Tecnología ③	Combustible ④	Número de		Capacidad Efectiva MW①
						Centrales	Unidades	
50	Altamira	Noreste	Tamaulipas	TC	COM y GAS	1	2	465
51	Río Escondido (José López Portillo) y Carbón II	Noreste	Coahuila	CAR	K	2	8	2,600
52	Huinalá I y II	Noreste	Nuevo León	CC, TG	GAS	3	8	976
53	Río Bravo (Emilio Portes Gil)	Noreste	Tamaulipas	TC, CC	COM y GAS	1	4	511
54	Saltillo (PIE)②	Noreste	Coahuila	CC	GAS	1	2	298
55	Río Bravo II, III y IV (PIE)②	Noreste	Tamaulipas	CC	GAS	3	9	1,753
56	Monterrey III (PIE)②	Noreste	Nuevo León	CC	GAS	1	2	489
57	Altamira II, III, IV y V (PIE)②	Noreste	Tamaulipas	CC	GAS	3	15	2,845
58	Tamazunchale (PIE)②	Noreste	San Luis Potosí	CC	GAS	1	6	1,217
59	Presidente Juárez	BCA	BCA	TC, CC	COM y GAS	2	6	1,063
60	Mexicali (PIE)②	BCA	BCA	CC	GAS	1	3	489
61	Baja California III (La Jovita)	BCA	BCA	CC	GAS	1	3	324
62	Cerro Prieto I, II, III y IV	BCA	BCA	GEO		4	9	340
63	Tijuana	BCA	BCA	TG	GAS	1	6	345
64	Punta Prieta	BCS	BCS	TC	COM	1	3	113
65	San Carlos (Agustín Olachea A.)	BCS	BCS	CI	COM y DIE	1	3	104
66	Baja California Sur I	BCS	BCS	CI	COM y DIE	1	5	210
67	Valladolid (Felipe Carrillo Puerto)	Peninsular	Yucatán	TC, CC	COM y GAS	2	5	295
68	Mérida II	Peninsular	Yucatán	TC, TG	COM y GAS	2	3	198
69	Valladolid III (PIE)②	Peninsular	Yucatán	CC	GAS	1	3	525
70	Campeche (PIE)②	Peninsular	Campeche	CC	GAS	1	1	252
71	Mérida III (PIE)②	Peninsular	Yucatán	CC	GAS	1	3	484
Total						106	747	52,905

① Al 31 de diciembre 2018

② Productor Independiente de Energía, se considera su capacidad comprometida con CFE más la de los permisos adicionales (autoabasto y/o generador).

③ HID: Hidroeléctrica, TC: Termoeléctrica convencional (vapor), CC: Ciclo Combinado, CAR: Carboeléctrica, NUC: Nucleoeléctrica, GEO: Geotermoeléctrica, TG: Turbogás, EO: Eoloeléctrica, CI: Combustión Interna, FV: Solar Fotovoltaica, BIO: Bioenergía.

④ COM: Combustóleo, GAS: Gas, K: Carbón, UO₂: Óxido de Uranio, DIO: Diesel.

Cabe señalar que las centrales que se muestran y enumeran en la Figura 5 y en la Tabla 1, no son las únicas que aportan energía al SEN, de igual forma hay centrales de generadores particulares que aportan energía a los tres sistemas, las cuales se pueden consultar con mayor detalle en el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista [4].

I.4 Producción de Energía Eléctrica en México

La producción de energía eléctrica en México, de acuerdo con datos que emite el CENACE en el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista, la generación bruta por parte de la CFE y la recibida (neta) del resto de los permisionarios durante el año 2018, fue de 317,278 GWh.

La gráfica de la Figura 6 muestra la energía producida durante 2018 de acuerdo con el tipo de tecnología.

CAPACIDAD INSTALADA POR TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN

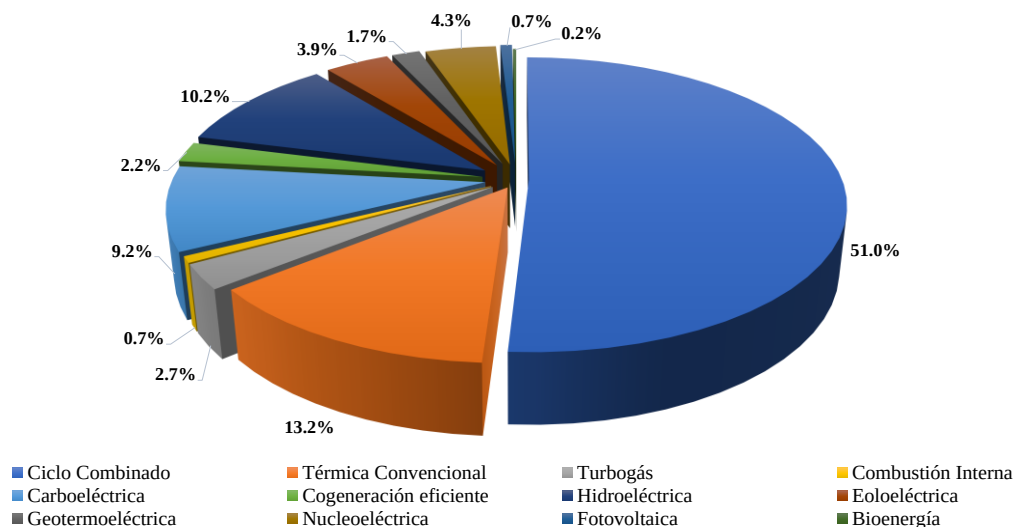


FIGURA 6. ENERGÍA PRODUCIDA EN 2018 POR TIPO DE TECNOLOGÍA (317,278 GWh) [4]

La gráfica de la Figura 7 muestra la energía producida por tipo de participante o modalidad de generador.

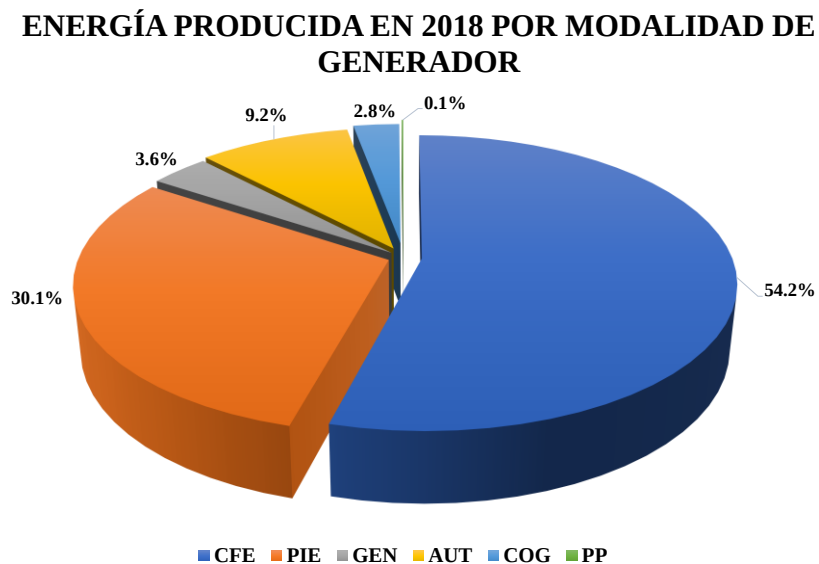


FIGURA 7. ENERGÍA PRODUCIDA EN 2018 POR MODALIDAD DE GENERADOR [4]

I.4.1 Generación Hidroeléctrica

El recurso primario que utiliza una central hidroeléctrica es la energía potencial del agua almacenada en una presa, que esté ubicada a una altura mayor que la central generadora.

Al dejar que el flujo del agua vaya de una mayor altura a una menor, se aprovecha toda la energía de movimiento (cinética) que tiene el agua, esta agua se hace pasar por una turbina hidráulica para moverla y esta a su vez mueva un generador eléctrico, lo que resulta en la producción de energía eléctrica.

Para el aprovechamiento de la energía hidráulica, los dos factores que influyen son, por un lado, el caudal y por el otro la altura del salto; donde para que se obtenga el mayor beneficio de este recurso es que se construyen presas para aumentar el salto o caída de agua.

Se denomina presa a la infraestructura de obra civil donde destaca la altura, la longitud de coronación y el volumen del concreto utilizado.

I.4.1.1 Elementos Principales de una Presa

De acuerdo con la terminología que emplea la Comisión Nacional del Agua, es importante reconocer las siguientes partes constitutivas de una presa [6].

- ⊕ Cuenca, es la extensión de terreno que almacena el agua proveniente de lluvias o manantiales y alimenta con ella el caudal de los ríos, arroyos o lagos que se encuentran dentro de ella.
- ⊕ Gasto, este también es conocido como caudal y es la cantidad o volumen de agua que pasa por la sección transversal de un conducto, cauce o canal en un determinado tiempo, este se mide en metros cúbicos por segundo (m^3/s).
- ⊕ Elevación, cota o altura que indica la elevación del agua en un punto con respecto al nivel del mar o algún otro nivel de referencia, se expresa en metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m).
- ⊕ NAMO, Nivel de Aguas Máximo Ordinario, máximo nivel con que se puede operar la presa para satisfacer las demandas, puede ser agua potable, generación y/o riego.
- ⊕ NAMÍN, Nivel de Aguas Mínimo, es el nivel considerado para recibir los azolves durante la vida útil de la presa.
- ⊕ NAMINO, Nivel de Aguas Mínimo de Operación, es el mínimo nivel que se puede tener para el funcionamiento de la presa.
- ⊕ NAME, Nivel de Aguas Máximas Extraordinarias, es el nivel más alto que debe alcanzar el agua de la presa, bajo cualquier condición

En la Figura 8 se muestran los niveles que dentro de una presa se deben de cuidar para mantener un nivel que este dentro del Nivel de Aguas Máximo de Operación (NAMO) y del Nivel de Aguas Mínimo de Operación (NAMINO) que es el nivel que en la figura se identifica como volumen útil.

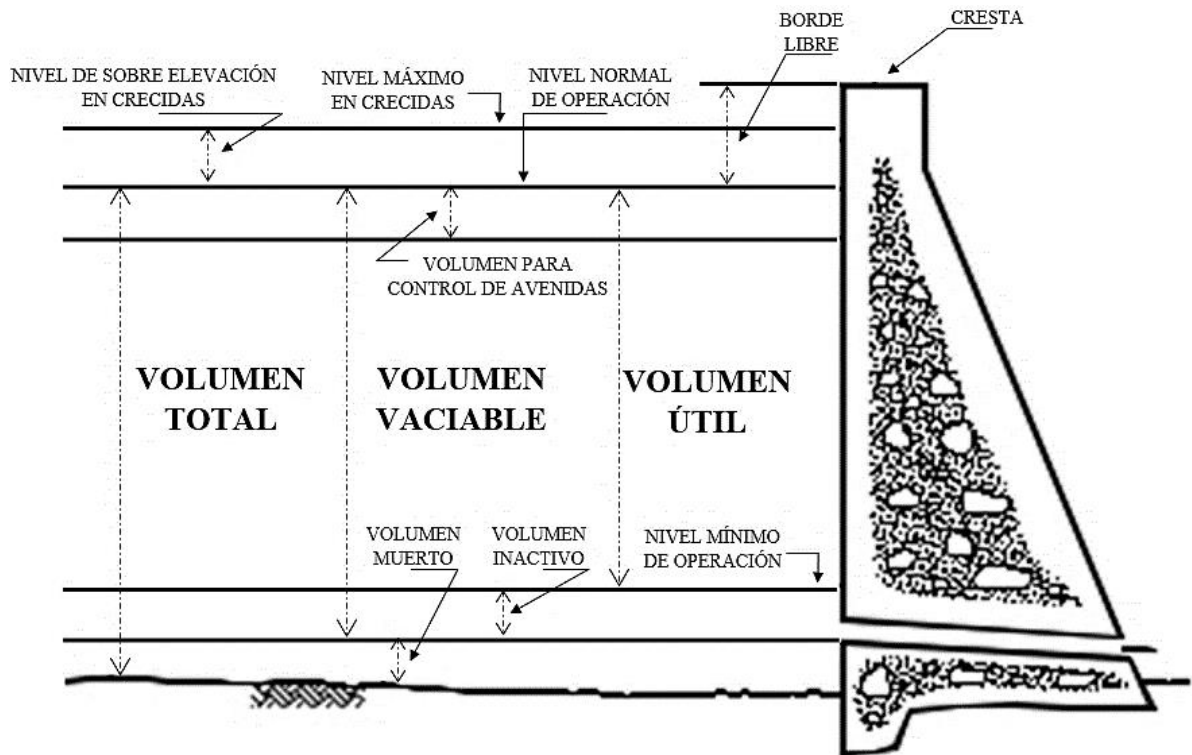


FIGURA 8. NIVELES DE UN EMBALSE [7]

I.4.1.2 Principales Presas en el Sistema Eléctrico Nacional

El sistema eléctrico nacional, de acuerdo con la Figura 6, tiene una capacidad de generación hidroeléctrica del 10.2% de acuerdo con datos del Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista [4] la cual está conformada por lo que se conoce como generación hidroeléctrica menor y generación hidroeléctrica mayor.

Dentro de esta generación identificada como hidro mayor, se encuentran dieciséis presas, con la capacidad de generar electricidad por arriba de los 20 MWh.

En el esquema de la Figura 9, si se analiza de arriba hacia abajo, se observa que primeramente está el río al que pertenece la presa, posteriormente se enlistan las presas, así como el tiempo de viaje del recurso hídrico de una presa a otra.

Por ejemplo, si se observa el río Santiago, en este río se encuentran ubicadas tres presas que son La Yesca, El Cajón y Aguamilpa, en donde aguas arriba de Aguamilpa se encuentra El Cajón y de esta a su vez La Yesca.

Si se genera electricidad en la Yesca, el tiempo de viaje lo que indica es que el agua que se utilizó y el desemboque de la central, se verá reflejada como una aportación aguas arriba en El Cajón después de haber transcurrido cuatro horas, lo que sucedería de la misma forma con Aguamilpa.

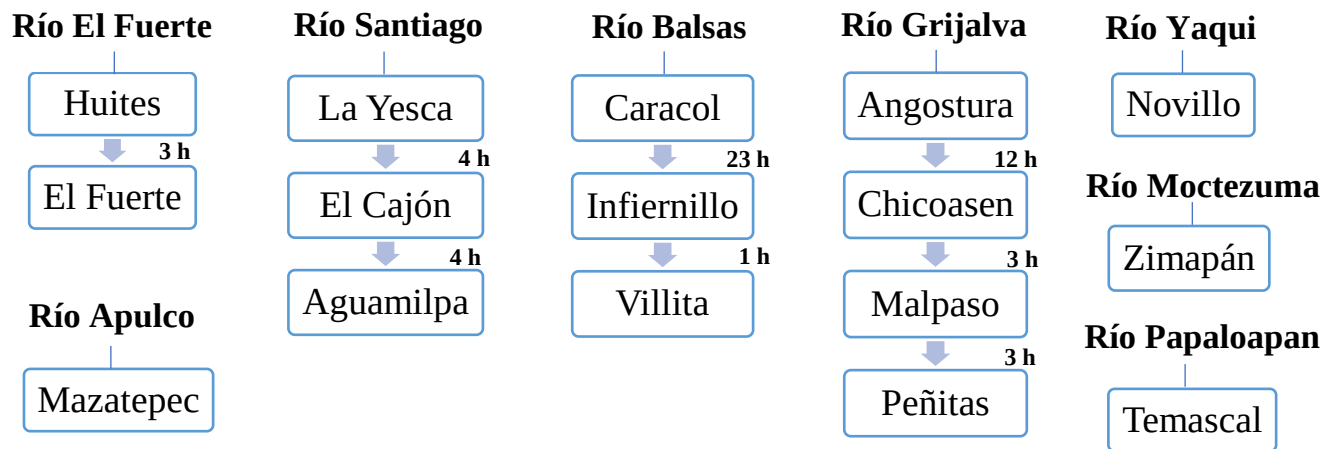


FIGURA 9. PRINCIPALES PRESAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL [8]

I.4.2 Generación Termoeléctrica

Una planta de generación termoeléctrica es aquella que genera energía eléctrica a partir de la quema de combustibles fósiles, que pueden ser carbón, combustóleo, gas natural entre otros [9].

El proceso de transformación que sigue una central termoeléctrica se ilustra de manera general en el diagrama de la Figura 10.

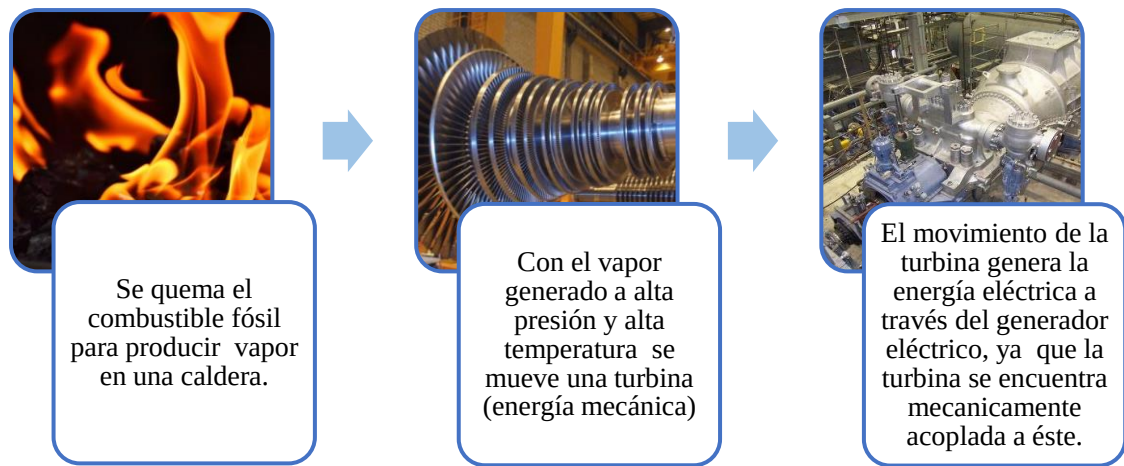


FIGURA 10. PROCESO DE TRANSFORMACIÓN DE UNA CENTRAL TERMOELÉCTRICA

Las centrales termoeléctricas siguen principalmente dos procesos, dependiendo del tipo de turbina que la conforme, estos ciclos son el ciclo Rankine y el ciclo Brayton, los cuales se describen a continuación.

I.4.2.1 Ciclo Rankine

El ciclo Rankine es la aplicación tecnológica del ciclo de Carnot, que es el proceso cíclico reversible que utiliza un gas perfecto, y que consta de dos transformaciones isotérmicas (la temperatura del sistema permanece constante) y dos adiabáticas (no se produce intercambio de calor con los alrededores del sistema) [10].

De manera general, el ciclo Rankine es un ciclo que opera con base en vapor, este proceso consiste en calentar agua en una caldera hasta que el fluido comience a evaporarse para posteriormente elevar la presión del vapor. El vapor obtenido, es llevado a una turbina en la que se produce energía cinética a costa de perder presión, el proceso siguiente es conducir el vapor hacia un condensador donde lo que queda de vapor pasa a estado líquido para que este líquido entre a una bomba que aumentara la presión para que pueda introducirse nuevamente a la caldera [11].

I.4.2.2 Ciclo Brayton

Este ciclo, de manera general consiste en dar presión al aire para posteriormente calentarlo al quemar un combustible.

Una vez que se ha calentado el gas o aire a una presión constante, se hace pasar por una turbina donde es aprovechada la energía cinética que provoca el aire en la turbina.

Una parte de esa energía se emplea para impulsar el compresor mientras que la energía restante se utiliza para hacer girar un generador eléctrico, el gas que es aprovechado y que está a alta temperatura, se refrigera para que vuelva a sus condiciones iniciales y el ciclo se repita [12].

I.4.2.3 Central Térmica Convencional

En las centrales térmicas de vapor se utilizan como máquinas motrices las máquinas de vapor o turbinas de vapor, pero hay casos en que pueden ser ambos.

El vapor que se necesita para generar la energía eléctrica se produce en calderas una vez que se quema el combustible fósil en los hogares mecánicos que forman parte de las propias calderas de esta sección.

Una central térmica está compuesta por una caldera, tubería para el paso del vapor, una turbina de vapor y el generador, independientemente del tipo de combustible primario que utilice, aunque cabe señalar que sí existen diferencias en el diseño de los quemadores de las calderas y el tratamiento del combustible antes de que entre a estas.

En la Figura 11, se ilustran las partes constitutivas de una central térmica convencional, donde el proceso para generar electricidad es básicamente el siguiente:

- ⊕ Se quema el combustible en una caldera que posteriormente se utiliza para calentar agua fría y producir vapor a alta presión.
- ⊕ El vapor que se genera debido al proceso térmico anterior pasa por una tubería en forma de espiral, el cual hace girar una turbina que convierte esa energía calorífica y mecánica en energía eléctrica.

- ⊕ Una vez que se genera la energía eléctrica en el generador, esta es dirigida a un alternador que pasará la energía por un transformador elevador para comenzar a distribuirla por las líneas de alta tensión.
- ⊕ El vapor que sale de la turbina se conduce a un condensador para que nuevamente se convierta en agua y se devuelva a la caldera para que el ciclo se repita.

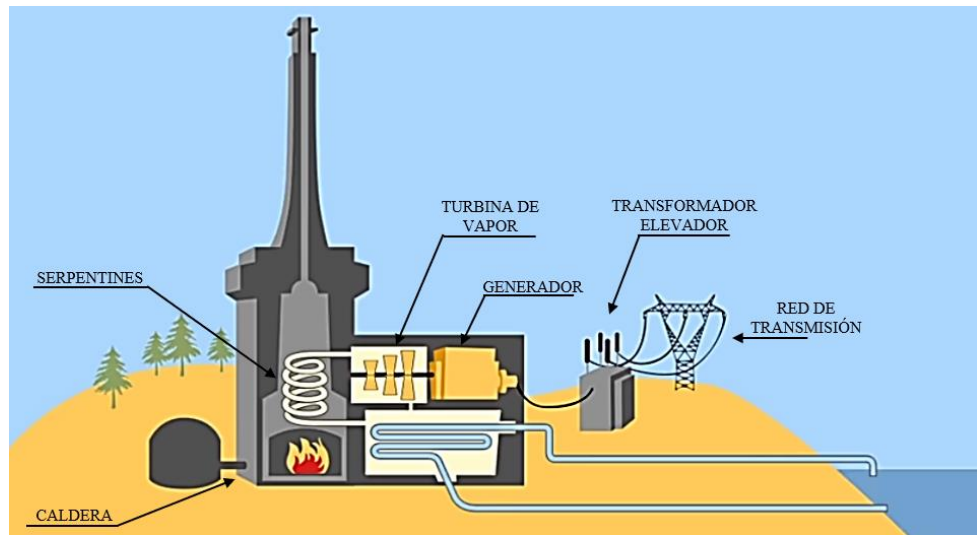


FIGURA 11. CENTRAL TÉRMICA CONVENCIONAL [13]

I.4.2.4 Central Térmica de Ciclo Combinado

Las centrales de ciclo combinado son centrales de generación de energía eléctrica en las que se transforma la energía térmica del gas en energía eléctrica mediante dos ciclos que comprenden primeramente a una turbina de gas convencional seguido por el de una turbina de vapor.

Una de las principales diferencias que existe entre este tipo de central y una térmica convencional es que en las centrales de ciclo combinado el calor generado por la combustión en la turbina de gas se lleva a un elemento que recolecta el calor para que mueva una o varias turbinas de vapor.

Ambas turbinas, tanto la de vapor como la de gas, están mecánicamente acopladas a un generador común que se encarga de convertir la energía mecánica generada por ambas turbinas en energía eléctrica.

Este tipo de central, si se compara con las térmicas convencionales, suelen ser mucho más flexibles ya que pueden operar a plena carga o en cargas parciales (comúnmente llamado ciclo completo o paquete completo y medio ciclo o medio paquete).

Una central eléctrica de ciclo combinado es el conjunto de dos procesos que involucran una turbina de gas y una o más turbinas de vapor donde básicamente el funcionamiento de esta es como se describe a continuación:

- ⊕ Primeramente, se extrae aire del exterior y se comprime a alta presión en un compresor.
- ⊕ Posteriormente, este aire comprimido se lleva a una cámara de combustión que es el lugar donde incide el aire del exterior y el gas natural. Los gases que se producen en esta cámara son dirigidos a la turbina de gas.
- ⊕ En la turbina de gas, los gases se expanden y la energía calorífica de estos se transforma en energía mecánica, la cual es transmitida al eje que está mecánicamente acoplado a la turbina.
- ⊕ Los gases que fueron aprovechados en la turbina de vapor para mover el eje de la turbina se llevan a una caldera de recuperación de calor para producir vapor; a partir de este punto, el ciclo que sigue la central es la de una central térmica convencional donde el vapor a alta presión se encarga de hacer girar la turbina.
- ⊕ A la salida de la turbina el vapor es condensado para transformarlo nuevamente en agua, volviéndola a dirigir a la caldera para iniciar un nuevo ciclo de producción de vapor.
- ⊕ Por lo general, la turbina de gas y la turbina de vapor están acopladas al mismo eje por lo que ambas actúan sobre un mismo generador eléctrico.

En la Figura 12, se observan las partes constitutivas de una central térmica de ciclo combinado que, si se compara con una central térmica convencional, se logran apreciar las diferencias tanto de construcción como de funcionamiento.

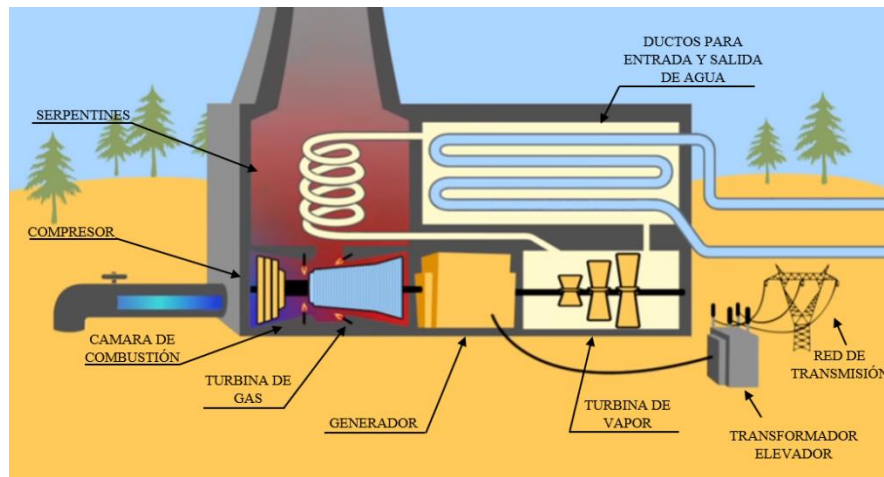


FIGURA 12. CENTRAL TÉRMICA DE CICLO COMBINADO [13]

I.4.3 Generación Aeroderivada

Actualmente, con el avance tecnológico y con el compromiso de satisfacer la demanda de la población y la industria, los productores de electricidad han optado por métodos que sean más eficientes y eficaces, aunque esto no los vuelva una opción económicamente viable.

Para ejemplificar este caso, se tiene el tipo de central que genera electricidad a partir de turbinas de gas aeroderivadas.

Este tipo de turbinas, son llamadas de esta forma debido a que tienen su origen en turbinas que se diseñan originalmente para propulsar aviones.

Este tipo de turbinas son compactas, aunque cabe señalar que tienen una alta relación potencia/peso. Dentro de las ventajas de estas se tiene que son fáciles de operar y flexibles ante la subida o bajada de velocidad para aumentar o disminuir la potencia, su arranque es más sencillo y rápido, su potencia de operación oscila entre los 20 y 50 MW; todas estas características las vuelven fáciles de mantener, así como de sustituir.

Aún con las ventajas que se mencionan en el párrafo anterior, debido a que este tipo de turbinas tienen menos masa, resulta más difícil detectar vibraciones que podrían indicar una posible falla.

La imagen de la Figura 13, muestra cómo es que está diseñada una turbina de gas aeroderivada y prácticamente el proceso que sigue para la generación de energía eléctrica.

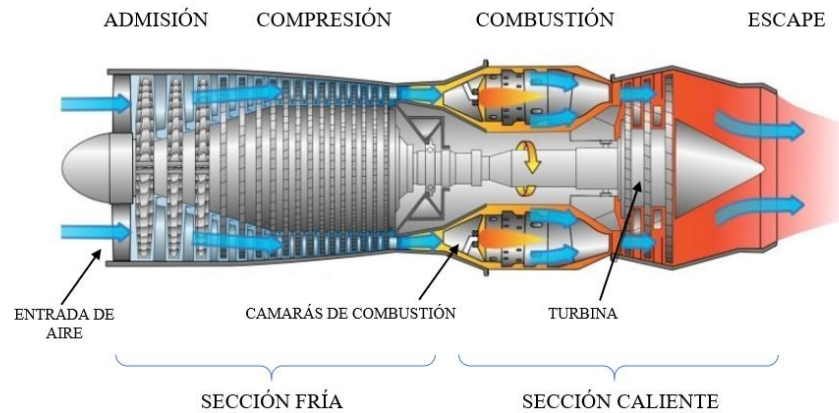


FIGURA 13. ESQUEMA DE UNA TURBINA DE GAS AERODERIVADA [14]

I.4.4 Generación Turbogás

La generación eléctrica en las unidades que son del tipo turbogás, se logra aprovechando de manera directa en los alabes de la turbina de gas, la energía cinética que resulta de la expansión de aire y gases de la combustión una vez ya comprimidos [15].

Para el funcionamiento de este tipo de turbinas, debe de comprimirse una gran cantidad de aire, lo que las hace sensibles a las condiciones ambientales que modifiquen las propiedades del aire (temperatura, presión y humedad) de la región donde se encuentren situadas.

En la imagen de la Figura 14, se observa el ciclo que sigue una turbina del tipo turbogás que de manera general es el siguiente:

1. Circula aire hacia el compresor dónde se combina con el combustible que en este caso es gas.

2. El aire y el gas combinado producen la fuerza necesaria para que la combustión sea capaz de mover los alabes de la turbina.
3. El movimiento de los alabes de la turbina generan la energía mecánica suficiente para mover el eje del rotor del generador.
4. Finalmente, con el movimiento en el eje del generador se produce la energía eléctrica.

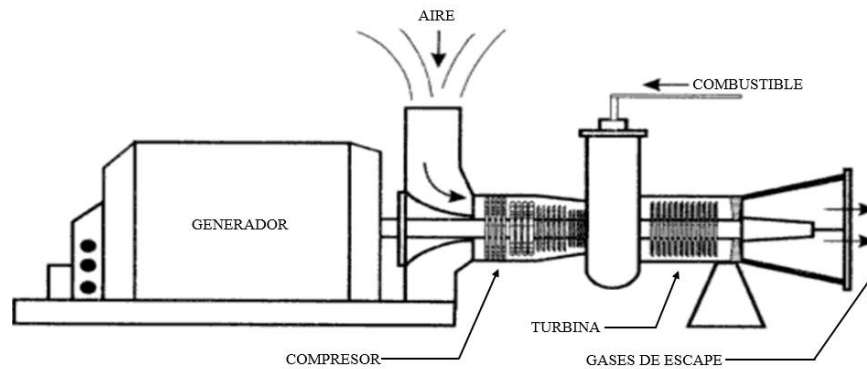


FIGURA 14. CICLO DE LA TURBINA DE GAS [15]

Cabe señalar que las turbinas de gas, dependiendo de su capacidad, tipo, relación de compresión, flujo de aire y temperaturas de operación, tendrá diferentes desempeños y respuestas ante variaciones en las condiciones atmosféricas, por lo que presentan menor desempeño conforme aumenta la temperatura y la altitud [15].

I.4.5 Generación Distribuida

Como se observa en el diagrama de la Figura 1, cuando comenzaron los estudios acerca de la generación de energía eléctrica, el verdadero meollo del asunto no era precisamente cómo generarla sino más bien era el cómo distribuirla, ya que, debido a las pérdidas en la línea, los centros de consumo debían de situarse cerca de la fuente de generación; se puede decir que los consumidores crecían alrededor de la central de generación.

Con el avance tecnológico, lo mencionado anteriormente fue quedando atrás, ya que al implementarse el uso de corriente alterna y transformadores, la situación cambió, ya que ahora los consumidores podían estar lejos de la fuente de generación y ahora la fuente se sitúa cerca del suministro de combustible y el agua.

Con el paso del tiempo, al aumentar la demanda de energía eléctrica por parte de los consumidores, factores como la escasez de combustibles y el cambio climático, plantearon la necesidad de usar algún tipo de alternativa tecnológica, para asegurar, por un lado, el suministro oportuno y de calidad de energía eléctrica y por el otro, el ahorro y uso eficiente de los recursos naturales [16].

Dentro de estas alternativas, se optó por generar energía eléctrica lo más cerca posible de los centros de consumo, tal como se realizaba en los inicios de los SEP, con la diferencia en el uso de todas las herramientas tecnológicas posibles para hacerlo de una forma mucho más eficiente contando con el respaldo del sistema eléctrico. Esta modalidad de generación eléctrica se le conoce como generación in-situ, generación dispersa o lo que comúnmente se le llama generación distribuida [16].

Tomando de referencia diversas definiciones que enlista la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía Eléctrica (CONUEE) acerca de lo que es la generación distribuida, se puede resumir que la Generación Distribuida es la generación de energía eléctrica a pequeña escala lo más cercana posible al centro de consumo o carga, con la opción de comprar o vender energía eléctrica con la red, considerando la máxima eficiencia energética comúnmente por debajo de 10 MWh [16].

La imagen de la Figura 15, muestra un sistema típico con generación distribuida donde se puede decir que, como requisito, su combustible para funcionar y generar electricidad debe ser una fuente renovable o gas natural incluso, aunque no es estrictamente necesario.



FIGURA 15. GENERACIÓN DISTRIBUIDA INSTALADA EN UN SISTEMA ELÉCTRICO [17]

I.4.6 Generación por Turbinas de Combustión Interna

Una central de combustión interna aprovecha el movimiento que se desarrolla en un motor de combustión interna, el cual mueve el eje que este acoplado al generador para que se produzca la energía eléctrica y que posteriormente pueda ser distribuida.

Este tipo de central utiliza como fuente de energía primaria el combustóleo o el diésel, en estas centrales se aprovecha la expansión de los gases de combustión para obtener energía mecánica que a su vez es transformada en energía eléctrica en el generador.

El motor de combustión interna, que es la parte medular de una central de este tipo, es un tipo de motor que lleva la combustión en el interior de este, en este proceso se transforma la energía química del combustible en energía mecánica.

Estos motores, son impulsados por un combustible que puede ser gasolina (ciclo Otto) o diésel (ciclo diésel).

El motor de combustión interna que usa como combustible el diésel, desde que se creó, se ha empleado principalmente en el ámbito industrial y para trabajos donde se requiere una mayor potencia para realizar trabajos más demandantes, ejemplo de ello es que se usa para mover trenes, barcos, generadores, vehículos de carga, etc.

I.4.6.1 Principio de Funcionamiento de un Motor Diésel

El funcionamiento de un motor diésel es prácticamente el mismo que el de un motor de gasolina que sigue el ciclo Otto para su funcionamiento (admisión, compresión, explosión y escape) excepto que, para el proceso de explosión, los motores de diésel no utilizan bujías, ya que la explosión se logra por compresión y no por una chispa, debido a ello este tipo de motores debe de contar con elementos más robustos y resistentes para soportar altas presiones.

Cabe señalar que puede contar con unas bujías incandescentes, las cuales suben la temperatura de la cámara con lo que se mejora el arranque en frío y se aprovecha mejor el calor al alcanzar la temperatura óptima.

El ciclo diésel que siguen estos motores comprende lo que se describe en el diagrama de la Figura 16.

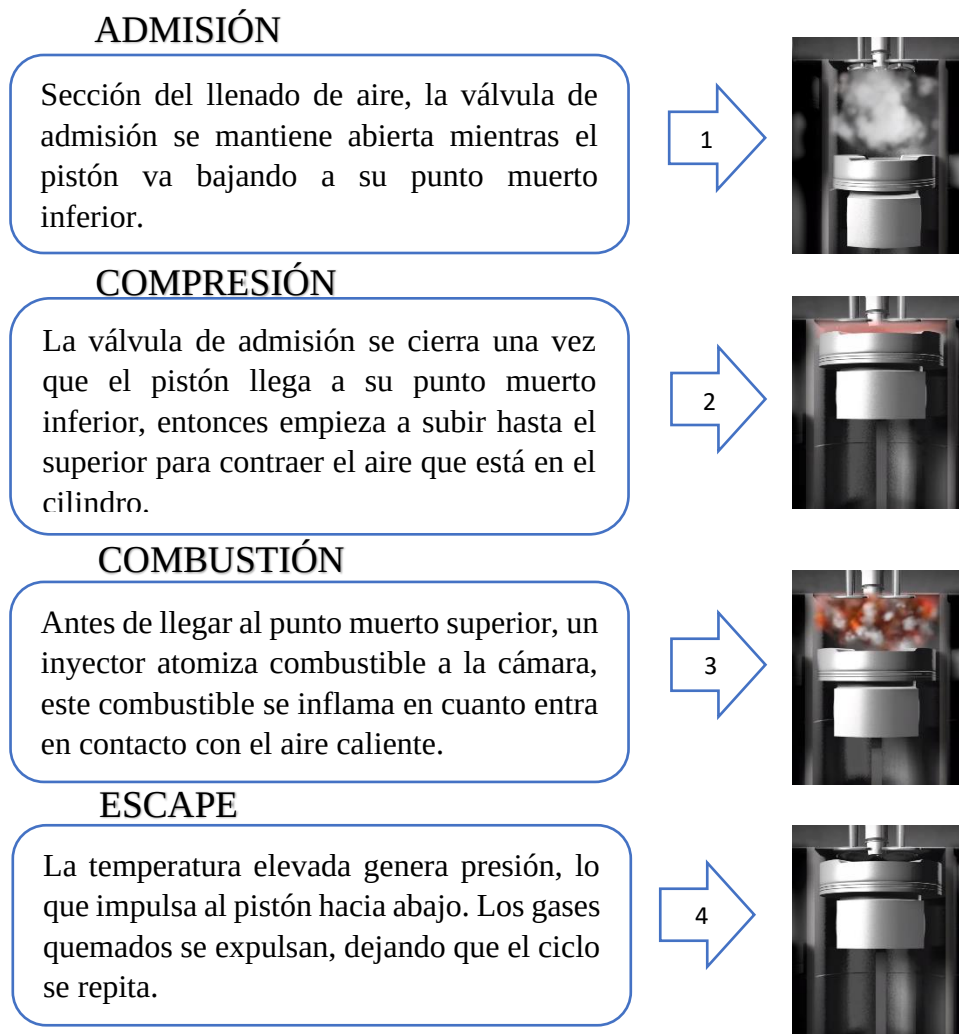


FIGURA 16. CICLO DIÉSEL DE UN MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA [18]

I.4.7 Generación por Biomasa

La generación de energía eléctrica a partir de la biomasa es un proceso mediante el cual, los desechos animales o vegetales son tratados para obtener un gas que posteriormente es usado para mover el eje de un generador.

Esta materia orgánica, se utiliza como fuente de energía una vez que se le aplican distintos procesos químicos.

Este tipo de centrales opera similar que una central térmica convencional que se describió previamente en el apartado I.4.2.3 Central Térmica Convencional donde la principal diferencia entre una y otra reside en cómo es que se ingresa el combustible a la caldera y obviamente el tipo de combustible a utilizar.

En estas centrales, el vapor generado en la caldera va hacia la turbina de vapor que está mecánicamente acoplada al generador eléctrico donde se produce la energía eléctrica que se transportará a través de las líneas de transmisión, ese mismo vapor posteriormente se enfría para ser condensado y pueda regresar al tanque de alimentación y el ciclo pueda repetirse.

En la imagen de la Figura 17, se ilustra de manera general cómo sería el ingreso de la biomasa a una central de este tipo, cabe señalar que la transformación del residuo orgánico a combustible lleva todo un proceso donde, para este caso, sólo se enfatiza a partir de que la biomasa ya puede ingresar a la caldera más no todo su tratamiento, de igual forma en la misma figura se puede observar que mecánicamente y en funcionamiento es muy similar a una central térmica convencional (Figura 11) que previamente se había descrito.

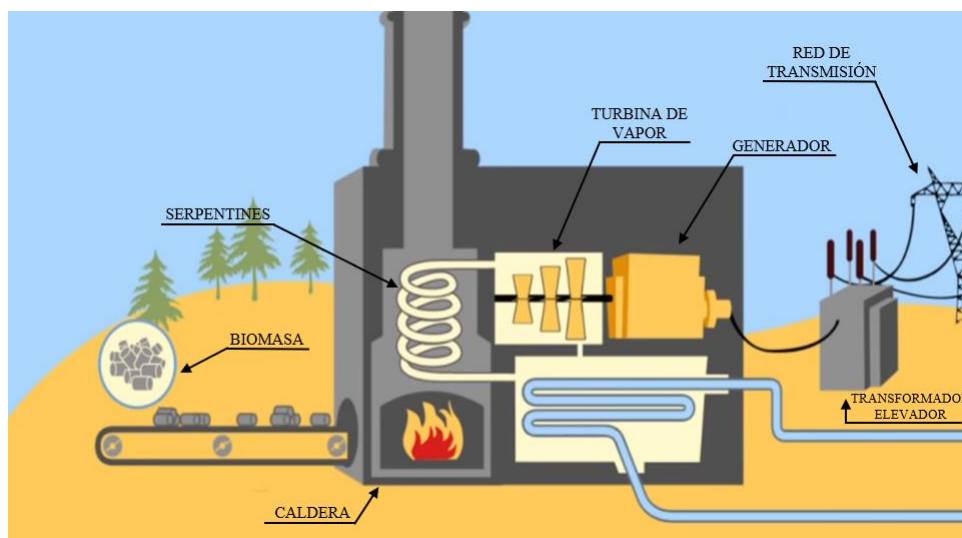


FIGURA 17. REPRESENTACIÓN GENERAL DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN POR BIOMASA [13]

La generación de electricidad por biomasa es la única fuente de energía que se puede decir que aporta un balance de CO₂, siempre y cuando la obtención de la biomasa se realice

por métodos renovables y sostenibles, lo que significa que el consumo del recurso se hace más lentamente que la capacidad de la Tierra para regenerarse, por lo que la materia orgánica es capaz de retener durante su tratamiento o crecimiento más CO₂ del que libera en su combustión.

I.4.8 Generación Geotérmica

La energía geotérmica o geotermia, es la energía que emite la Tierra desde su centro hacia el exterior en forma de calor.

El flujo de calor que se produce desde el interior y que va hacia el exterior, pasa por diferentes estratos de corteza que poseen diferentes temperaturas que son llamados gradientes geotérmicos, estos pueden ir desde valores normales (alrededor de 30 °C/km) hasta unos 200 °C/km [19].

Los sistemas geotérmicos que existen en la tierra se clasifican con respecto a la temperatura del fluido que se forma en el interior y que se extrae, si posee una alta temperatura se le considera un recurso de alta entalpía (alto contenido energético, ideal para generar electricidad), mientras que si posee menos temperatura se considera que tiene mediana o baja entalpía.

Para la generación de electricidad, se extraen fluidos y vapor con una temperatura por arriba de los 200 °C que se transportan a la superficie para su utilización, esto se logra a través de la perforación de pozos.

El vapor que se obtiene se conduce hacia turbinas de generación mientras que el agua, dependiendo la temperatura a la que se encuentre, es utilizada para diferentes actividades antes de que sea devuelta al subsuelo para que se recargue el sistema. Si los fluidos son de mediana temperatura (menos de 200 °C) estos se usan en plantas de ciclo combinado, donde ceden su calor a otro líquido de bajo punto de ebullición para evaporarlo y usar este vapor para generar electricidad.

En la imagen de la Figura 18, se observa una planta típica de generación geotérmica y sus partes constitutivas.

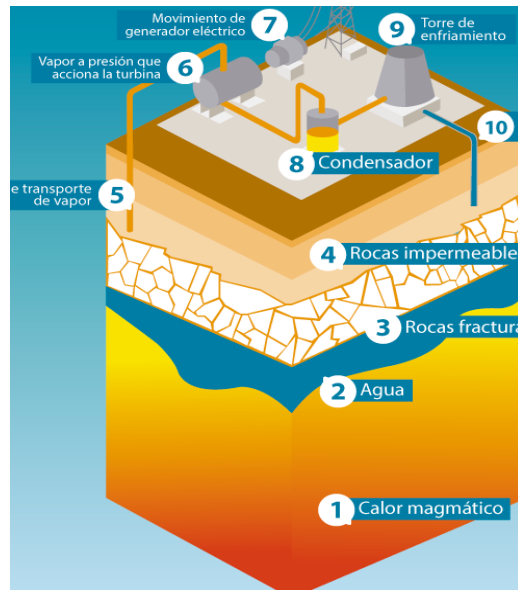


FIGURA 18. GENERACIÓN GEOTÉRMICA [20]

I.4.9 Generación Nuclear

Una central nuclear o nucleoelectrica, es una central que como principio de funcionamiento tiene el mismo que una central térmica convencional, donde gracias a un combustible se logra convertir la energía calorífica en energía mecánica y posteriormente en eléctrica.

Si se dividiera el proceso en tres etapas, se tendría que, en la primera etapa, la energía del combustible es utilizada para producir vapor a una elevada presión y temperatura, en la segunda etapa la energía del vapor se convierte en el movimiento de una turbina y finalmente en la tercera etapa el giro del eje de la turbina se transmite a un generador que produce energía eléctrica.

La producción de electricidad en una central nuclear, aunque tiene el mismo principio de funcionamiento que una central térmica convencional, la fuente de la que se obtiene el calor no es un combustible fósil o carbón como tal, más bien, se obtiene de un elemento químico, el cual es el dióxido de uranio 235 enriquecido.

La parte medular de una central nuclear es el llamado reactor, que es el elemento que alberga al uranio; este reactor está dentro de un edificio llamado de contención, el cual mantendrá aislada toda la materia radioactiva del ambiente.

El uranio es depositado en forma de pequeñas tabletas dentro de unas barras que pueden llegar a medir hasta cuatro metros, un aproximado de ciento sesenta barras forman el núcleo del reactor, es núcleo se introduce en un contenedor de acero inoxidable de aproximadamente 30 cm de espesor donde se lleva a cabo el proceso de fisión (proceso mediante el cual choca un neutrón con un átomo y en la división se generan más átomos y neutrones que siguen chocando y fragmentando los átomos generando una cantidad grande de energía) que con el choque continuo de los neutrones con los átomos del uranio, se produce una reacción en cadena que puede ser capaz de automantenerse.

En los reactores de agua a presión que son los más utilizados, se hace pasar el agua entre las barras de combustible que contienen el uranio, esta agua es calentada a alta temperatura y presión con lo que se evita la ebullición, este proceso aislado normalmente se le conoce como circuito primario.

Para evitar que las barras que contienen el combustible se sobrecalienten, estas son enfriadas por un circuito cerrado de agua que ayuda a mantener al reactor en una temperatura constante.

Esta agua caliente, se transporta a un intercambiador de calor que interactúa con agua corriente proveniente de un circuito secundario, donde gracias a esta interacción en el circuito secundario se genera el vapor que se emplea para mover una turbina de alta presión y posteriormente a dos turbinas de baja presión, las cuales están acopladas al eje de un generador eléctrico, cabe mencionar que cada circuito es independiente uno del otro y el agua no se mezcla.

Una vez que se ha realizado el intercambio de temperatura el agua caliente es redirigida al reactor para continuar el ciclo (circuito primario).

El vapor utilizado para hacer girar las turbinas (circuito secundario) es dirigido a un condensador para que pase al estado líquido y pueda devolverse al generador de vapor.

El agua necesaria para este proceso puede provenir de una fuente externa como un río o se puede reutilizar la que se alberga en una torre de refrigeración (circuito de refrigeración), la representación de estos circuitos se ilustran en la Figura 19 [18].

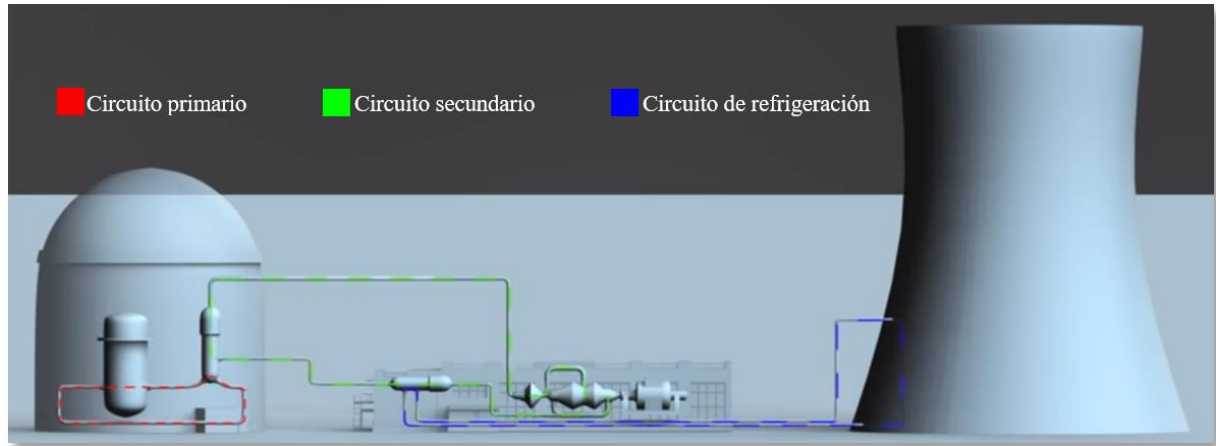


FIGURA 19. IDENTIFICACIÓN DE CIRCUITOS EN UNA CENTRAL NUCLEAR [18]

El agua que se emplea o que está en contacto directo con las barras del reactor no sale de este o del intercambiador de calor (circuito primario), ya que esta agua es radioactiva.

I.4.10 Generación Solar

Generar electricidad hoy en día a partir de la luz o calor solar, ha ido tomando relevancia debido por un lado a la escasez de combustibles y por otro para la disminución de gases de efecto invernadero.

En este contexto, la energía del sol que puede ser aprovechada es la luz (energía fotovoltaica) o el calor (energía termosolar).

I.4.10.1 Energía Termosolar

La energía termosolar, es aprovechada en plantas termoeléctricas donde se necesita vapor para hacer girar unas turbinas que moverán el eje de un generador eléctrico, tal como se explicó previamente cuando se describió el funcionamiento de una I.4.2.3 Central Térmica Convencional.

Estas plantas de concentración solar para la producción de energía eléctrica son clasificadas en tres tecnologías principalmente: canal parabólico, torre central y disco parabólico, estos se describen más adelante [21].

I.4.10.2 Energía Fotovoltaica

En las celdas solares, se genera por el llamado efecto fotovoltaico, es decir, la radiación solar se convierte directamente en electricidad sin ningún proceso intermedio.

El efecto fotovoltaico consiste en que la luz solar al iluminar ciertos materiales puede generar una corriente eléctrica, este efecto fue descubierto en 1839 por Alexandre-Edmon Bequerel [21] donde a pesar de haberse descubierto hace ya más de 180 años, fue hasta la década de los cincuentas que se logró reproducir este efecto en un material más eficiente, como lo fue el silicio.

Para que se logre el efecto fotovoltaico se necesitan utilizar materiales semiconductores, los cuales se caracterizan porque conducen la electricidad mejor que un aislante y poco menos efectivo que un metal, con la capacidad de mejorar su conducción de electricidad al ser iluminados.

Cuando en un material semiconductor incide un haz de luz, la energía suministrada les dará mayor movilidad a algunos de los electrones presentes en el material, por lo que aumentará su capacidad para conducir electricidad, cabe señalar que para conseguir el efecto fotovoltaico no basta con liberar electrones, es necesario que exista una diferencia de potencial que mueva o impulse a los electrones hacia cierta dirección, generando una corriente eléctrica.

La forma más común de lograr esto es uniendo dos materiales semiconductores distintos con características electrónicas diferentes; uno de estos materiales debe ser capaz de ceder parte de sus electrones con facilidad (material tipo N), mientras que el otro tipo debe tener la capacidad de aceptar fácilmente electrones adicionales (material tipo P).

El efecto fotovoltaico se produce precisamente al iluminar la superficie que une los dos diferentes materiales. La potencia que genera una celda solar es pequeña (12 o 24 VCD) por lo que es necesario conectar varias celdas para aumentar así el voltaje de corriente

directa que estas generan, a este conjunto de celdas conectadas normalmente se les llama panel solar o módulo fotovoltaico.

En la Figura 20, se ilustra el proceso de generación eléctrica a partir de la energía del sol.

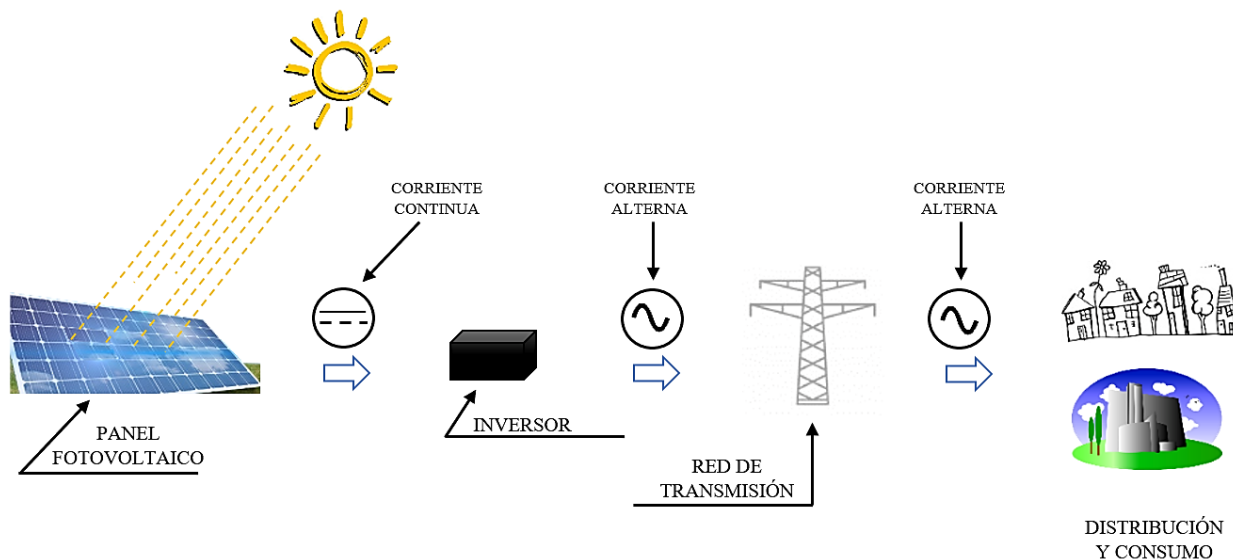


FIGURA 20. GENERACIÓN SOLAR

I.4.11 Generación Eólica

Desde épocas remotas, el viento ha sido utilizado para impulsar las actividades humanas, que van desde impulsar un barco hasta generar energía eléctrica como se hace hoy en día.

La industria de los aerogeneradores, se puede decir que nace en la década de los ochenta cuando se instaló el primer aerogenerador en *Palm Springs*, California [22]. El principio de funcionamiento entre este primer parque eólico y los que se construyen actualmente es prácticamente el mismo, siendo las principales diferencias la capacidad, eficacia y el tamaño que está estrechamente relacionado con la potencia del parque eólico.

Los avances tecnológicos han permitido que los aerogeneradores hoy en día maximicen la generación de energía eléctrica y sean más eficientes en la conversión de la energía eólica, logrando ambas cosas con un alto grado de confiabilidad y seguridad en los sistemas.

En la imagen de la Figura 21 se observa cómo es que ha sido la evolución de los aerogeneradores, donde se aprecia que la potencia está estrechamente relacionada con el diámetro del aerogenerador lo que trae por añadidura un aumento en la altura de la torre.

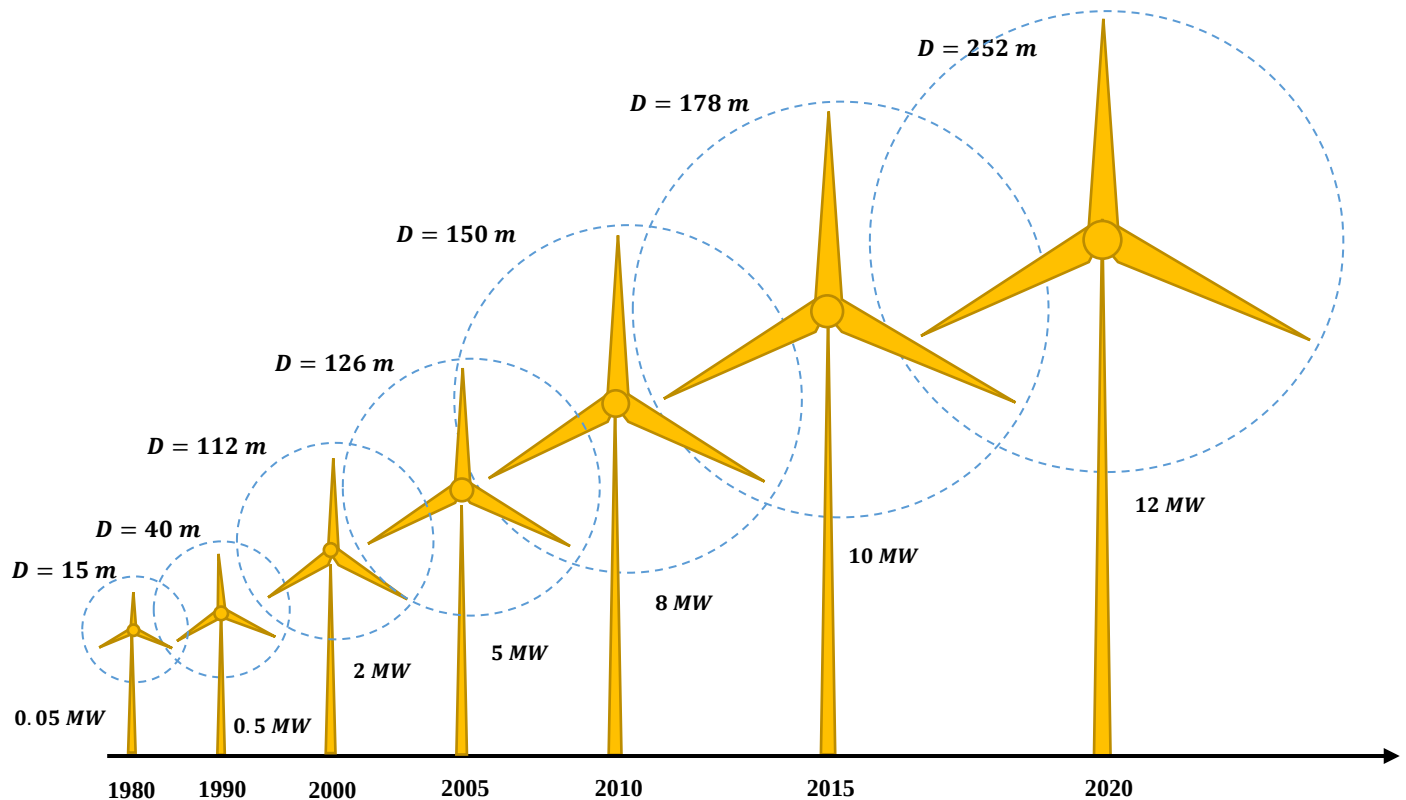


FIGURA 21. EVOLUCIÓN EN LA CAPACIDAD DE LOS AEROGENERADORES [23]

Los aerogeneradores cuentan con sistemas de control de velocidad ya sea regulando el flujo de forma pasiva o regulando el ángulo de las palas hacia la dirección predominante del viento.

Para el control de velocidad, los aerogeneradores pueden tener instalados sistemas de desprendimiento de flujo pasivo (*stall passive*), desprendimiento de flujo activo (*stall o stall active*) y por regulación del ángulo de paso del viento (*pitch*) con lo que se podrá regular en cierta medida la generación de electricidad [22].

Actualmente, la mayoría de los aerogeneradores cuentan con tres palas aerodinámicas para el aprovechamiento de la energía cinética del viento que se genera con el movimiento de las palas; también existen aerogeneradores de dos palas, pero son pocos los fabricantes en el mercado.

La electricidad que se genera en un parque eólico, normalmente se integra a una red de transmisión, aunque si el parque es pequeño puede conectarse a la red de distribución directamente.

En el diseño de los parques de generación eólico, se tienen diferentes configuraciones las cuales van encaminadas a satisfacer las exigencias del sistema, así como su integración con la red eléctrica cumpliendo toda la normatividad vigente, conocida también como código de red.

En las redes eléctricas se deben controlar las variaciones de potencia, tensión y frecuencia, para mantener el balance de potencia activa y reactiva y con esto evitar en lo posible la generación de armónicos indeseables en el suministro eléctrico, en los últimos años, otro aspecto que también se considera importante es que los aerogeneradores tengan la capacidad para mantenerse en línea ante una falla transitoria de la red eléctrica y estén facultados para aportar potencia reactiva y contribuyan para la recuperación de la operación normal de la red.

El proceso que sigue este tipo de generación de electricidad prácticamente es el siguiente:

1. El viento es captado por las aspas del aerogenerador que se posicionan de acuerdo con la dirección que una veleta instalada en la base le indica, las aspas pueden girar sobre su propio eje para poner una mayor resistencia a la fuerza del viento.
2. Una vez que las palas o aspas reciben la energía cinética del viento, estas mueven un eje principal o también llamado eje lento.
3. El eje lento, mueve un conjunto de engranes o caja multiplicadora que hace girar a su vez otro eje (eje rápido) a una mayor velocidad y que está mecánicamente acoplado a un generador donde con el movimiento del eje comienza a generar electricidad.

4. La energía que se produce en el generador eléctrico, baja a través de unos cables conductores en forma de corriente continua (CC) a través de la torre.
5. Esta energía llega a unos bancos de baterías y a un convertidor eléctrico, para posteriormente transportar la energía en forma de corriente alterna (CA).
6. La energía transformada en corriente alterna (CA) es dirigida a una subestación eléctrica para elevar la tensión y pueda esa energía ser inyectada a la red de transmisión o distribución si el parque eólico es pequeño.

En la imagen de la Figura 22 se ilustra de manera general la generación de electricidad teniendo como fuente primaria el viento.

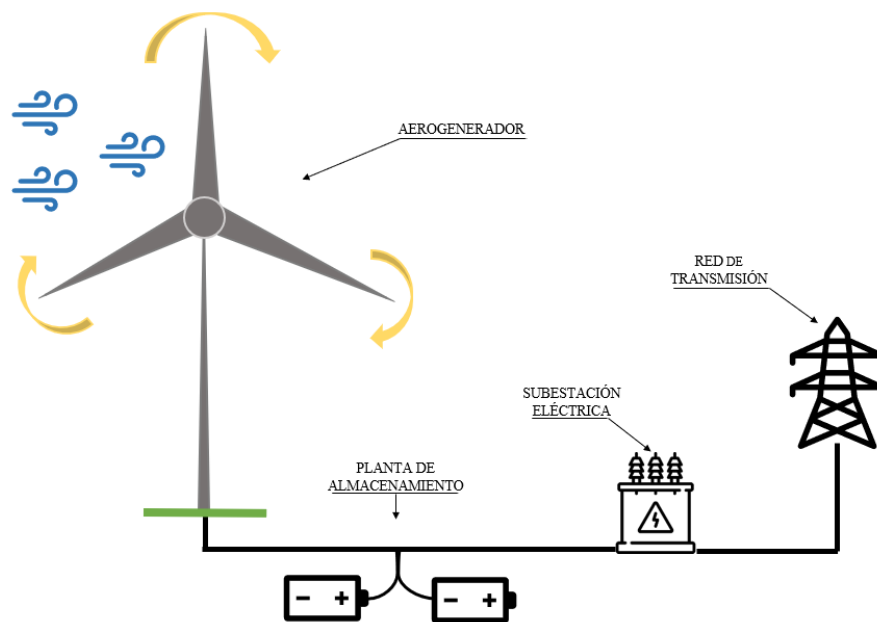


FIGURA 22. GENERACIÓN EOLOELÉCTRICA

La generación de electricidad a partir de un aerogenerador se podrá aprovechar en una mayor o menor escala dependiendo de la selección de factores como el terreno, obstáculos en este y la incidencia del viento en la zona.

I.4.11.1 Factores Económicos en la Generación Eólica

Para desarrollar cualquier tipo de proyecto eólico, se deben de evaluar los recursos disponibles tales como el terreno, la velocidad del viento y los obstáculos adyacentes ya que esto permitirá tener una mejor eficiencia para el aprovechamiento de la energía del viento debido a que estos factores influyen en la velocidad y dirección del viento.

Dependiendo de las características del terreno donde se vaya a instalar el parque eólico es que depende el costo de este ya que no tiene el mismo costo desarrollar un proyecto eólico en tierra firme (*On shore*) que mar adentro (*Off shore*), incluso, pueden aprovechar mucho mejor la energía del viento los aerogeneradores colocados mar adentro.

De acuerdo con datos que expone la revista Ciencia en su artículo Energía del Viento [22], en una central eoloelectrica, cerca del 75 por ciento de la inversión corresponde al costo de los aerogeneradores (máquina eólica y torre), el 14 por ciento corresponde al sistema eléctrico, el 6 por ciento corresponde a la obra civil y el 5 por ciento restante corresponde a licitaciones, permisos, desarrollo de ingeniería, gestión e imponderables.

Si se evalúa a largo plazo la inversión de un parque eólico resulta rentable por el hecho de que no utiliza para su funcionamiento algún tipo de combustible fósil.

El costo nivelado de producción de electricidad depende del factor de planta (la relación entre la energía eléctrica generada y la energía que el sistema hipotéticamente generaría si operara el 100 por ciento del tiempo a su capacidad nominal) y los costos asociados a su operación y mantenimiento [22].

I.4.12 Cogeneración Eficiente

Cuando se habla acerca de la cogeneración eficiente, se debe de entender que es el proceso mediante el cual se obtiene calor y electricidad de manera simultánea utilizando un único combustible como proceso primario [24].

Cuando se utiliza este tipo de tecnología, debido a que la potencia eléctrica y el calor son conjuntamente generados por una sola unidad pueden ser utilizados por uno o varios consumidores.

El hecho de que este tipo de tecnología sea considerada eficiente se debe a que la energía residual puede utilizarse como un coproducto para la generación de potencia.

La cogeneración es mucho más eficiente que la producción de electricidad y calor de manera separada, aportando en más de 30% a la eficiencia del sistema conjunto y reduciendo el consumo de combustible en más de 50% [24].

La Agencia de Sostenibilidad Energética, hace un comparativo entre la generación de energía eléctrica y térmica con cogeneración y la generación convencional, en la Figura 23, se muestra de manera simplificada la cogeneración donde si se analiza de izquierda a derecha, suponiendo que se cuenta con el 100% de combustible, (pudiendo ser aceite vegetal, bioetanol, gas natural, biomasa, carbón etc.) al entrar a la planta de cogeneración, se puede producir el 43% de energía calorífica y un 44% de electricidad, teniendo únicamente un 13% de pérdidas [24], observando con esto la eficiencia en el uso de este tipo de centrales.

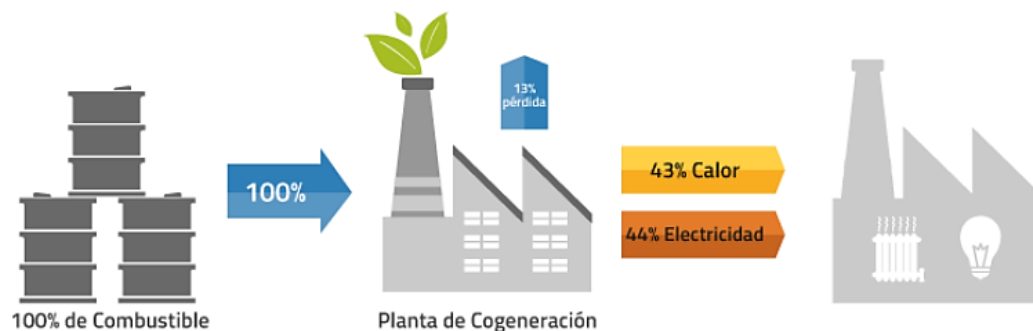


FIGURA 23. COGENERACIÓN EFICIENTE (GENERACIÓN COMBINADA DE ELECTRICIDAD Y CALOR [24])

En contraste con lo que se muestra en la Figura 23, en la Figura 24 que es una producción separada por una planta convencional de generación, se entiende de mejor manera si se analiza de derecha a izquierda, ya que para producir el mismo porcentaje de energía calorífica y electricidad que el que se muestra en la Figura 23, es necesario iniciar el proceso con un 158% de combustible, teniendo una pérdida total del 71% [24].

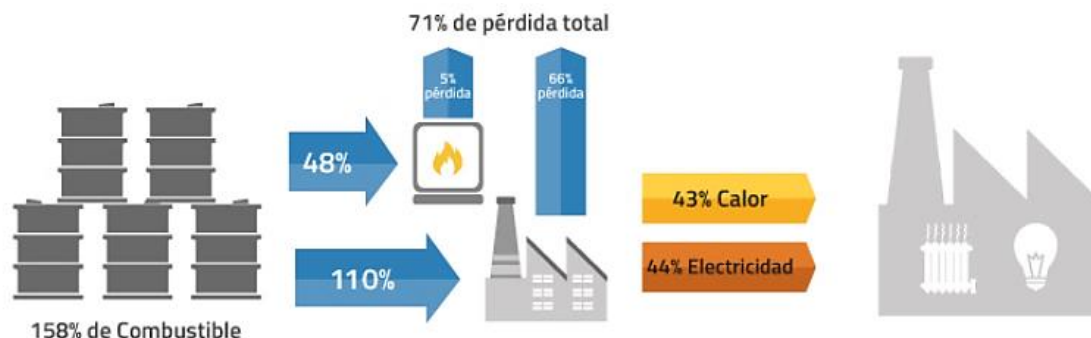


FIGURA 24. PRODUCCIÓN SEPARADA (PLANTA CONVENCIONAL DE ELECTRICIDAD Y CALOR) [24]

En el comparativo de las Figuras 23 y 24, se logra observar como la cogeneración eficiente (Figura 23) resulta ser la mejor opción, pero, si se analiza de una manera objetiva, con ambos tipos de generación obtienes tanto electricidad como energía calorífica sólo que, si se hace énfasis en las pérdidas, la cogeneración eficiente resulta ser una mejor opción.

La eficiencia energética que se obtiene al utilizar una planta de cogeneración eficiente radica en qué con una menor cantidad de pérdidas se pueden llevar a cabo los mismos procesos que se realizaban previamente.

Una ventaja que tiene el uso de este tipo de tecnología es que se eliminan las pérdidas por transmisión en la red, ya que la energía no tiene que trasladarse largas distancias, también con este tipo de generación de electricidad se reduce la emisión de gases contaminantes generados al aumentar la eficiencia en los procesos, así como también se vuelve una generación competitiva para los mercados eléctricos.

I.4.13 Importación y Exportación de Energía Eléctrica

Para garantizar el suministro eléctrico del sistema eléctrico nacional, tal como se mencionó previamente en el apartado I.3 Generación de Energía Eléctrica en México, la capacidad de generación de energía eléctrica en México es muy alta, pero debido al aumento de demanda que varía de acuerdo con las estaciones del año, eventos masivos, regiones, zonas de carga, zonas industriales, etc. esta generación suele en ocasiones ser muy alta o en otras ser escasa.

En el sistema eléctrico nacional, se pueden presentar dos fenómenos comunes, por un lado, si se produce energía en cantidades mayores que la demanda o ante condiciones de

demanda baja, se pueden generar excedentes de energía y por el otro lado, si la demanda es alta y la generación es deficiente, se pueden generar cortes de energía debidos a la escasez de generación.

Ante estas situaciones, lo que se realiza son transacciones como importación y exportación de energía, las cuales deben de llevar ciertas características para mantener el balance del sistema.

La Secretaria de Energía, emite en el año 2017 un manual que contempla los lineamientos y actividades que deben seguir los participantes del mercado para la importación y exportación de energía eléctrica al sistema eléctrico nacional [25].

I.4.13.1 Enlaces de Interconexión para Importación y Exportación Comercial

Todos los participantes del mercado, si cumplen con las especificaciones que emite la Secretaría de Energía, pueden importar y exportar energía eléctrica en los enlaces de interconexión para importación y exportación comercial, estos participantes son los siguientes:

- a) Generador (incluyendo el Generador de Intermediación)
- b) Suministrador de Servicios Básicos
- c) Suministrador de Servicios Calificados
- d) Suministrador de Último Recurso
- e) Comercializador No Suministrador
- f) Usuario Calificado Participante del Mercado

Los Enlaces de interconexión para importación y exportación comercial dentro del Mercado Eléctrico Mayorista son los que se identifican en la Tabla 2.

TABLA 2. ENLACES DE INTERCONEXIÓN PARA IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN COMERCIAL [25]

Región	Enlace México-Extranjero	Operador del Sistema Eléctrico - País	Tensión (kV)	Capacidad de Transferencia Disponible/Capacidad Total de Transferencia (MW) ¹	
				Exportación	Importación
Oriental	Tapachula Potencia - Los Brillantes	AMM - Guatemala	400	240/240	240/240
Noreste*	Cd. Industrial - Laredo	ERCOT - EUA	230 - 138	100/100	100/100
Noreste	Cumbres - Rail Road	ERCOT - EUA	138	290/300	290/300
Noreste	Piedras Negras - Eagle Pass	ERCOT - EUA	138	36/36	30/36
Baja California**	La Rosita - Imperial Valley	CAISO - EUA	230	800/800	408/408
Baja California**	Tijuana - Otay Mesa	CAISO - EUA	230		
Peninsular	Xul-Ha - West	BEL - Belice	115	50/70	50/50

¹ En condiciones normales de operación

* El enlace Cd. Industrial-Laredo cuenta con dos líneas de transmisión, una de 230 kV y otra en 138 kV. Sin embargo, se considera como un solo enlace para fines de liquidaciones y se modela en el nodo de 138 kV.

** El conjunto de enlaces de interconexión de la región de Baja California se denomina Path 45 y la suma de las exportaciones de este conjunto tiene un máximo de 800 MW, mientras que la suma de las importaciones tiene un máximo de 408 MW.

Cabe señalar, que este manual contempla diversos puntos que son de interés para llevar a cabo las transacciones presentes en el SEN, este manual señala todas las características, obligaciones y procedimientos que deben de cumplir los participantes, el CENACE y todos los involucrados en este proceso de importación y exportación de energía eléctrica y puede consultarse para mayor detalle [25].

I.4.14 Clasificación de las Unidades de Central Eléctrica

La demanda del sistema eléctrico nacional tiene un comportamiento variante a lo largo del año e incluso a lo largo del día, esta se identifica como base, intermedia y punta, teniendo un comportamiento similar en cada una de las gerencias y de manera compuesta es como se muestra en la Figura 25.

En la Figura 25, se observa el comportamiento de la demanda en un periodo de 24 horas donde la demanda mínima se presenta en las horas de la madrugada y conforme el día transcurre esta va aumentando hasta llegar a la demanda máxima.

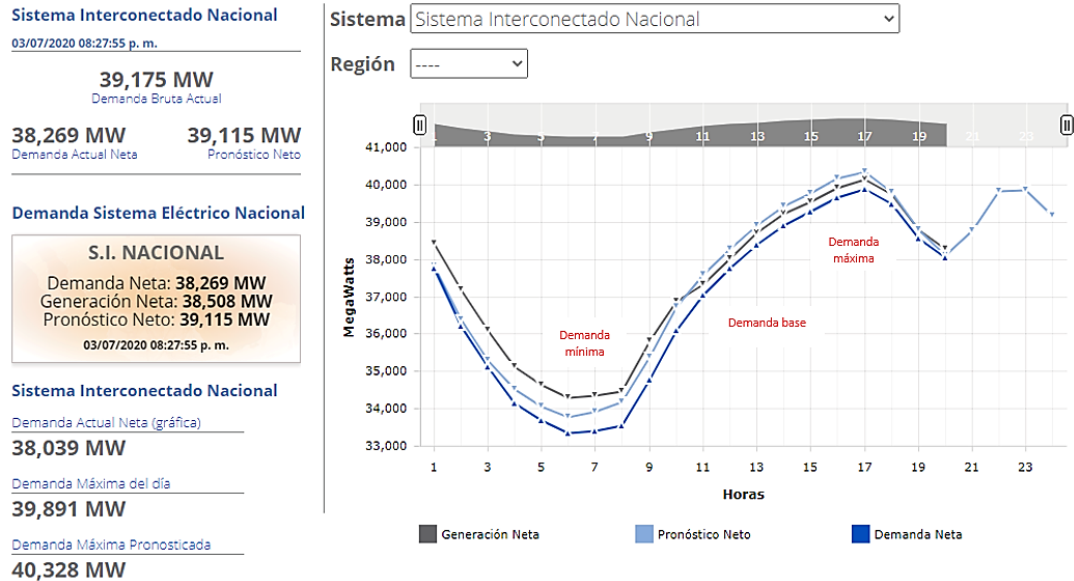


FIGURA 25. CURVA CARACTERÍSTICA DE LA DEMANDA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL [26]

El sistema eléctrico nacional, debe tener una cantidad suficiente de unidades generadoras disponibles para cubrir las variaciones de la demanda, desde la carga base hasta la carga punta.

Como se mencionó anteriormente, la demanda puede variar por diferentes factores que pueden ser sociales, climatológicos, catástrofes naturales, días festivos, actividades laborales, etc.

Para satisfacer las variaciones de la demanda, las centrales generadoras se clasifican de acuerdo con el uso que se les da en las horas de mayor demanda en los grupos que se muestran en la Tabla 3 [15].

TABLA 3. CLASIFICACIÓN DE LAS UNIDADES DE CENTRAL ELÉCTRICA DE ACUERDO CON LA DEMANDA DEL SEN [15]

Carga	Tipo de Central
Punta	Turbina de gas, motor de combustion interna, hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo y carboeléctrica.
Intermedia	Central de vapor de bajo rendimiento, ciclo combinado de bajo rendimiento, hidroeléctrica y geotérmica.
Base	Central nuclear, central de vapor de alto rendimiento, ciclo combinado de alto rendimiento.

I.5 Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica en México

La energía que se genera en México debe ser llevada a los consumidores ya sean del tipo residencial, comercial o industrial a través de líneas de transmisión, que son una parte fundamental en la infraestructura de la red nacional de transmisión (RNT).

Todas las características de cómo es que debe de operar y estar diseñado el sistema eléctrico nacional están establecidas entre muchos otros documentos, en las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red [27].

Los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad incluidos en este documento tienen como objetivo permitir e incentivar que el SEN se desarrolle, mantenga, opere, amplíe y modernice de manera coordinada con base en requerimientos técnicos y operativos de la manera más eficiente y económica posible [27].

I.5.1 Definiciones del Código de Red

Del código de red, se extraen algunas definiciones que son de utilidad para comprender algunos términos que se emplean más adelante, estas definiciones [27] se enlistan a continuación:

- ⊕ Característica de Regulación. Es la característica de las Unidades de Central Eléctrica que expresa en porcentaje la relación entre la variación relativa de frecuencia y la variación relativa de la potencia generada.
- ⊕ Contingencia. Se refiere a la salida no prevista de un elemento del SEN.
- ⊕ Contingencia Sencilla más Severa. Se refiere a la contingencia que, de manera subsecuente, pudiera resultar en la mayor pérdida simultánea de generación o de suministro eléctrico (medida en MW).
- ⊕ Esquemas de Protección. Es el conjunto de relevadores y aparatos asociados que envían la señal de apertura o disparo a interruptores y generadores necesarios para aislar el equipo fallado, o que hacen operar otros dispositivos como válvulas, extintores y alarmas, para evitar que el daño aumente de proporciones o que se propague.
- ⊕ Falla. Es una alteración que provoca un daño permanente o temporal en cualquier parte de un elemento del SEN, que varía sus condiciones normales de operación y que puede llegar a causar un disturbio.
- ⊕ Fuente primaria de energía. Es la fuente de energía utilizada en el proceso de generación de energía eléctrica, que proviene de la naturaleza, como el viento, la radiación solar, el agua, la geotermia, el gas, el carbón, los combustibles fósiles, la biomasa, etc.
- ⊕ Interrupción. Abatimiento de la tensión hasta valores entre 0 P.U. y 0.1 P.U. de la tensión nominal, en una o más fases; en un punto del sistema eléctrico, pudiendo ser momentánea, temporal o sostenida, dependiendo de su duración.
- ⊕ Límite Mínimo de Despacho. Es la mínima generación que una unidad de central eléctrica, por su tecnología, debe mantener de forma permanente durante su operación en estado normal.
- ⊕ Predespacho. Es el proceso mediante el cual se define la generación horaria que deberá aportar cada central eléctrica para cubrir los requerimientos de demanda pronosticada durante las próximas 24 horas, de tal manera que el costo de producción sea el más bajo, y se respeten en todo momento: las restricciones de

transmisión, los límites de diseño de la generación y las restricciones operativas del SEN.

- ⊕ Rango de regulación. Es el intervalo de potencia activa en que una Unidad de Central Eléctrica puede controlar automáticamente el valor de la potencia activa.
- ⊕ Redespacho. Consiste en modificar el programa de generación y/o la demanda con la finalidad de modificar los flujos físicos en la RNT de forma que se respeten las restricciones en la misma.
- ⊕ Regulación primaria. Es la respuesta automática medida en MW/dHz de la unidad de central eléctrica al activarse el sistema de gobierno de esta, ante un cambio en la frecuencia eléctrica del sistema con respecto a su valor nominal.
- ⊕ Reserva de planeación. Es la cantidad de reserva expresada en MW requerida para asegurar que se cuenta con suficiente capacidad disponible para al menos, exceder la demanda pico por un margen de reserva, en un escenario de tiempo mayor a una semana (mensual, semestral, anual, y multianual).
- ⊕ Sincronizar. Es el conjunto de acciones que deben realizarse para conectar al SEN una unidad de central eléctrica o conectar dos porciones separadas del SEN.
- ⊕ Subestación Eléctrica. Es la estación que recibe, transforma y/o distribuye energía eléctrica.
- ⊕ Tiempo real. Es el tiempo que permite a un proceso ocurrir, como el intercambio de información, de forma normal sin retraso o asincronismo.

I.5.2 Nomenclatura

Para la correcta operación e identificación de los elementos del SEN, se debe, como en muchos otros casos, unificar el lenguaje o nomenclatura para que todos los elementos se encuentren en el mismo contexto y puedan interpretarse de una forma adecuada.

Por esta razón, el código de red establece que la nomenclatura para identificar las tensiones, estaciones y equipos es uniforme en toda la República Mexicana.

Con base en lo anterior y cómo se observó en la imagen de la Figura 3 dónde se identifican de manera visual las regiones que cubre cada una de las gerencias de control

regional en que está dividido el sistema eléctrico nacional, en la Tabla 4 se enlistan las Gerencias de Control Regional de acuerdo con el código de red.

TABLA 4. GERENCIAS DE CONTROL REGIONAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL [27]

1	Gerencia de Control Regional Central
2	Gerencia de Control Regional Oriental
3	Gerencia de Control Regional Occidental
4	Gerencia de Control Regional Noroeste
5	Gerencia de Control Regional Norte
6	Gerencia de Control Regional Noreste
7	Gerencia de Control Regional Baja California
8	Gerencia de Control Regional Peninsular

Las tensiones de operación se identifican en la Tabla 5.

TABLA 5. TENSIÓN DE OPERACIÓN Y COLOR DE IDENTIFICACIÓN [27]

400 kV	Azúl
230 kV	Amarillo
De 161 kV hasta 138 kV	Verde
De 115 kV hasta 60 kV	Morado Magenta
De 44 kV hasta 13.2 kV	Blanco
Menor a 13.2 kV	Naranja

Este código de colores se aplica en tableros mímicos, diagramas unifilares y monitores de computadora.

De acuerdo con lo que se menciona en el código de red, se deben de tener en cuenta las siguientes consideraciones [27]:

- ⊕ La identificación de la estación se hará con el número de la gerencia de control regional seguida de la combinación de tres letras donde es responsabilidad de cada gerencia de control regional asignarla, evitando que se repita esta identificación dentro de la misma gerencia.

- ⊕ Para distinguir la identificación entre dos estaciones con nomenclatura igual entre gerencias de control regional diferentes, se tomará en cuenta el número de identificación de cada gerencia de control regional.
- ⊕ La identificación del equipo de una instalación determinada se hará con cinco dígitos.
- ⊕ El orden que ocuparán los dígitos de acuerdo con su función se hará de izquierda a derecha, en la Tabla 6 se describe el lugar que debe de ocupar cada elemento dentro de la nomenclatura.

TABLA 6. ORDEN DE LOS ELEMENTOS EN LA NOMENCLATURA [27]

Primero	Tensión de operación
Segundo	Tipo de equipo
Tercero y Cuarto	Número asignado al equipo (las combinaciones que resulten) del 0 al 9 para el tercer dígito, combinando del 0 al 9 del cuarto dígito. En el caso de agotar las combinaciones, el tercer dígito sera remplazado por letras en orden alfabético.
Quinto	Tipo de dispositivo

- ⊕ Tensión de Operación. Está definido por el primer carácter alfanumérico de acuerdo con la Tabla 7.

TABLA 7. TENSIÓN DE OPERACIÓN NORMALIZADA [27]

Tensión en kV		Número
Desde	Hasta	Asignado
0.00	2.40	1
2.41	4.16	2
4.17	6.99	3
7.00	16.50	4
16.60	44.00	5
44.10	70.00	6
70.10	115.00	7
115.10	161.00	8
161.10	230.00	9
230.10	499.00	A
500.10	700.00	B

- ⊕ Tipo de equipo. Está definido por el segundo carácter numérico, pudiendo ser los que se muestran en la Tabla 8.

TABLA 8. NOMENCLATURA DEL TIPO DE EQUIPO NORMALIZADA [27]

No.	Equipo
1	Grupo de Central Eléctrica - Transformador (Unidades de Central Eléctrica)
2	Transformadores o Autotransformadores
3	Líneas de transmisión o alimentadores
4	Reactores
5	Capacitores (serie o paralelo)
6	Equipo Especial
7	Esquema de Interruptor de transferencia o comodín
8	Esquema de interruptor y medio
9	Esquema de interruptor de amarre de barras
0	Esquema de doble interruptor lado barra número 2

- ⊕ Número asignado al equipo. El tercero y cuarto dígito definen el número económico del equipo de que se trate y su combinación permite tener del 00 al Z9.
- ⊕ Tipo de dispositivo. Para identificarlo se usa el quinto dígito numérico que especifica el tipo de dispositivo de que se trata.

TABLA 9. NOMENCLATURA DEL TIPO DE DISPOSITIVO NORMALIZADA [27]

No.	Dispositivo
0	Interruptor
1	Cuchillas a barra uno
2	Cuchillas a barra dos
3	Cuchillas adicionales
4	Cuchillas fusibles
5	Interruptor en gabinete blindado (extracción)
6	Cuchillas de enlace entre alimentadores y/o barras
7	Cuchillas de puesta a tierra
8	Cuchillas de transferencia
9	Cuchillas lado equipo (líneas, transformador, central eléctrica, reactor - capacitor)

- ⊕ Las barras se identifican en la forma siguiente:

TABLA 10. IDENTIFICACIÓN DE LAS BARRAS DE UNA SUBESTACIÓN [27]

B1	Tensión en kV
B2	Tensión en kV
B3	Tensión en kV

Para la identificación de las barras en una subestación aplicando lo que se menciona en la Tabla 10 se tienen los siguientes ejemplos:

B1 115 kV que significa barra uno de 115 kV

B2 115 kV que significa barra dos de 115 kV.

BT 115 kV que significa barra de transferencia de 115 kV

Finalmente, para identificar a los equipos se utiliza la siguiente nomenclatura:

TABLA 11. NOMENCLATURA NORMALIZADA DE EQUIPOS [27]

U	Unidad de Central Eléctrica
T	Transformador (todo equipo de transformación)
AT	Autotransformador
R	Reactor
C	Capacitor
CEV	Compensador estático de VAR's

I.5.3 Topología Típica de un Sistema Eléctrico

Uno de los objetivos principales que se deben cumplir en un sistema eléctrico, es garantizar la confiabilidad del sistema que, en pocas palabras es garantizar el continuo suministro de energía eléctrica, en la Ley de la Industria Eléctrica [28], estos términos se definen de la manera siguiente:

- ⊕ Confiabilidad: Habilidad del sistema eléctrico nacional para satisfacer la demanda eléctrica de los usuarios finales bajo condiciones de suficiencia y seguridad de despacho, conforme a los criterios respectivos que emita la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

- ⊕ Continuidad: Satisfacción de la demanda eléctrica de los usuarios finales con una frecuencia y duración de interrupciones menor a lo establecido en los criterios respectivos que emita la CRE.

Un sistema eléctrico, si se analiza desde el punto de vista de la confiabilidad, puede dividirse como se muestra en la Tabla 12.

TABLA 12. TOPOLOGÍA DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA [29]

Topología	Tipo de Arreglo		Características
	Radial		En un sistema de tipo radial, las cargas tienen una única fuente de alimentación por lo que ante la presencia de una falla en la alimentación se produce una interrupción en el suministro, por lo que este arreglo es más económico, pero menos confiable.
	Anillo		En un sistema con arreglo en anillo, se tiene una alimentación redundante por lo que, si una de sus fuentes de alimentación se interrumpe, el sistema puede seguir funcionando, esta redundancia hace que este tipo de arreglo sea más confiable pero también más costoso.
	Red		Un sistema con topología en red tiene una alimentación redundante con un número adicional de interconexiones por lo que la confiabilidad y seguridad son mayores y por ende el costo.

I.5.4 Subestaciones Eléctricas

Las subestaciones eléctricas (S.E.) son componentes de los sistemas eléctricos de potencia en donde se modifican los parámetros de la potencia, tensión y corriente, que sirven de punto de interconexión para la transmisión y distribución de energía eléctrica.

Las consideraciones que deben de tomarse en cuenta para el diseño de las subestaciones eléctricas son: el nivel de tensión al que trabajara, el nivel de aislamiento admisible en el

equipo a instalar, la corriente máxima que se prevé en servicio continuo (máxima potencia en condiciones normales de operación) y corriente máxima de falla (corriente de corto circuito)

Las subestaciones eléctricas pueden clasificarse de acuerdo con el tipo de función que desarrollan en [30]:

- a) Subestaciones variadoras de tensión
- b) Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito
- c) Subestaciones mixtas

Asimismo, pueden agruparse de acuerdo con la potencia y tensión que operan en [30]:

- a) Subestaciones de transmisión. Operan en intervalos de tensión desde 230 kV, 400 kV y mayores.
- b) Subestaciones de subtransmisión. Operan en intervalos de tensión desde 69 kV hasta 161 kV.
- c) Subestaciones de distribución primaria. Operan desde 4.16 kV hasta 34.5 kV.
- d) Subestaciones de distribución secundaria. Operan desde 220/127 V hasta 480 V.

I.5.5 Arreglos Típicos de Barras en las Subestaciones Eléctricas

Los arreglos de barras en las subestaciones son la configuración ordenada de los elementos que la conforman.

Dentro de los criterios utilizados en la selección del arreglo de barras que resulte ser el más adecuado para una subestación eléctrica se tienen: la continuidad de servicio, flexibilidad de operación, cantidad y costo del equipo eléctrico y facilidad de mantenimiento de los equipos

En la Tabla 13 se muestran los arreglos de barras más utilizados en el sistema eléctrico:

TABLA 13. ARREGLOS DE BARRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS [30]

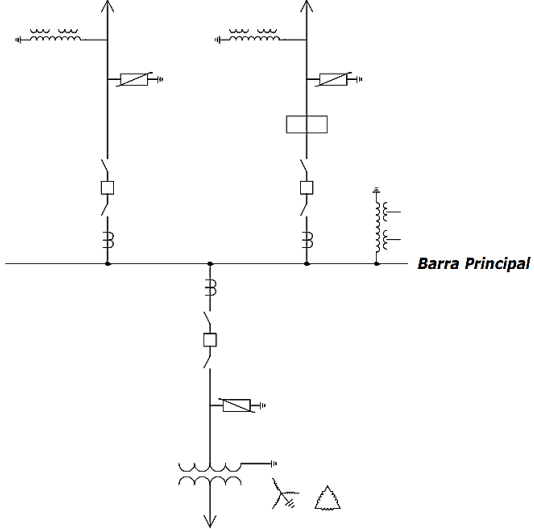
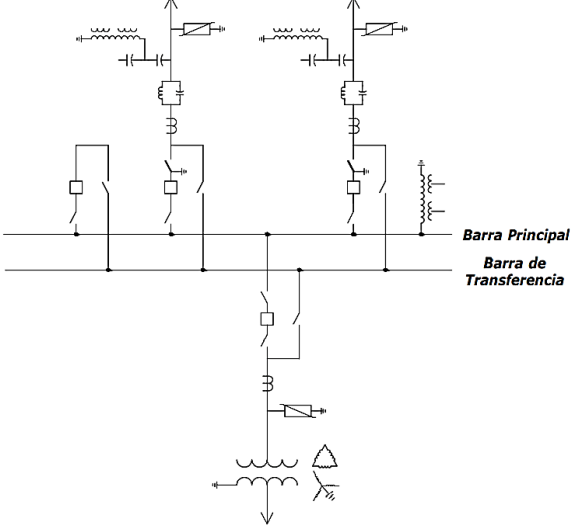
Arreglo de Barras en Subestaciones Eléctricas	Tipo de Arreglo	
	Barra Sencilla	Barra Principal - Barra de Transferencia (BP-BT)
		
	Este arreglo es menos confiable ya que una falla en la barra principal provoca la salida de operación de esta y por lo tanto más económico, desde el punto de vista constructivo es más simple, considerando la cantidad de equipo y el área que ocupa, en este tipo de arreglo el mantenimiento a los interruptores se dificulta, ya que es necesario dejar fuera de servicio parte de la subestación.	Este arreglo es prácticamente un arreglo de barra sencilla al que se le añade una barra de transferencia que es utilizada para sustituir, a través de un interruptor, algún otro interruptor que necesite mantenimiento.

TABLA 13 [CONTINUACIÓN]. ARREGLOS DE BARRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS [30]

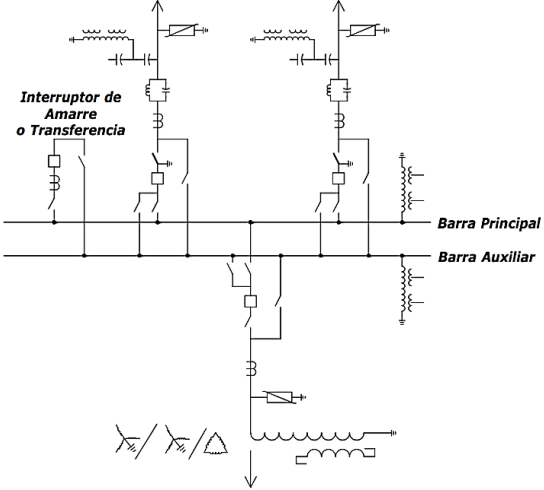
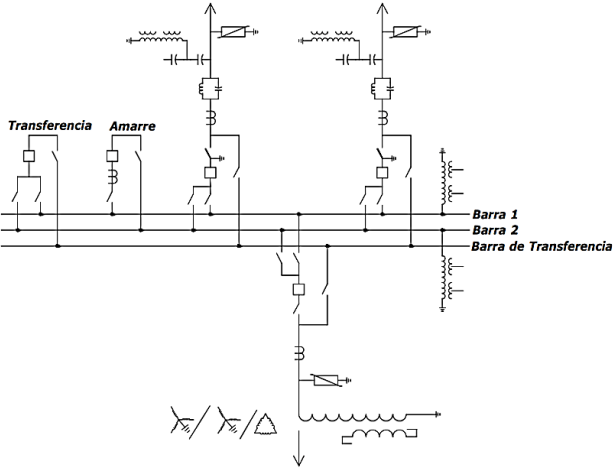
Arreglo de Barras en Subestaciones Eléctricas	Tipo de Arreglo	
	Barra Principal - Barra Auxiliar (BP-BA)	Doble Barra - Barra de Transferencia (B1-B2-BT)
		
Este arreglo proporciona mayor continuidad en el servicio debido a que si llega a ocurrir una falla en cualquiera de las dos barras, únicamente se deshabilitaran los elementos conectados a la barra fallada, esta característica permite dar mantenimiento a los interruptores sin perder los elementos conectados a él y desenergizar cualquiera de las dos barras sin alterar el funcionamiento de la subestación, en este arreglo la cantidad de equipo requerido es mayor, por tanto, su costo también incrementa.		Este arreglo funciona de manera similar que un arreglo de barra principal – barra auxiliar, con la diferencia de que se requieren pocas maniobras para hacer uso del interruptor de transferencia, en este caso, la subestación puede ser operada como dos subestaciones independientes de barra principal y barra de transferencia.

TABLA 13 [CONTINUACIÓN]. ARREGLOS DE BARRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS [30]

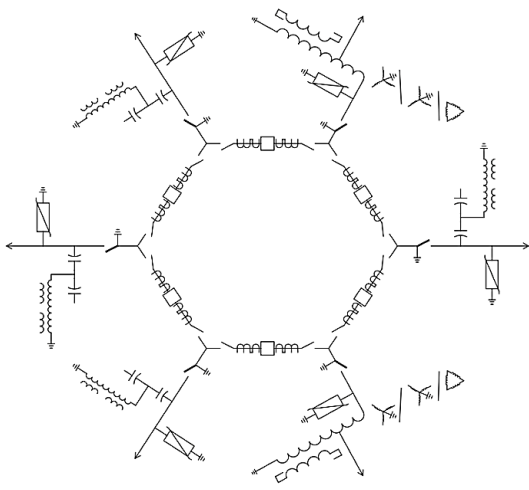
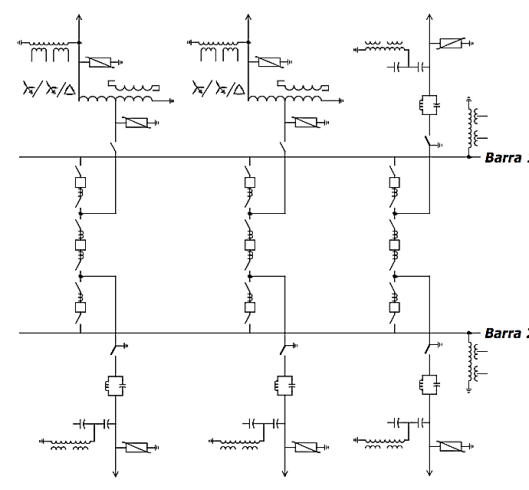
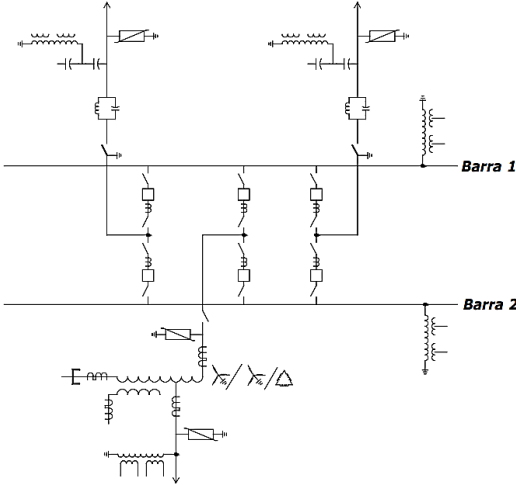
Arreglo de Barras en Subestaciones Eléctricas	Tipo de Arreglo	
	Anillo	Interruptor y medio
	 Este arreglo permite continuidad de servicio, ya que evita la salida completa en caso de falla en las barras lo que da mayor confiabilidad. Además, ofrece la posibilidad de dar mantenimiento a los interruptores sin que se pierda el suministro de energía. Prácticamente requiere el mismo equipo que el arreglo de barra sencilla, por lo que su costo es similar. Se utiliza en la salida de 23 kV de las subestaciones de distribución, utilizando anillo sencillo o doble en caso de haber más de dos transformadores.	 Este arreglo ofrece buena confiabilidad y ventajas para las operaciones de mantenimiento sin tener que interrumpir el servicio, regularmente las transferencias se hacen a través de los interruptores, lo que permite conservar la protección mientras alguno se encuentre en mantenimiento, este arreglo se utiliza en subestaciones de 115 kV, 230 kV y 400 kV.

TABLA 13 [CONTINUACIÓN]. ARREGLOS DE BARRAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS [30]

Arreglo de Barras en Subestaciones Eléctricas	Tipo de Arreglo
	Doble Interruptor
	 Este tipo de arreglo es la mejor opción en cuanto a confiabilidad se refiere lo que implica que también sea un arreglo más costoso, por ello se emplea en aquellos casos en que la continuidad es muy importante. Con un interruptor fuera de servicio, se ocasiona la pérdida de únicamente el elemento fallado.

I.6 Aplicación de Protecciones Eléctricas en Sistemas Eléctricos de Potencia

Como se mencionó previamente el SEN esta monitoreado en todo momento por el CENACE, dónde esta entidad desarrolla criterios para la óptima operación del sistema y con esto evitar en lo posible interrupciones en el suministro y perturbaciones a la red.

Dentro de estos criterios define la Calidad de la Energía como *“la condición en que la energía eléctrica es suministrada a los equipos y dispositivos de los centros de carga con las características y condiciones adecuadas, que les permita mantener su operación continua, sin que se afecte su desempeño ni provoque fallas a los componentes”* [31].

Entendiéndose por centro de carga aquella instalación o equipo que permita que un usuario final reciba la energía eléctrica.

Los centros de carga pueden demandar energía con características particulares de acuerdo con el proceso que desarrollan, el CENACE clasifica el tipo de carga demandada como sigue:

- ⊕ Carga convencional. Carga demandada por un centro de carga que por las características de sus procesos no presenta un impacto en la calidad del servicio que sea considerable [31].
- ⊕ Carga Especial. Carga demandada por un Centro de Carga que, por las características propias de sus procesos, pudieran tener un impacto en la calidad del servicio del resto de los usuarios conectados al sistema eléctrico, ya sea por la variabilidad de la demanda o por su alto contenido armónico [31].

I.6.1 Nomenclatura en Esquemas de Protección

El Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*, IEEE por sus siglas en inglés) en su estándar C37.2-2008 *“Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations”*, designación de contactos, numeración y acrónimos de dispositivos de un Sistema Eléctrico de Potencia; define la numeración para identificar las funciones de cada dispositivo instalado en un equipo eléctrico, este tipo de numeración también se identifica como numeración ANSI (*American National Standards Institute*, por sus siglas en inglés) Instituto Nacional Estadounidense de Estándares, que es una organización privada sin fines de lucro dedicada

a apoyar en la evaluación de los estándares voluntarios que se emiten en Estados Unidos de América para fortalecer el impacto, tanto a nivel nacional como internacional.

Esta numeración es usualmente utilizada en diagramas unifilares, diagramas de conexión, libros, manuales, publicaciones, etc., este número o el acrónimo que describe el estándar de cada dispositivo se puede colocar físicamente o adyacente a cada dispositivo en el equipo ensamblado.

En la Tabla 14, se describe el número y la función del dispositivo de acuerdo con el estándar que establece la IEEE y la ANSI.

TABLA 14. IDENTIFICACIÓN DE LA NUMERACIÓN Y FUNCIÓN DE LOS ELEMENTOS DE UN SEP (NUMERACIÓN ANSI) [32]

Número	Función	Número	Función
1	Elemento principal	26	Dispositivo de protección térmica
2	Relé de cierre o arranque con retardo de tiempo	27	Relé baja tensión
3	Relé de comprobación o de bloqueo	28	Detector de llama
4	Contactador principal	29	Contactos de aislamiento
5	Dispositivo de paro	30	Anunciador (panel de alarmas)
6	Interruptor de arranque	31	Dispositivo de excitación independiente
7	Interruptor de ánodo	32	Relé direccional de potencia
8	Dispositivo de desconexión de energía de control	33	Interruptor de posición
9	Dispositivo de inversión	34	Conmutador de secuencia
10	Conmutador de secuencia	35	Dispositivo para cortocircuitar las escobillas o anillos rozantes
11	Dispositivo multifunción	36	Dispositivo de polaridad
12	Dispositivo de sobrevelocidad	37	Relé de mínima corriente o baja potencia
13	Dispositivo de velocidad síncrona	38	Dispositivo protector de cojinetes
14	Dispositivo de subvelocidad	39	Monitor de condiciones mecánicas
15	Dispositivo igualador de velocidad o frecuencia	40	Relé de campo (sobre o baja excitación)
16	Dispositivo de comunicación de datos	41	Interruptor de campo
17	Interruptor derivador o de descarga	42	Interruptor automático de marcha normal
18	Dispositivo de aceleración o desaceleración	43	Selector manual
19	Contactos de transición de arranque a marcha normal	44	Relé de secuencia de arranque de grupo
20	Válvula accionada eléctricamente	45	Monitor de condiciones atmosféricas anormales
21	Relé de distancia	46	Relé de corriente para inversión o balance de fases
22	Interruptor igualador	47	Relé de tensión para secuencia de fase
23	Dispositivo igualador de temperatura	48	Relé de secuencia incompleta
24	Relé relación Volt/Hertz	49	Relé térmico para generador o transformador
25	Dispositivo de sincronismo para conexión en paralelo	50	Relé de sobrecorriente instantáneo

TABLA 14 [CONTINUACIÓN]. IDENTIFICACIÓN DE LA NUMERACIÓN Y FUNCIÓN DE LOS ELEMENTOS DE UN SEP (NUMERACIÓN ANSI) [32]

Número	Función	Número	Función
51	Relé de sobrecorriente de tiempo inverso o temporizado	76	Relé de sobrecorriente de corriente directa
52	Interruptor de corriente alterna	77	Transmisor de pulsaciones
53	Relé de excitatriz o de generador	78	Relé medidor de ángulo de fase (defasamiento angular)
54	Dispositivo de engranaje giratorio	79	Relé de recierre
55	Relé de factor de potencia	80	Relé de cambio de flujo
56	Relé de conexión de campo	81	Relé de frecuencia
57	Relé de cortocircuito o puesta a tierra	82	Relé de recierre de corriente directa
58	Relé de fallo de rectificador de potencia	83	Relé de control selectivo o transferencia
59	Relé de sobretensión	84	Mecanismo de accionamiento
60	Relé de balance de tensión o corriente	85	Relé receptor de ondas portadoras, hilo piloto o comparación direccional.
61	Interruptor de densidad o sensor	86	Relé de enclavamiento
62	Relé de paro o apertura temporizado	87	Relé de protección diferencial
63	Interruptor de presión	88	Motor o grupo generador auxiliar
64	Relé de protección de tierra	89	Seccionador de línea (cuchilla)
65	Control gobernador	90	Dispositivo de regulación
66	Relé de pasos	91	Relé direccional de tensión en corriente directa
67	Relé de sobrecorriente direccional	92	Relé direccional de potencia y tensión en corriente directa
68	Relé de bloqueo	93	Contactador regulador de campo
69	Dispositivo de control permisivo	94	Relé de disparo o disparo libre
70	Reóstato	95	Los códigos de dispositivo del 95-99 se utilizan en instalaciones específicas e individuales
71	Interruptor de nivel de líquido	96	
72	Interruptor de corriente directa	97	
73	Contactador de resistencia de carga	98	
74	Relé de alarma	99	
75	Mecanismo de cambio de posición		

I.6.2 Esquemas Normalizados de Protección

Un esquema de protección de acuerdo con la norma de referencia NRF-041-CFE lo define como “*un grupo o arreglo de dispositivos que se interconectan o interrelacionan para proteger a los equipos eléctricos primarios, detectando condiciones anormales de operación para evitar o reducir daños mayores al elemento primario*” [33].

Un esquema de protección también puede ser de tipo híbrido, que es aquel esquema que para generar una decisión de disparo o bloqueo utiliza unidades direccionales hacia adelante y hacia atrás utilizando lógicas propias de los relevadores de protección.

Un sistema eléctrico de potencia, tal como se mencionó en el diagrama de la Figura 2, está compuesto por líneas de transmisión, transformadores, interruptores, etc. que pueden constituir o unir subestaciones eléctricas de distinto nivel de tensión.

Dentro de los elementos principales que forman un sistema eléctrico se tienen, por un lado, las líneas de transmisión y por el otro los transformadores, donde cabe señalar que

no se resta importancia a los demás elementos que conforman la red eléctrica, sino se da mayor énfasis por la cantidad y robustez de estos, por tal motivo es que se describen a continuación.

I.6.2.1 Líneas de Transmisión

Dos factores importantes que se consideran en las líneas de transmisión para su diseño, esquema de protección, ampliación de la red eléctrica, etc. es por un lado el nivel de tensión que estas soportaran y por el otro la longitud de la línea, pudiendo ser dividida en los siguientes tipos [33]:

Por su nivel de tensión,

- ⊕ Líneas de Distribución. Operan en niveles de tensión desde 2.4 kV hasta 34.5 kV.
- ⊕ Líneas de Subtransmisión. Operan en niveles de tensión desde 69 kV hasta 161 kV.
- ⊕ Líneas de Transmisión. Operan en niveles de tensión desde 230 kV, 400 kV y mayores.

Por su longitud,

- ⊕ Línea larga > 40 km
- ⊕ $10 \text{ km} < \text{línea media} \leq 40 \text{ km}$
- ⊕ Línea corta ≤ 10 km

Todos los esquemas normalizados para líneas de transmisión deben de contar con los siguientes elementos [33]:

- a) PP1. Protección Primaria 1 (líneas de transmisión).
- b) PP2. Protección Primaria 2 (líneas de transmisión).
- c) PP. Protección Primaria (líneas de subtransmisión).
- d) PPA. Protección Primaria de alimentador (línea de distribución).
- e) PR. Protección de respaldo (excepto líneas de distribución).
- f) 50FI. Protección contra falla de interruptor (excepto líneas de distribución).

Para tener una mejor comprensión de los esquemas de protección de línea, se enlistan algunas nomenclaturas y abreviaturas específicas, que también ya se habían descrito en la Tabla 14 de los elementos que usualmente se usan en el diseño de esquemas de protección.

⊕ 21/21N	Protección de distancia para fallas entre fases y de fase a tierra.
⊕ 50/51	Protección de sobrecorriente de fases instantánea y temporizada.
⊕ 67/67N	Protección de sobrecorriente direccional de fases y neutro.
⊕ 79	Recierre.
⊕ 85L	Protección de comparación direccional de secuencia positiva y negativa, de onda viajera o superpuesta.
⊕ 87B	Protección diferencial de barras.
⊕ 87L	Protección diferencial de línea.
⊕ CRR	Comunicación relevador- relevador.
⊕ DAG	Disparo automático de generación.
⊕ DTD	Disparo trasferido directo.
⊕ FO	Fibra óptica.
⊕ IN	Corriente nominal.
⊕ LT	Línea de transmisión.
⊕ MED	Medición.
⊕ MO	Microondas digital.
⊕ OPLAT	Onda portadora de línea de alta tensión.
⊕ PERM	Permisivo.
⊕ POTT	<i>(Permissive Overreaching Transfer Trip)</i> Esquema de disparo transferido permisivo por sobre alcance.
⊕ PUTT	<i>(Permissive Underreaching Transfer Trip)</i> Esquema de disparo transferido permisivo por bajo alcance.

Los diagramas que se presentan en las figuras siguientes, muestran los esquemas normalizados de protección para líneas de diferentes niveles de tensión y longitudes de acuerdo con la norma de referencia NRF-041 que emite la Comisión Federal de Electricidad [33] que se recomienda consultar para mayor detalle.

En la imagen de la Figura 26 se muestra un esquema típico de protección de línea para tensiones de 400 kV y 230 kV [34] mientras que en la Figura 27 se muestra un esquema típico de protección de línea para tensiones de 69 kV hasta 161 kV [34].

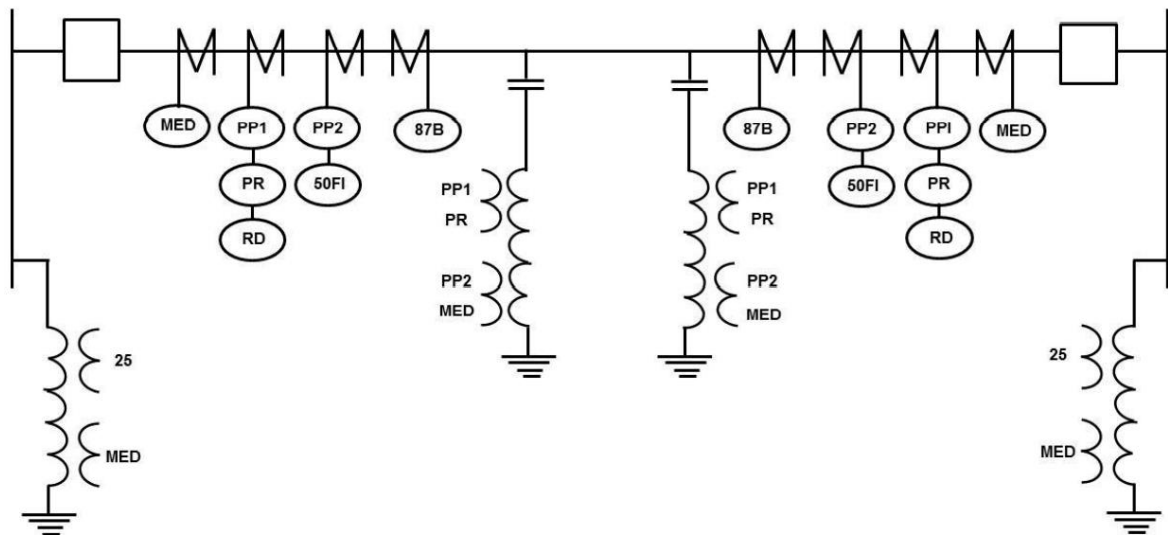


FIGURA 26. ESQUEMA DE LAS PROTECCIONES NORMALIZADAS PARA UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 230 kV Y 400 kV [34]

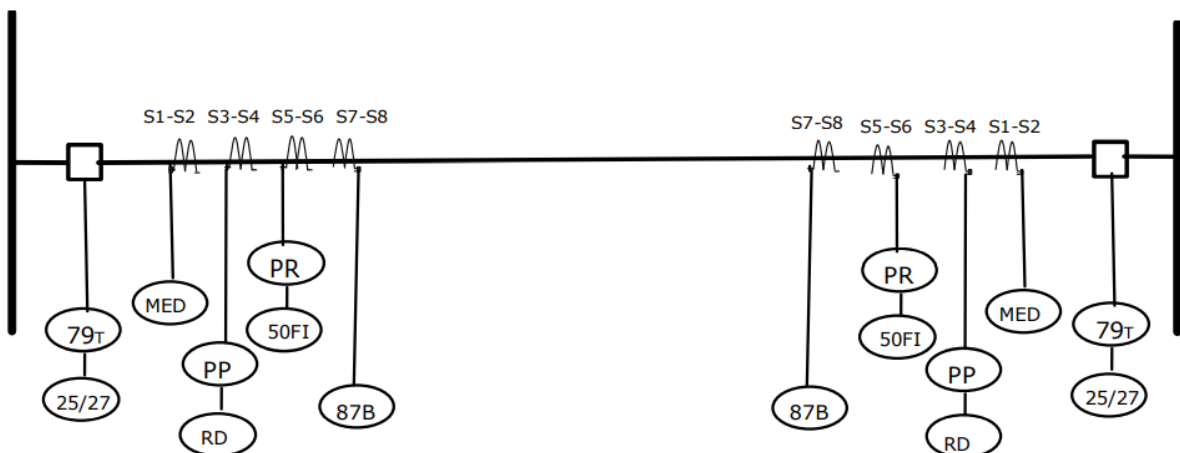


FIGURA 27. ESQUEMA DE LAS PROTECCIONES NORMALIZADAS PARA LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE 69 kV HASTA 161 kV [34]

I.6.2.1.1 Criterios de Ajuste para Líneas

a) Líneas de transmisión de 230 kV y 400 kV

Un esquema de protección puede ser como ya se mencionó anteriormente del tipo híbrido, el cual también es reconocido por ser un esquema de teleprotección asistido con canal de comunicación y unidades de sobrealcance.

Las funciones de protección que pueden estar presentes en un esquema de protección del tipo híbrido son las que se enlistan en la Tabla 15 [34]:

TABLA 15. FUNCIONES DE PROTECCIÓN EN UN ESQUEMA DE LÍNEA DE 230 kV Y 400 kV [34]

Función de Protección	Compromisos
85L 21/21N	a) Librar todas las fallas tanto de fases como de tierra en la línea a proteger. b) Debe contar con lógica de bloqueo por inversión de corriente. c) Aplicación en esquemas de disparo y recierre monopolar (DRM). d) Librar todas las fallas entre fases y de fase a tierra en zona 4 temporizada. d) Librar fallas con cierre bajo falla " <i>Switch on to Fault (SOTF o Line Pickup)</i> "
87L (21/21N)	a) Librar todas las fallas tanto de fases como de tierra, exclusivamente en la línea a proteger. b) La función de distancia instantánea de zona 1 se debe de habilitar en forma automática en caso de pérdida de canal de la función diferencial 87L. c) La función de distancia temporizada en zona 4, debe respaldar a la función diferencial 87L. d) Para líneas con longitudes mayores a 15 km en las que aplique 87L con funciones de 21, se deben considerar los criterios de ajuste para la protección de distancia con la zona de protección correspondiente. e) Librar todas las fallas entre fases y de fase a tierra en zona 4 temporizada.
67N 67Q (temporizadas)	a) Debe respaldar a las protecciones PP1 y PP2 de la línea protegida para fallas de fase a tierra. b) Respaldar las protecciones de líneas adyacentes que salen del bus remoto, de acuerdo con los criterios correspondientes. c) No se debe habilitar el instantáneo en esquemas con disparo y recierre monopolar ni en líneas menores a 5 km.

TABLA 15 [CONTINUACIÓN]. FUNCIONES DE PROTECCIÓN EN UN ESQUEMA DE LÍNEA DE 230 kV Y 400 kV [34]

Función de Protección	Compromisos
50FI	a) Debe operar como un respaldo local al ocurrir falla en la apertura (por problemas mecánicos o eléctricos) del interruptor, al disparo de cualquier protección asociada al propio interruptor, desencadenando disparos a los interruptores adyacentes locales y del extremo remoto de la línea, con la finalidad de aislar el interruptor fallado. b) Operar en un tiempo menor al que pueda poner en riesgo la estabilidad del sistema y evitar daños severos al equipo primario. c) Operar antes que los respaldos remotos de distancia y sobrecorriente direccional. d) Contar con arranques monopulares y tripolares de protección eléctrica y mecánica. e) Debe de tener la función de redisparo temporizado ajustado a 30 ms. f) Contar con supervisión de corriente de fase tanto en aplicaciones con DRM y sin DRM. g) Debe operar bajo la condición de <i>Flash Over</i> sobre el interruptor, cuando el interruptor de línea interconecte sistemas.
79	a) Recerrar el interruptor cuando tenga uno y un solo polo abierto a consecuencia de la operación monopolar de las protecciones de línea. b) Preparar a las protecciones de línea para disparo tripolar después de la acción de un recierre y cuando se encuentre bloqueado. c) Contar preferentemente con supervisión de voltaje para prevenir recierres sobre fallas en el extremo que recierra secuencialmente.
59	a) Debe disparar el interruptor cuando se alcance el valor del ajuste y no debe arrancar el relevador de recierre. b) Al operar debe enviar un DTL al interruptor de extremo remoto.

b) Líneas de subtransmisión desde 69 kV y hasta 161 kV

Para los esquemas de línea de este nivel de tensión, en la Tabla 16 se observa cómo es que ya están involucradas otras funciones de protección y ya no operan de la misma forma que las que se mostraron en la Tabla 15, de hecho una de las principales diferencias entre las líneas de transmisión y subtransmisión es el tipo de disparo que realiza el interruptor, ya que en esquemas de línea de transmisión se hace disparo monopolar mientras que en esquemas de línea de subtransmisión se hace disparo tripolar.

**TABLA 16. FUNCIONES DE PROTECCIÓN EN UN ESQUEMA DE LÍNEA DE 69 kV
HASTA 161 kV [34]**

Función de Protección	Compromisos
85L _T	a) Librar todas las fallas tanto de fases como de tierra en la línea a proteger. b) Debe aplicarse con esquemas de comparación direccional tipo híbrido. c) Contar con lógica de bloqueo por inversión de corriente. d) Disparar en forma tripolar.
87L (21/21N)	a) Librar todas las fallas tanto de fases como de tierra, exclusivamente en la línea a proteger. b) La función de distancia instantánea de zona 1 se debe de habilitar en forma automática en caso de pérdida de canal de la función diferencial 87L. c) La función de distancia temporizada en zona 4, debe respaldar a la función diferencial 87L. d) Para líneas con longitudes mayores a 15 km en las que aplique 87L con funciones de 21, se deben considerar los criterios de ajuste para la protección de distancia con la zona de protección correspondiente (zona 1, zona 4 y zona de respaldo temporizada).
21/21N	a) Librar todas las fallas tanto de fases como de tierra, en la línea a proteger. b) Debe aplicarse con esquemas de comparación direccional tipo híbrido. c) Contar con lógica de bloqueo por inversión de corriente. d) Librar todas las fallas entre fases y de fase a tierra zona 1, zona 4 y zona de respaldo temporizada. e) Disparar en forma tripolar.
67N 67Q (temporizadas)	a) Debe respaldar a las protecciones PP de la línea protegida para fallas de fase a tierra. b) Respalda hasta donde sea posible las protecciones de líneas adyacentes que salen del bus remoto. c) Cuando no existan líneas paralelas, debe librar las fallas de fase a tierra con un tiempo definido de 100 ms. hasta un 50% de la línea protegida. d) Disparar en forma tripolar.

TABLA 16 [CONTINUACIÓN]. FUNCIONES DE PROTECCIÓN EN UN ESQUEMA DE LÍNEA DE 69 kV HASTA 161 kV [34]

Función de Protección	Compromisos
50/51	a) Protección sin operación direccional b) Respaldo para fallas entre fases y de fase a tierra de su propia línea y hasta donde sea posible a las protecciones de líneas adyacentes que salen del bus remoto. c) Función exclusiva para líneas radiales.
50FI	a) Debe operar como un respaldo local al ocurrir falla en la apertura (por problemas mecánicos o eléctricos) del interruptor, al disparo de cualquier protección asociada al propio interruptor, desencadenando disparos a los interruptores adyacentes locales y del extremo remoto de la línea, con la finalidad de aislar el interruptor fallado. b) Operar en un tiempo menor al que pueda poner en riesgo la estabilidad del sistema y evitar daños severos al equipo primario. c) Operar antes que los respaldos remotos de distancia y sobrecorriente direccional. d) Contar con arranques tripolares de protección eléctrica y mecánica. e) Debe de tener la función de redisparo temporizado. f) Contar con supervisión de corriente de fase. g) Debe operar bajo la condición de <i>Flash Over</i> sobre el interruptor, cuando el interruptor de línea interconecte sistemas.
79 _T	a) Recerrar el interruptor para cualquier tipo de fallas en la propia LT, por disparo de 85LT, 87L y 21. b) Debe bloquearse ante disparo por 67/67N, Z2T, Z4T y apertura por maniobras. c) No es de alta velocidad por lo que debe ajustarse con tiempos mayores a 5 segundos. d) Ejecutar un solo intento de recierre. e) Bloquearse por tres minutos, después de su operación, con el propósito de permitir la recuperación del medio de extinción del interruptor. f) Prevenir recierre sobre falla en el extremo que recierra secuencialmente mediante la supervisión de voltaje de línea.
27	a) Debe disparar el interruptor cuando se alcance el valor del ajuste y no debe arrancar el relevador de recierre.

I.6.2.2 Transformadores

Los esquemas de protección aplicables a transformadores se clasifican de acuerdo con la especificación CFE G000-62 de la siguiente forma:

- a) Transformadores de potencia de dos devanados de 1 a menos de 7.5 MVA.
- b) Transformadores de potencia de dos devanados ≥ 7.5 MVA.
- c) Transformadores de potencia de tres devanados ≥ 10 MVA.
- d) Autotransformadores ≥ 10 MVA
- e) Reactores monofásicos con reactor de neutro ≥ 5 MVA
- f) Reactores Trifásicos < 5 MVA

Para este caso, nos enfocaremos sólo en los incisos a), b) y c); no por el hecho de que los otros esquemas no sean importantes sino porque están fuera del alcance del presente trabajo, para mayor consulta referirse a la especificación CFE G000-62 [35].

Al igual que como se describió anteriormente en la sección de I.6.2.1 Líneas de Transmisión, para complementar la numeración ANSI de la Tabla 14, para el caso de los transformadores son de uso común los siguientes términos para las funciones de protección [36]:

⊕ 49T	Relevador térmico de sobrecarga.
⊕ 63T	Relevador Buchholz tanque principal.
⊕ 63P	Dispositivo de sobrepresión tanque principal.
⊕ 26Q	Disparo por sobrepresión de cambiador.
⊕ 63F	Disparo por flujo de aceite en el cambiador.
⊕ PCT	Protecciones propias contenidas en el transformador y autotransformador (49T, 63T, 63P, 26Q, 63PC y 63F).
⊕ 50H	Protección de sobrecorriente instantánea de respaldo primario.
⊕ 51H	Protección temporizada de respaldo lado primario del transformador.

- ⊕ 51L Protección de sobrecorriente temporizada de respaldo del secundario.
- ⊕ 51NL Protección de sobrecorriente de neutro residual del secundario.
- ⊕ 51NT-H Protección de sobrecorriente de neutro del TC de neutro del primario.
- ⊕ 51NT-L Protección de sobrecorriente de neutro del TC de neutro del secundario.
- ⊕ 50FI-H Protección de falla de interruptor.
- ⊕ 51N Protección de sobrecorriente temporizada de neutro.
- ⊕ 51NT Protección de sobrecorriente temporizada de neutro de transformador.
- ⊕ 59NT Relevador de sobretensión por corrimiento de neutro del transformador o autotransformador.
- ⊕ 86T Relevador auxiliar de disparo con bloqueo y reposición manual.
- ⊕ 87T Protección diferencial de transformador.
- ⊕ FOA2 Enfriamiento por circulación forzada de aire, con doble paquete de enfriamiento por ventiladores.
- ⊕ OA Inmerso en aceite, con circulación natural.
- ⊕ PSP Protección de servicios propios.

I.6.2.2.1 Esquema de Protección para Transformadores de Potencia de 1 MVA a 10 MVA de Dos Devanados con Conexión Delta – Estrella.

Las principales características de este esquema son [35]:

- ⊕ Fusible de potencia del lado primario del transformador.
- ⊕ Protección de sobrecorriente del lado de baja del transformador (51L)
- ⊕ Protección de sobrecorriente de neutro del transformador (51NT)

- ⊕ Todos los transformadores de potencia mayores a 7.5 MVA cuentan con protecciones mecánicas propias del transformador.

En la imagen de la Figura 28, se observa el esquema que debe de cumplir un transformador con las características anteriores.

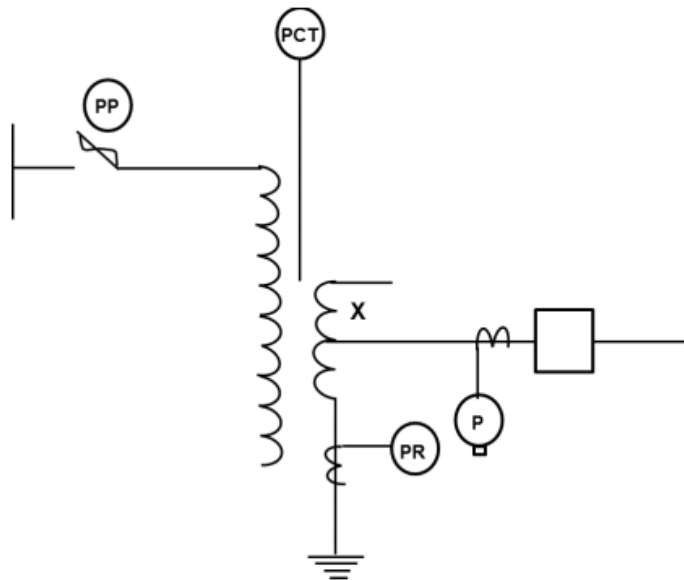


FIGURA 28. ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 1 MVA A 10 MVA DE DOS DEVANADOS [35]

En la Tabla 17, se muestran las protecciones que componen el esquema de la Figura 28 dónde, además de la protección se enlistan los compromisos o características que deben de cumplir cada una.

Cabe señalar que de estas protecciones que se enlistan en las tablas de referencia siguientes, se recomienda para más detalles consultar los Criterios de Ajuste para Transformadores y Autotransformadores [36].

TABLA 17. FUNCIONES DE PROTECCIÓN PARA UN ESQUEMA DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 1 MVA A 10 MVA DE DOS DEVANADOS CON CONEXIÓN DELTA – ESTRELLA [36]

Función de Protección	Compromisos
Fusible de potencia	a) Debe operar para fallas en el transformador. b) Respaldar fallas en el lado de baja tensión. c) No debe de operar con sobrecarga. d) Para seleccionar la ampacidad esta debe de estar entre el 150% y 175% de la corriente primaria del lado de alta tensión, tipo E de baja velocidad. e) Debe soportar la corriente de Inrush de entre 8 y 12 veces la corriente nominal del transformador durante 1 segundo.
51L	a) Debe permitir operar primero a las protecciones primarias del banco y las protecciones de los alimentadores. b) Debe operar con retardo de tiempo para fallas trifásicas o bifásicas en los alimentadores.
51NL	a) Debe coordinar con las protecciones de los alimentadores y permitirles operar primero ante fallas en su circuito. b) Debe operar como protección de desbalance a consecuencia de una falla monofásica en el lado de baja.
51NT-L	a) Debe permitir operar primero a las protecciones primarias del banco y las protecciones de los alimentadores. b) Debe coordinar con las protecciones de tierra de los alimentadores. c) Debe operar como protección de desbalance a consecuencia de una falla monofásica o situación de fuera de paso o cambiador de taps.

I.6.2.2.2 Esquema de Protección para Transformadores de Potencia Mayores a 7.5 MVA de Dos Devanados con Conexión Delta – Estrella.

Las principales características de este esquema son [35]:

- ⊕ Protección diferencial de transformador PT1, relevador independiente.
- ⊕ Protección diferencial de transformador PT2, relevador independiente.
- ⊕ La PT1 y la PT2 deben contar con las funciones adicionales 51H, 51L y 51NTL.
- ⊕ Se acepta como función adicional de la PT1, PT2 o 87B el 50FI, sólo para tensiones 161 kV y menores.
- ⊕ Protecciones propias contenidas en el transformador PCT.

- ⊕ El número de relevadores 50FI depende del arreglo de la subestación.
- ⊕ Para tensiones menores o iguales a 34.5 kV no se requiere la función 50FI

En la imagen de la Figura 29, se muestra el esquema de un transformador de este tipo, así como las protecciones que usualmente se utilizan.

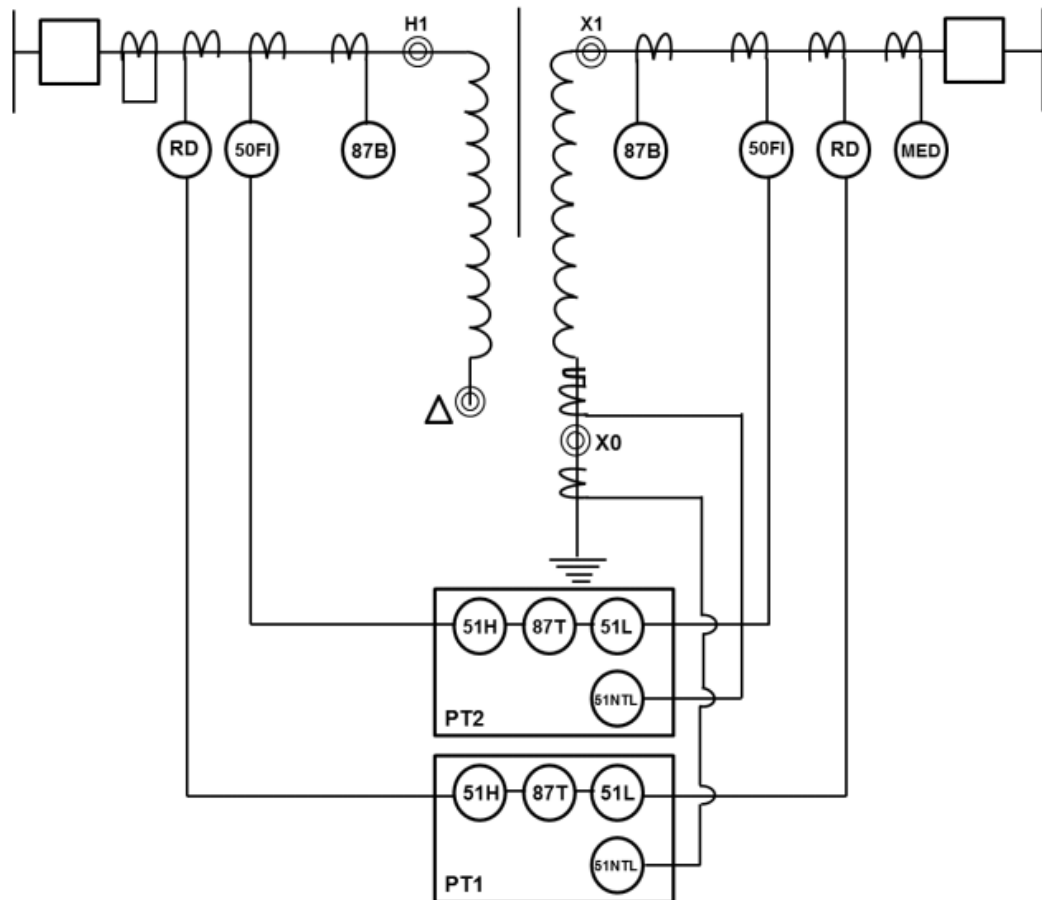


FIGURA 29. ESQUEMA DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA IGUALES O MAYORES A 7.5 MVA DE DOS DEVANADOS CON CONEXIÓN DELTA – ESTRELLA [36]

En la Tabla 18 se describen las funciones o compromisos que deben de cumplir mínimamente las protecciones asociadas a un transformador de potencia como el que se ilustra en la Figura 29.

TABLA 18. FUNCIONES DE PROTECCIÓN PARA UN ESQUEMA DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA MAYOR A 7.5 MVA DE DOS DEVANADOS CONEXIÓN DELTA – ESTRELLA [36]

Función de Protección		Compromisos
Lado Primario del Transformador (H)	87T (PT1)	a) Debe operar instantáneamente para falla en transformador b) No debe operar para fallas externas a su cobertura. c) No debe operar durante su energización sin haber falla interna. d) Se ajusta la protección diferencial con restricción y sin restricción.
	50H (PT2)	a) La unidad instantánea no debe operar para ninguna falla en baja tensión, considerando régimen de máxima generación.
	51H (PT2)	a) Debe permitir operar primero a las protecciones primarias del banco y de los alimentadores. b) Debe operar con retardo de tiempo para fallas en el banco de transformadores o en alimentadores. c) Debe operar como protección de sobrecarga del transformador.
	51NT-L (PT2)	a) Debe permitir operar primero a las protecciones primarias del banco y las protecciones de los alimentadores. b) Debe coordinar con las protecciones de tierra de los alimentadores. c) Debe operar como protección de desbalance a consecuencia de una falla monofásica o situación de fuera de paso o cambiador de taps.
	50FI-H	a) Respaldo local para falla al disparo del interruptor por operación de las protecciones propias de los equipos asociados. b) Su tiempo de operación debe ser lo suficientemente rápido para mantener la estabilidad del sistema, dándole el tiempo suficiente para que el interruptor complete su secuencia de apertura. c) Su tiempo de operación se debe coordinar con los tiempos de los respaldos remotos. d) Disparar todos los interruptores de la barra asociada para desenergizar el elemento fallado.

TABLA 18 [CONTINUACIÓN]. FUNCIONES DE PROTECCIÓN PARA UN ESQUEMA DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA MAYOR A 7.5 MVA DE DOS DEVANADOS CONEXIÓN DELTA – ESTRELLA [36]

Función de Protección		Compromisos
Lado Secundario del Transformador (L)	51L	a) Debe permitir operar primero a las protecciones primarias del banco y las protecciones de los alimentadores. b) Debe operar con retardo de tiempo para fallas en el banco de transformadores o en alimentadores.
	51NL	a) Debe permitir operar primero a las protecciones de los alimentadores. b) Debe coordinar con las protecciones de los alimentadores. c) Debe operar como protección de desbalance a consecuencia de una falla monofásica en el lado de baja.
	51NT-L	a) Debe permitir operar primero a las protecciones de los alimentadores. b) Debe coordinar con las protecciones de los alimentadores. c) Debe operar como protección de desbalance a consecuencia de una falla monofásica o situación de fuera de paso en cambiador de taps.
Protección en Alimentadores	50F	a) Debe permitir que operen primero los restauradores y cualquier otro dispositivo de seccionamiento. b) Debe operar en forma instantánea para fallas trifásicas o bifásicas en alimentadores.
	51F	a) Debe permitir que operen primero los restauradores y cualquier otro dispositivo de seccionamiento. b) Debe operar con retardo de tiempo para fallas trifásicas o bifásicas en alimentadores. c) Debe operar como protección de sobrecarga del conductor del alimentador. d) Debe permitir transferir la carga entre los alimentadores.
Protección de Neutro en Alimentadores	50N	a) Debe permitir que operen primero los restauradores y cualquier otro dispositivo de seccionamiento. b) Debe operar en forma instantánea para fallas monofásicas o bifásicas a tierra en alimentadores.
	51N	a) Debe permitir que operen primero los restauradores y cualquier otro dispositivo de seccionamiento. b) Debe operar con retardo de tiempo para fallas monofásicas o bifásicas a tierra en alimentadores.

I.6.2.2.3 Esquema de Protección para Transformadores Mayores a 10 MVA de Tres Devanados en Conexión Estrella – Estrella – Delta.

De acuerdo con la especificación de CFE G0000-62 un esquema de protección para un transformador con una potencia mayor a 10 MVA y con conexión estrella – estrella- delta tiene las siguientes características [35]:

- ⊕ Protección diferencial de transformador PT1, relevador independiente.
- ⊕ Protección diferencial de transformador PT2, relevador independiente.
- ⊕ La PT1 y la PT2 deben contar con las funciones adicionales 51H, 51L, 51NT-H y 51NT-L.
- ⊕ Protección de sobrecorriente de terciario 51T, esta protección debe incluir la función 59NT.
- ⊕ Se acepta como función adicional de la PT1, PT2 o 87B en el 50FI, sólo para tensiones de 161 kV y menores.
- ⊕ Protecciones propias contenidas en el transformador (63T, 63P, 49T) PCT.
- ⊕ El número de relevadores 50FI depende del arreglo de la subestación.
- ⊕ Para tensiones menores o iguales a 34.5 kV no se requiere la función 50FI.
- ⊕ Protección de sobrecorriente de fases y neutro residual para alimentador de servicios propios, relevador independiente.
- ⊕ Cuando no existan servicios propios conectados al terciario, la protección PPA 51SP y la restricción de la 87T de la PT1 y PT2, se deben dejar disponibles a tablillas para su conexión futura a los TCs faltantes.

En la imagen de la Figura 30, se ilustra el esquema de protección para este tipo de transformador.

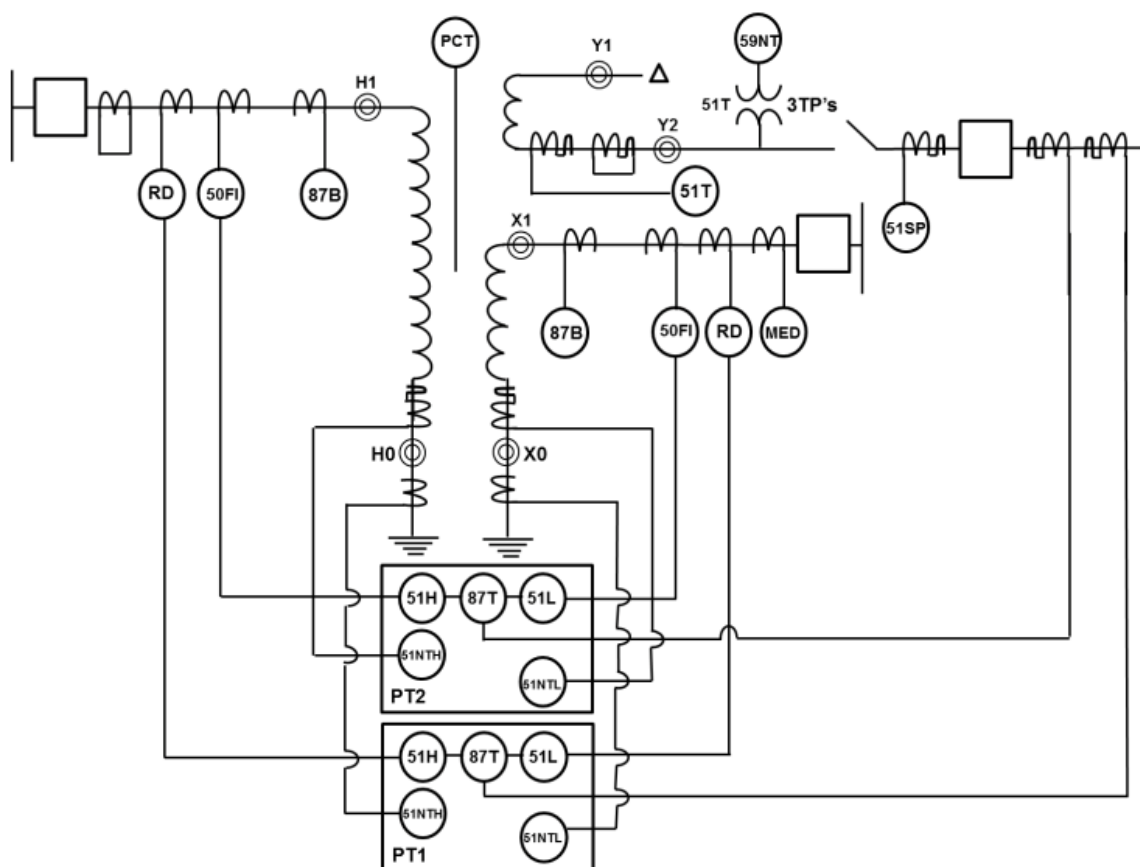


FIGURA 30. ESQUEMA DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES MAYORES A 10 MVA DE TRES DEVANADOS EN CONEXIÓN ESTRELLA - ESTRELLA - DELTA [36]

En la Tabla 19 se describen las funciones o compromisos que deben de cumplir las protecciones asociadas a un transformador de potencia como el que se ilustra en la Figura 38.

TABLA 19. FUNCIONES DE PROTECCIÓN PARA UN ESQUEMA DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA MAYORES A 10 MVA DE TRES DEVANADOS EN CONEXIÓN ESTRELLA - ESTRELLA – DELTA [36]

Función de Protección		Compromisos
Lado Primario del Transformador (H)	87T (PT1)	a) Debe operar sin retardo para fallas en el área de cobertura del esquema diferencial, aun cuando se presente durante el proceso de energización. b) No debe operar para fallas externas a su cobertura. c) No debe operar durante la energización del transformador cuando no exista falla interna. d) Se ajusta la protección diferencial con restricción y sin restricción.
	50H (PT2)	a) La unidad instantánea no debe operar para ninguna falla en baja tensión.
	51H (PT2)	a) Debe operar de manera coordinada con las protecciones primarias y de respaldo de banco. b) Debe operar como protección de sobrecarga del transformador.
	51NT-H	a) Debe permitir operar primero a las protecciones primarias del banco y las protecciones de bus de alta tensión. b) Debe coordinar con las protecciones de tierra de las líneas de alta tensión. c) Debe operar bajo la situación de fuera de paso en cambiador de taps por arriba de 2 pasos de diferencia. d) No debe operar con la corriente residual generada por el polo abierto durante la secuencia de recierre monopolar en las líneas adyacentes.
	50FI-H	a) Debe operar como un respaldo local ante la condición de falla en la apertura (por problemas mecánicos o eléctricos) del interruptor, ante el requerimiento de disparo de las protecciones asociadas al propio interruptor, desencadenando disparos a los interruptores adyacentes locales y remotos, con la finalidad de aislar el interruptor fallado. b) Debe operar en un tiempo suficientemente rápido para mantener la estabilidad del sistema y evitar daños severos al equipo primario. c) Debe coordinarse en el tiempo con los esquemas de protecciones primarios para que estos operen en primera instancia. d) Debe coordinarse en el tiempo para operar antes que los respaldos remotos. e) Debe operar bajo la condición de Flash-Over sobre el interruptor. f) Debe operar bajo la condición de activación de los disparos de instrumentación del transformador (Buchholz y sobre presión).

TABLA 19 [CONTINUACIÓN]. FUNCIONES DE PROTECCIÓN PARA UN ESQUEMA DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA MAYORES A 10 MVA DE TRES DEVANADOS EN CONEXIÓN ESTRELLA - ESTRELLA – DELTA [36]

Función de Protección		Compromisos
Lado Secundario del Transformador (L)	51L	a) Debe permitir operar primero a protecciones primarias del banco y las protecciones de los alimentadores o líneas de baja tensión. b) Debe operar con retardo de tiempo para fallas trifásicas o bifásicas entre transformadores e interruptores de baja.
	51NT-L	a) Debe permitir operar primero a las protecciones primarias del banco y las protecciones de los alimentadores de baja tensión. b) Debe coordinar con las protecciones de tierra de los alimentadores de baja tensión. c) Debe operar bajo la situación de fuera de paso en cambiador de taps por arriba de 2 pasos de diferencia. d) No debe operar con la corriente residual generada por el polo abierto durante la secuencia de recierre monopolar en las líneas adyacentes.
	50FI-L	a) Debe operar como un respaldo local ante la condición de falla en la apertura (por problemas mecánicos o eléctricos) del interruptor, ante el requerimiento de disparo de las protecciones asociadas al propio interruptor, desencadenando disparos a los interruptores adyacentes locales y remotos, con la finalidad de aislar el interruptor fallado. b) Debe operar en un tiempo suficientemente rápido para mantener la estabilidad del sistema y evitar daños severos al equipo primario. c) Debe coordinarse en el tiempo con los esquemas de protecciones primarios para que estos operen en primera instancia. d) Debe coordinarse en el tiempo para operar antes que los respaldos remotos. e) Debe operar bajo la condición de Flash-Over sobre el interruptor. f) Debe operar bajo la condición de activación de los disparos de instrumentación del transformador (Buchholz y sobre presión).
Protección de Respaldo lado Terciario del	50/51T	a) Debe proteger contra fallas trifásicas o bifásicas en la red conectada en el devanado terciario del transformador. b) Debe coordinar con las protecciones de los dispositivos conectados en el devanado terciario (reactor, servicios propios)
	59NT	a) Debe detectar fallas de aislamiento a tierra en los devanados del terciario del transformador y las barras, la cual está conectada en delta.
Protección de Sobrecorriente de Servicios Propios	50/51SP	a) Debe operar para fallas trifásicas o bifásicas en el lado primario del transformador de servicios propios. b) Debe operar como protección de sobrecarga del transformador de servicios propios.

I.7 Mercados Eléctricos

El comportamiento de los mercados eléctricos a nivel mundial no ha tenido un crecimiento de manera uniforme ni constante, cada país que ha implementado este modelo ha atravesado un proceso que hasta hoy día sigue evolucionando.

Un término que está estrechamente relacionado con la creación de los mercados eléctricos es la desregulación de la energía eléctrica.

Previo a la desregulación, la industria eléctrica estaba formada por grandes monopolios los cuales eran autorizados o gestionados por el gobierno donde las empresas de servicios públicos de electricidad controlaban el proceso energético completo, desde la generación hasta la transmisión y la distribución mientras que el gobierno realizaba las regulaciones necesarias para que las empresas no obtuvieran ventaja de los clientes.

Estas regulaciones determinaban las ganancias, las tarifas y las normas ambientales que las empresas de servicios públicos obtenían.

En los años ochenta, comenzó la desregulación en otras áreas o industrias importantes como lo fue en las aerolíneas, ferrocarriles y telecomunicaciones y debido a que el proceso fue exitoso, la industria eléctrica se inspiró para seguir su ejemplo, claro es, que este caso no fue para México.

La respuesta a la pregunta de qué beneficios trae consigo la desregulación en diferentes sectores es simple, competencia y con esta a su vez se han reducido costos, precios, se ofrecen nuevos servicios y se han implantado nuevas tecnologías.

Para explicar el comportamiento de los mercados eléctricos a nivel mundial, se retoma un texto que escribió el Dr. Héctor Gerardo Sarmiento Uruchurtu en el boletín del Instituto de Investigaciones Eléctricas, lo que ahora es el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) en octubre de 1998, esto se realiza con el afán de observar y analizar cómo es que en otras partes del mundo se hablaba de mercados eléctricos desde la época de los 90 o antes.

La desregulación de la industria eléctrica trae como consecuencia la creación de mercados de energía que permitan a los vendedores y compradores de energía involucrarse libremente en las actividades comerciales en un amplio rango de fuentes de energía.

Si describimos la energía eléctrica, podemos decir que esta es a su vez un bien y un servicio, almacenarla es incluso en algunas ocasiones mucho más costoso que generarla, tampoco fluye en la dirección deseada, no tiene una individualidad y el suministro debe satisfacer la demanda en todo momento [37].

Dentro de los beneficios cuando se habla de la desregulación del mercado eléctrico se encuentran los siguientes [37]:

- ⊕ Incremento en la competencia.
- ⊕ Precios más bajos.
- ⊕ Menores costos de operación para las empresas eléctricas.
- ⊕ Menores diferencias regionales en costos.
- ⊕ Más empleos.
- ⊕ Mayor confiabilidad en el suministro eléctrico.
- ⊕ Un medio ambiente más limpio.

En un ambiente desregulado, los procedimientos cambian para que el proceso se vuelva más competitivo, dentro de estos cambios se encuentran los siguientes [37]:

1. Desagregación de la generación, transmisión y distribución
2. Formación de organizaciones o consorcios para el despacho de la generación eléctrica.
3. Despacho eléctrico basado en ofertas de compra y venta de energía.
4. Construcción de plantas de gas por productores independientes.
5. Acceso abierto a la transmisión.
6. No existe planeación central.
7. Control de la operación del sistema de transmisión.

El precio de la electricidad es el elemento clave en todos los mercados, aunque también son importantes otros factores como la calidad, seguridad, confiabilidad, etcétera.

En el esquema de la Figura 31, se muestra como diferentes países tanto económicamente fuertes como otros más vulnerables iniciaron antes del año 2000 su proceso de desregulación o incluso ya tenían funcionando un mercado eléctrico desregulado.

Cabe señalar que cada uno de estos mercados tienen como núcleo la desregulación energética, pero cada uno opera de acuerdo con sus procesos y leyes internas.



FIGURA 31. INICIO DE LA DESREGULACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN DIFERENTES PAÍSES [37]

I.7.1 Mercado Eléctrico Mayorista en México

La energía eléctrica en nuestro país, hasta antes del año 2014 tenía una estructura monopolizada, donde, empresas autorizadas o gestionadas por el gobierno brindaban y controlaban todo el servicio público de electricidad que iba desde la generación hasta la transmisión y la distribución de energía eléctrica.

Como se observa en la Figura 31, en países, incluso con menor desarrollo tecnológico que México, su proceso de desregulación energética ya había comenzado desde años atrás, lo que podría resultar motivador para que en México se comenzara su proceso de desregulación energética lo antes posible, lo cual, no sucedió precisamente de esa forma.

La Ley de la Industria Eléctrica en México se expide el 11 de agosto de 2014 bajo el mandato del presidente en turno Enrique Peña Nieto [28] y con ella trae consigo la creación del Mercado Eléctrico Mayorista, que entra en función aproximadamente un año después.

I.7.1.1 Generalidades de la Ley de la Industria Eléctrica

La Ley de la Industria Eléctrica tiene como objetivo promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios, así como el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal, de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes [28].

La industria eléctrica comprende actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como la operación del Mercado Eléctrico Mayorista.

De la Ley de la Industria Eléctrica se extraen las siguientes definiciones que son importantes conocer para comprender como es que funciona la industria eléctrica en nuestro país [28]:

- ⊕ Bases del Mercado Eléctrico (BdM): Disposiciones administrativas de carácter general que contienen los principios del diseño y operación del Mercado Eléctrico Mayorista.
- ⊕ Calidad: Grado en el que las características y condiciones del Suministro Eléctrico cumplen con los requerimientos técnicos determinados por la CRE con el fin de asegurar el correcto desempeño e integridad de los equipos y dispositivos de los Usuarios Finales.
- ⊕ Central Eléctrica (UCE): Instalaciones y equipos que, en un sitio determinado, permiten generar energía eléctrica y Productos Asociados.
- ⊕ Centro de Carga: Instalaciones y equipos que, en un sitio determinado, permiten que un Usuario Final reciba el Suministro Eléctrico. Los Centros de Carga se determinarán en el punto de medición de la energía suministrada.
- ⊕ Certificado de Energías Limpias (CEL): Título emitido por la CRE que acredita la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de Energías Limpias y que sirve para cumplir los requisitos asociados al consumo de los Centros de Carga.
- ⊕ Comercializador: Titular de un contrato de Participante del Mercado que tiene por objeto realizar las actividades de comercialización.

- ⊕ Contrato de Interconexión Legado (CIL): Contrato de interconexión o contrato de compromiso de compraventa de energía eléctrica para pequeño productor celebrado o que se celebra bajo las condiciones vigentes con anterioridad a la entrada en vigor de la presente Ley.
- ⊕ Distribuidor: Los organismos o empresas productivas del Estado o sus empresas productivas subsidiarias, que presten el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica.
- ⊕ Generador: Titular de uno o varios permisos para generar electricidad en Centrales Eléctricas, o bien, titular de un contrato de Participante del Mercado que representa en el Mercado Eléctrico Mayorista a dichas centrales o, con la autorización de la CRE, a las Centrales Eléctricas ubicadas en el extranjero.
- ⊕ Mercado Eléctrico Mayorista: Mercado operado por el CENACE en el que los Participantes del Mercado podrán realizar las transacciones de compra y venta de energía.
- ⊕ Participante del Mercado: Persona que celebra el contrato respectivo con el CENACE en modalidad de Generador, Comercializador, Suministrador, Comercializador no Suministrador o Usuario Calificado.
- ⊕ Precio Marginal Local: Precio de la energía eléctrica en un nodo determinado del Sistema Eléctrico Nacional para un periodo definido, calculado de conformidad con las Reglas del Mercado y aplicable a las transacciones de energía eléctrica realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- ⊕ Servicios Conexos: Los servicios vinculados a la operación del Sistema Eléctrico Nacional y que son necesarios para garantizar su Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad, entre los que se podrán incluir: las reservas operativas, las reservas rodantes, la regulación de frecuencia, la regulación de voltaje y el arranque de emergencia, entre otros, que se definan en las Reglas del Mercado.
- ⊕ Usuario de Suministro Básico: Usuario Final que adquiere el Suministro Básico.

- ⊕ Usuario Final: Persona física o moral que adquiere, para su propio consumo o para el consumo dentro de sus instalaciones, el Suministro Eléctrico en sus Centros de Carga, como Participante del Mercado o a través de un Suministrador.

I.7.1.2 Bases del Mercado Eléctrico

En la LIE en el título tercero que habla sobre el Mercado Eléctrico Mayorista, capítulo I de la Operación del Mercado Eléctrico Mayorista [28] establece que en las Reglas del Mercado se determinaran los procedimientos que permitan realizar, al menos, transacciones de compraventa de:

1. Energía eléctrica
2. Servicios Conexos que se incluyan en el Mercado Eléctrico Mayorista
3. Potencia o cualquier otro producto que garantice la suficiencia de recursos para satisfacer la demanda eléctrica
4. Los productos anteriores, vía importación o exportación
5. Derechos Financieros de Transmisión
6. Certificados de Energías Limpias

De igual manera las reglas del mercado establecen los requisitos mínimos para ser participante del mercado, así como los derechos y obligaciones de los participantes del mercado y definirán mecanismos para la resolución de desacuerdos [28].

Con base en lo anterior, las bases del mercado (BdM) establecen los principios del diseño y operación del Mercado Eléctrico Mayorista, así como las reglas y procedimientos que sus participantes realizarán para comercializar energía, servicios conexos, CEL's, potencia, DFT, entre otros.

Las bases del mercado eléctrico están conformadas por 19 bases las cuales se enlistan a continuación [38]:

- | | |
|--------|--|
| BASE 1 | Introducción y disposiciones generales |
| BASE 2 | Definiciones y reglas de interpretación |
| BASE 3 | Registro y acreditación de Participantes del Mercado |

BASE 4	Garantías de cumplimiento
BASE 5	Acceso al Sistema Eléctrico Nacional
BASE 6	Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional
BASE 7	Pequeños sistemas eléctricos
BASE 8	Modelos utilizados en el Mercado Eléctrico Mayorista
BASE 9	Elementos del Mercado de Energía de Corto Plazo
BASE 10	Operación del Mercado de Energía de Corto Plazo
BASE 11	Mercado para el Balance de Potencia
BASE 12	Mercado de Certificados de Energías Limpias
BASE 13	Derechos Financieros de Transmisión
BASE 14	Subastas de Mediano y Largo Plazo
BASE 15	Sistema de Información del Mercado
BASE 16	Sistemas de medición
BASE 17	Liquidación, facturación y pago
BASE 18	Vigilancia del Mercado Eléctrico Mayorista
BASE 19	Incumplimientos y solución de controversias

De este listado de lineamientos que rigen al mercado eléctrico mayorista en México, en el Capítulo III. Centro Nacional de Control de Energía se enfatiza la descripción de la BASE 9 y 10 ya que son las que describen principalmente la asignación y despacho de unidades de central eléctrica para el Mercado del Día en Adelanto (MDA) y la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad (AUGC).

CAPÍTULO II

Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia

Un esquema de protección de acuerdo con la norma de referencia NRF-041-CFE es un grupo o arreglo de dispositivos que se interconectan o interrelacionan para proteger a los equipos eléctricos primarios, detectando condiciones anormales de operación para evitar o reducir daños mayores a los equipos [33].

En este contexto, las protecciones eléctricas son ese elemento presente en todas las etapas de los sistemas eléctricos de potencia, son sumamente importantes debido a que estas permiten al sistema operar de manera confiable, continuo y seguro por lo que es indispensable contar con esquemas de protección normalizados, actualizados y comunicados para garantizar el continuo suministro de energía, así como la seguridad tanto de equipos como de usuarios.

En este capítulo se describen las generalidades de la norma de referencia CFE V6700-62 debido a que es necesario conocer cuáles son los requerimientos de construcción y pruebas de los tableros de Protección, Control y Medición (PCyM) que se desarrollan en la empresa Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL Inc.) así como su relación en las actividades que desempeñe durante mi colaboración en SEL México.

II.1 Schweitzer Engineering Laboratories, S.A. de C.V. (SEL México)

Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL Inc.), es una empresa que se funda en 1982 por el Dr. Edmund O. Schweitzer III en Pullman, Washington con la invención del primer relé digital aplicado a la protección de sistemas eléctricos.

El primer relé SEL con el que la empresa incursiona en el ámbito digital fue el SEL-21, revolucionando la protección de sistemas eléctricos ya que este relé proporcionaba valores de corriente de falla y localización de esta a un costo mucho menor que los relevadores electromecánicos existentes [39].

SEL Inc. comienza a realizar operaciones en México con el objetivo de brindar soluciones integrales para la protección de sistemas eléctricos a nivel transmisión y

distribución; atendiendo a las crecientes necesidades del mercado mexicano, SEL Inc. decide abrir una filial en la ciudad de Monterrey, Nuevo León incursionando en la manufactura de tableros de protección, control y medición, es entonces donde nace SEL México.

El principal cliente con el que SEL comenzó a incursionar en el mercado mexicano fue la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y posteriormente la industria privada.

La misión que tiene la empresa es “*Hacer la energía eléctrica más segura, más confiable y más económica*” ® y es por esta misión que SEL México tiene como objetivo diseñar sistemas para monitorear, controlar, medir y proteger todos los parámetros de las subestaciones eléctricas de las redes de transmisión.

Hoy en día, SEL México vende ingeniería a través de proyectos y soluciones integrales que a su vez toman diversos productos para satisfacer una necesidad específica como pueden ser diseño de esquemas de protección para la elaboración de tableros para protección, control y medición (PCyM), estudios especializados, consultoría, soporte técnico, puesta en servicio o pruebas de aceptación en fábrica (FAT, *Factory Acceptance Test* por sus siglas en ingles).

II.2 Generalidades de la Especificación CFE V6700-62 para Tableros de Protección, Control, Medición, Supervisión y Registro para Unidades Generadoras y Subestaciones Eléctricas.

Como se mencionó previamente, dentro de las actividades que se realizan en SEL México está la construcción de tableros PCyM para subestaciones eléctricas, donde cabe señalar que estos tableros cumplen especificaciones especiales dependiendo el cliente, la región y el país.

La especificación CFE V6700-62 para Tableros de Protección, Control, Medición, Supervisión y Registro para Unidades Generadoras y Subestaciones Eléctricas tiene como objetivo definir los requerimientos de fabricación, equipamiento y control de calidad de los tableros de protección, control, medición, supervisión y registro de subestaciones eléctricas [40].

Para el caso de México al ser la Comisión Federal de Electricidad (CFE) el principal suministrador de energía y por la trayectoria que esta empresa posee, establece una serie de lineamientos que deben de cumplir los tableros que serán instalados en las subestaciones operadas por esta dependencia, algunas de las características que define de manera clara y concreta esta especificación son las que se enlistan a continuación:

- ⊕ Interfaz de subestación
- ⊕ Identificación de secciones
- ⊕ Identificación de tensiones de operación

TABLA 20. IDENTIFICACIÓN TENSIONES DE OPERACIÓN [40]

Nomenclatura	Aplicación
5	Tensiones de 44 kV y menores
7	Tensiones mayores de 44 kV y hasta 161 kV
9	Tensiones mayores de 161 kV y hasta 230 kV
A	Tensiones mayores de 230 kV y hasta 400 kV

- ⊕ Identificación por protecciones primarias para líneas y alimentadores

TABLA 21. IDENTIFICACIÓN POR PROTECCIONES PRIMARIAS PARA LÍNEAS Y ALIMENTADORES [40]

Nomenclatura ANSI	Protección Primaria
50	Sobrecorriente instantanea
51	Sobrecorriente temporizado
21	Distancia
67	Sobrecorriente Direccional
85L	Comparación Direccional
85LT	Sobrecorriente Direccional de Secuencia Negativa
87L	Diferencial de Línea

⊕ Identificación por arreglo de barras

La nomenclatura que se presenta en la Tabla 22 se utiliza para identificar el arreglo de barras de la subestación donde se va a instalar la sección tipo.

TABLA 22. IDENTIFICACIÓN POR ARREGLO DE BARRAS [40]

Nomenclatura	Aplicación
IM	Para arreglos de interruptor y medio
DI	Para arreglos de doble interruptor
DBST	Para arreglos de doble barra con interruptor de amarre y sin cuchilla de transferencia
PA	Para arreglos con barra principal y auxiliar
PT	Para arreglos con barra principal y transferencia
AN	Para arreglos de conexión en anillo
BS	Para arreglos de barra sencilla
AD	Para arreglos de alimentadores de distribución
TB	Para arreglos de tres barras: barra 1, barra 2 y barra de transferencia.

⊕ Identificación por equipo de monitoreo y medición

TABLA 23. IDENTIFICACIÓN POR EQUIPO DE MONITOREO Y MEDICIÓN [40]

Nomenclatura	Aplicación
RD	Registrador de disturbios
MM	Medidor Multifunción
LF	Localizador de fallas con principio de operación de onda viajera
ESMAR	Esquemas de Sincrofasores para Medición de Área Amplia y Acciones Remediales

⊕ Identificación por tipo de construcción

TABLA 24. IDENTIFICACIÓN POR TIPO DE CONSTRUCCIÓN [40]

Nomenclatura	Aplicación
IN	Integral
IG	Integral para generación
ID	Integral para distribución

⊕ Identificación por tipo de construcción

TABLA 25. IDENTIFICACIÓN DEL TABLERO POR EQUIPO PRIMARIO ASOCIADO [40]

Nomenclatura	Aplicación
LT	Líneas de transmisión o distribución de energía en alta o media tensión
TD	Autotransformador o transformador con dos devanados
TT	Transformador de arranque
TA	Transformador de arranque
TU	Transformador de unidad
DB	Diferencial de barras
RP	Reactor en derivación
CP	Banco de capacitores de compensación en derivación
IA	Interruptor para amarre o transferencia
IS	Interruptor de seccionamiento de barras
IT	Interruptor de transferencia
GTV	Generador de Turbina de Vapor
GTG	Generador de Turbina
GTH	Generador de Turbina Hidráulica
GCCI	Generador de Central de Combustión Interna

⊕ Funciones de protección para diferentes equipos primarios

⊕ Características de fabricación

⊕ Circuitos de control de corriente continua

⊕ Circuitos de potenciales

⊕ Alambrado

⊕ Tipo de terminales zapata

⊕ Tipo de canaletas de plástico

Entre muchas otras características, para mayor referencia, se recomienda consultar la especificación.

II.3 Pruebas de Aceptación en Fábrica (FAT)

Tal como se mencionó, SEL México se encarga desde la elaboración de la ingeniería hasta la puesta en servicio de los tableros PCyM que fabrica, dependiendo también cual haya sido el contrato con el cliente.

En el esquema de la Figura 32 se muestra de manera general el proceso que siguen los proyectos que se desarrollan en SEL México:

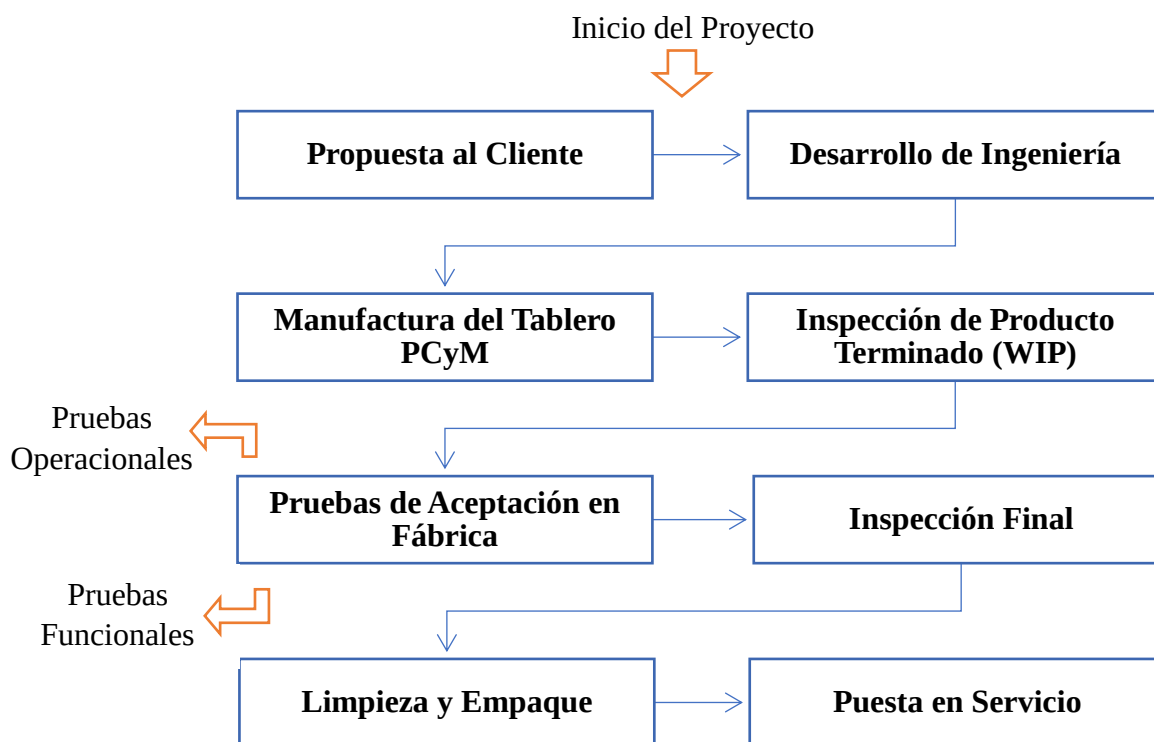


FIGURA 32. PROCESO DE UN PROYECTO EN SEL MÉXICO

Si se toma de referencia la Figura 32, durante la trayectoria profesional que desempeñé en SEL México tuve la oportunidad de colaborar en diferentes áreas que contemplan diferentes etapas del proceso de un proyecto y debido a que la mayor parte del trabajo que realice estuvo orientado a las pruebas de aceptación en fábrica (FAT) de tableros este proceso se describe a continuación.

Las pruebas FAT contemplan un conjunto de procesos que van desde la inspección de producto terminado (WIP) hasta la inspección final, donde al ser este el último proceso dentro de las pruebas FAT, resulta ser de suma importancia ya que se valida el tablero

objetiva y minuciosamente ya que prácticamente es cómo el cliente va a recibir su producto.

En la inspección de producto terminado (WIP, *Work in Progress* por sus siglas en inglés), lo que se realiza es validar que el tablero cumpla con todas las especificaciones que el cliente requiere o solicita, se valida el color del tablero, tipo de cableado utilizado, tipo de terminales, etiquetado, diseño del tablero, posición de los equipos, etc. prácticamente se verifican todas las características físicas del tablero.

Posterior a la inspección de producto terminado, el tablero PCyM pasa al proceso concreto de pruebas FAT en la etapa de pruebas operacionales. En estas pruebas lo que se realiza prácticamente es validar el cableado y funcionamiento del tablero ya que se siguen los diagramas unifilares de la sección para encontrar posibles errores de conexión y puedan corregirse antes de pasar al proceso siguiente, en estas pruebas también se valida que los equipos instalados enciendan, operen sus contactos, hagan mediciones de tensión y corriente correctas, polaridad de las conexiones, etc.

Debido a que en SEL México no solo se trabaja con proyectos nacionales este proceso de pruebas operacionales resulta ser de suma importancia para cuando los proyectos son de tipo internacional o no requieren pruebas funcionales, ya que una vez que se termina este proceso, los tableros pasan directamente al proceso de inspección final para ser embarcados y entregarse al cliente.

Cuando el tablero ya fue probado operacionalmente, se proceden a realizar las pruebas funcionales donde, en estas pruebas se validan las funciones de protección de los relés tanto digitales como electromecánicos de manera individual y de las secciones completas ya funcionando en conjunto.

Para realizar estas pruebas funcionales, se utilizan equipos de inyección de tensión y corriente que nos permiten simular fallas para con esto, validar la operación de los relés y las funciones de protección que estos comprenden.

Para describir las pruebas funcionales tomando las mejores prácticas, el proceso que usualmente se sigue es el que se muestra en Figura 33.

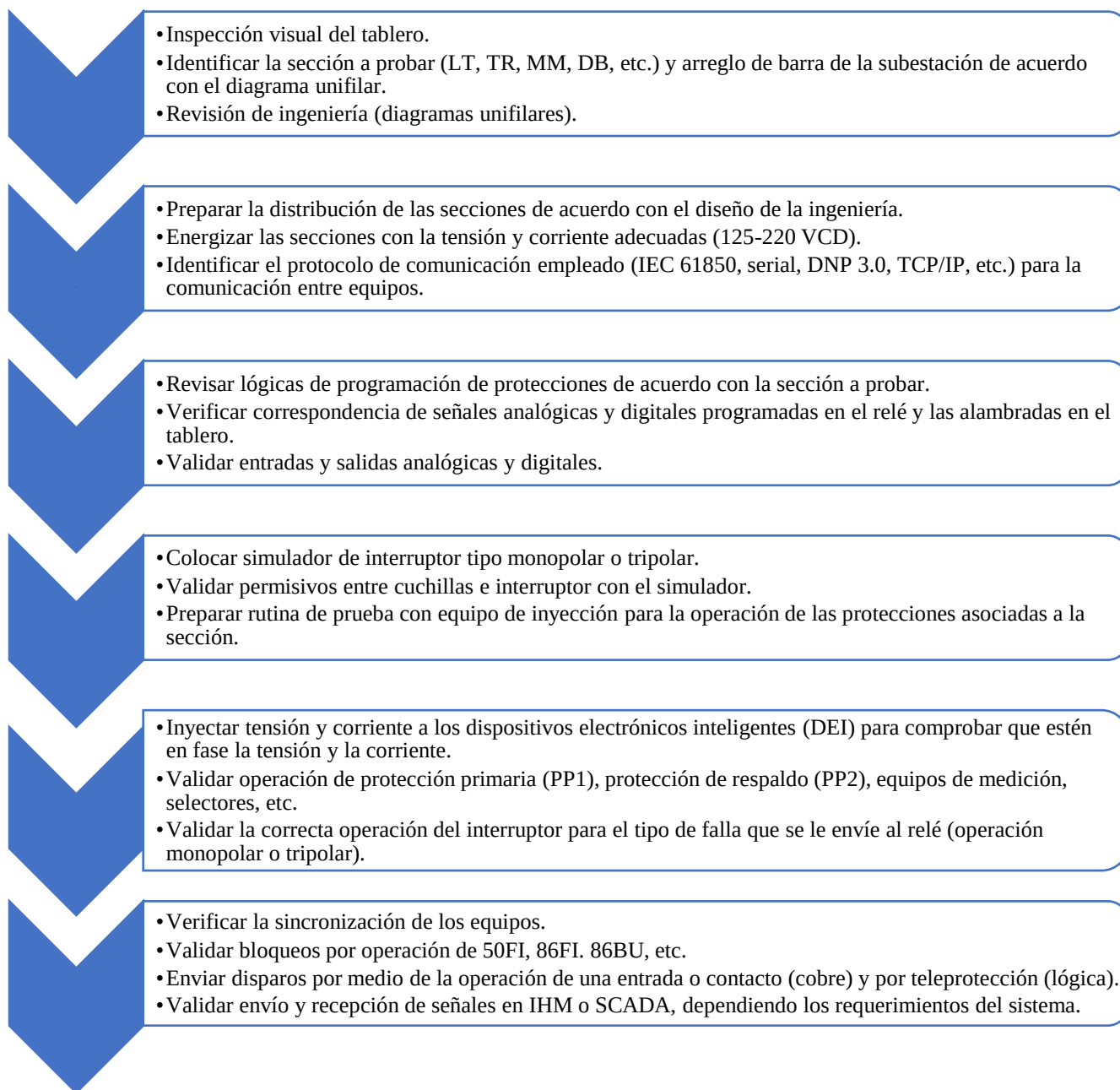


FIGURA 33. PROCESO DE REALIZACIÓN DE PRUEBAS FUNCIONALES

En SEL México, depende de los contratos que se realicen con el cliente, se puede fabricar únicamente el tablero, hacer pruebas operacionales, pruebas funcionales e incluso la puesta en servicio. Suponiendo que se contrataron las pruebas funcionales de un proyecto nacional este puede contemplar secciones de línea, transformadores, bancos de capacitores,

diferenciales de barras, alimentadores, reactores, generadores, etc. para diferentes niveles de tensión y dependiendo la subestación y aplicación.

En el diagrama de la Figura 34, se muestra como ejemplo un proyecto en el que tuve la oportunidad de participar y que estaba compuesto por diversas secciones de una subestación.

Subestación A	Subestación B	Subestación C
•LT-9-85-21-PA-IN •LT-9-87-21-PA-IN •LT-9-87-87-PA-IN •TD-BS-BS-IN •IA-PA-IN •DB-PA-IN •MM+ACE-IN •RD-IN •PMU/ESMAR-IN	•LT-9-87-21-PA-IN •RD+MM-IN	•LT-9-85L-21-PT-IN •RD+MM-IN

FIGURA 34. EJEMPLO DE UN PROYECTO NACIONAL EN SEL MÉXICO

De manera general, las características del proyecto que se presenta en la Figura 34 son las siguientes:

- ⊕ Nivel de tensión 230 kV.
- ⊕ Protocolo de comunicación IEC61850.
- ⊕ Subestación A principal y dos subestaciones colaterales B y C.
- ⊕ Interruptor monopolar.
- ⊕ Esquemas de protección con DTD, DTL, POTT, 50FI, 86FI y 86BU.
- ⊕ Esquema con teleprotección
- ⊕ Disparos por protecciones mecánicas del transformador.
- ⊕ Elementos con esquemas de protección diferenciales, comparación direccional, sobrecorriente, sobrecorriente de tiempo inverso, protección de distancia, etc.
- ⊕ Arreglo de barras de interruptor de amarre.
- ⊕ Registradores de disturbios y medidores multifunción.

CAPÍTULO III

Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) entra en función una vez que se emite la Ley de la Industria Eléctrica a través del decreto firmado por el entonces presidente Enrique Peña Nieto con fecha del 28 de agosto del 2014, en la LIE se establece que el CENACE tiene a su cargo el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional, la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y el acceso a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución [28].

El CENACE como operador independiente del Mercado Eléctrico Mayorista y del Sistema Eléctrico Nacional en México, tiene como misión: Sustentar eficientemente las transacciones de los productos de la electricidad entre generadores y consumidores [41].

En este capítulo se describe como el CENACE está facultado para ejercer el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional donde se enfatiza la operación del Mercado Eléctrico Mayorista para el despacho y asignación de las unidades de central eléctrica en el Mercado de Día en Adelanto (MDA) y la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para la Confiabilidad (AUGC).

III.1 Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional

Retomando la definición que se realizó en la sección I.5.1 Definiciones del Código de Red, una contingencia es la salida no prevista de un elemento del SEN por lo que la Contingencia Sencilla más Severa (CSMS), se refiere a la contingencia que, de manera subsecuente, pudiera resultar en la mayor pérdida simultánea de generación o de suministro eléctrico (medida en MW) [27].

Suponiendo y ubicando un sistema eléctrico con todos sus elementos funcionando, se diría que el sistema está operando con todos sus N elementos.

Si este mismo sistema funciona con uno menos se dice que está funcionando con el criterio a la N-1 y con la pérdida de dos elementos (N-1-1) y así sucesivamente se van identificando los criterios.

De manera general, se entiende por criterio N-1 a una evaluación aplicable a las actividades de planificación y operación de los sistemas eléctricos, para que éstos puedan mantenerse lo más estable posible ante la falla de alguno de sus componentes, sin que dicha falla genere una caída general del sistema.

La clasificación anterior permite definir estándares de calidad y seguridad, para cada categoría, y definir las evaluaciones que se requieran para asegurar el desarrollo confiable del sistema con anticipación.

El SEN debe ser operado de tal manera que se minimice la probabilidad de que, ante la ocurrencia de la CSMS, existan problemas de estabilidad angular, estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia u operación de algún equipo fuera de sus límites de diseño y que esto pueda ocasionar la pérdida en cascada de sus elementos y dé como resultado el colapso de una parte del sistema o la formación descontrolada de islas eléctricas.

Si resulta alguna de las condiciones anteriores, lo ideal es que el SEN tenga la capacidad de regresar lo antes posible a sus condiciones normales de operación.

En la Tabla 26 se identifican los estados operativos del SEN, así como la acción remedial que correspondería en caso de que se decreta alguno de estos estados operativos en cualquiera de los sistemas (SIN, BCA o BCS).

TABLA 26. NIVELES DE RESERVA DE PLANEACIÓN Y RESERVA OPERATIVA PARA LOS ESTADOS OPERATIVOS DEL SEN [27]

Estado	Reserva Operativa (RO)		Reserva de Planeación (RP)		Acciones Remediales
	SIN	Otros	SIN	Otros	
Normal	$\geq 6\%$	$\geq 11\%$	$\geq 13\%$	$\geq 15\%$	-
Alerta	$3\% \leq RO < 6\%$	$4\% \leq RO < 11\%$	$6\% \leq RP < 13\%$	$RP < 15\%$	1. Adquisición de potencia por subastas de confiabilidad. 2. Subastas de mediano y largo plazo. 3. Adquisición de potencia por protocolo de emergencia preventivo. 4. Modificación a los planes de mantenimiento. 5. Instrucciones excepcionales de despacho. 6. Interrupción o modificación de transacciones interrumpibles. 7. Modificación a instrucciones de despacho. 8. Modificación en la asignación de UCE. 9. Cambio de topología del SEN. 10. Solicitud de conservación de energía voluntaria.
Emergencia	$RO < 3\%$	$RO < 4\%$	$RP < 6\%$	$RP < 15\%$	1. Adquisición de potencia por protocolo de emergencia correctivo. 2. Desconexión de carga.
Restaurativo	-	-	-	-	1. Procedimientos de Restablecimiento.

De acuerdo con la Tabla 26, se define la ecuación (1) [27]

$$RO = RR + RN$$

ECUACIÓN 1

Donde:

RO = Reserva Operativa

RR = Reserva Rodante

RNR = Reserva No Rodante

Para mayor detalle sobre las acciones correctivas en cada uno de los estados operativos, se recomienda consultar el Manual Regulatorio de Control y Operación de la Generación del Sistema Eléctrico Nacional que está contenido en las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red.

III.2 Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista

Como se ha mencionado anteriormente, en México la Comisión Federal de Electricidad era quien compraba y vendía exclusivamente la energía eléctrica para el servicio público en el país hasta antes del año 2014, hecho que cambia con la reforma energética y la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica ya que se crea el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) con el objetivo de proveer a todo el territorio nacional energía a precios competitivos y que todos los usuarios puedan beneficiarse adquiriendo energía a precios más accesibles.

En el esquema de la Figura 35 se presenta un esquema de cómo está definido el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en México.

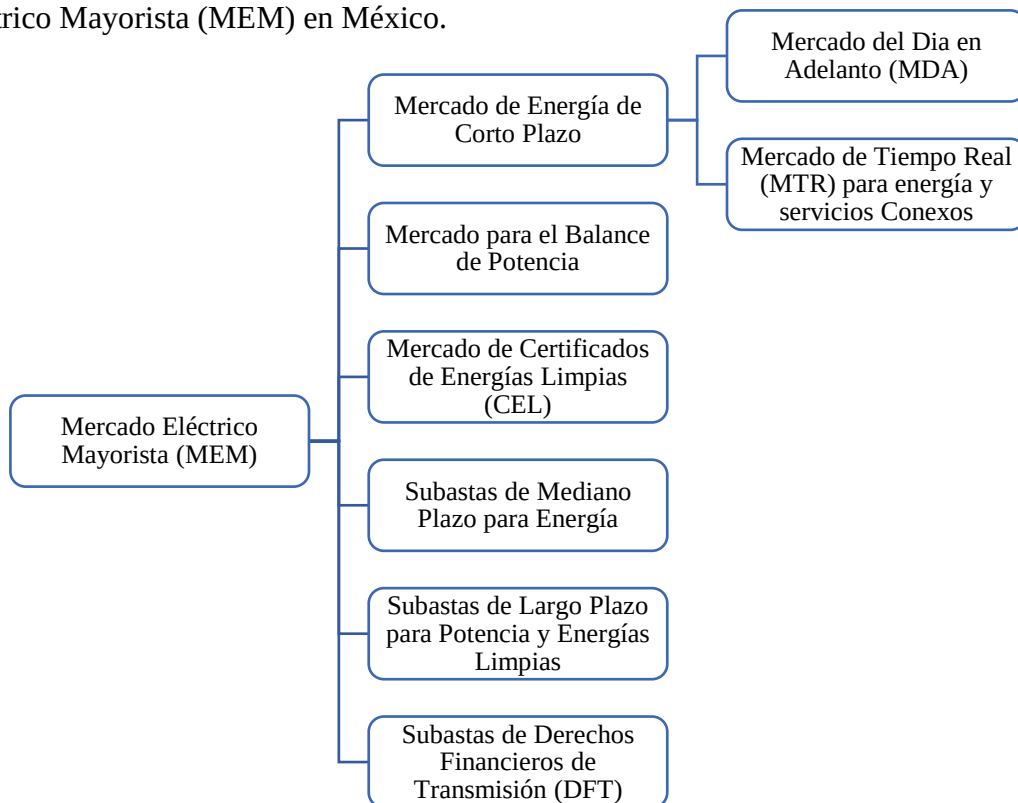


FIGURA 35. COMPONENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA [38]

Dentro de los componentes del MEM, el mercado de energía de corto plazo es dónde desempeño mis actividades cotidianas y las bases del mercado lo describen de la forma siguiente [38]:

- ⊕ En el Mercado de Energía de Corto Plazo se realizan transacciones de compraventa de energía y Servicios Conexos basadas en Precios Marginales Locales de energía y precios zonales de Servicios Conexos, el modelo utilizado en el Mercado de Energía de Corto Plazo representa detalladamente la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que defina el CENACE, e incluye la representación de pérdidas.

En la imagen de la Figura 36 por otro lado, se ilustran las subastas, tipo de producto y horizonte de tiempo de los componentes del MEM mostrados en la Figura 35.

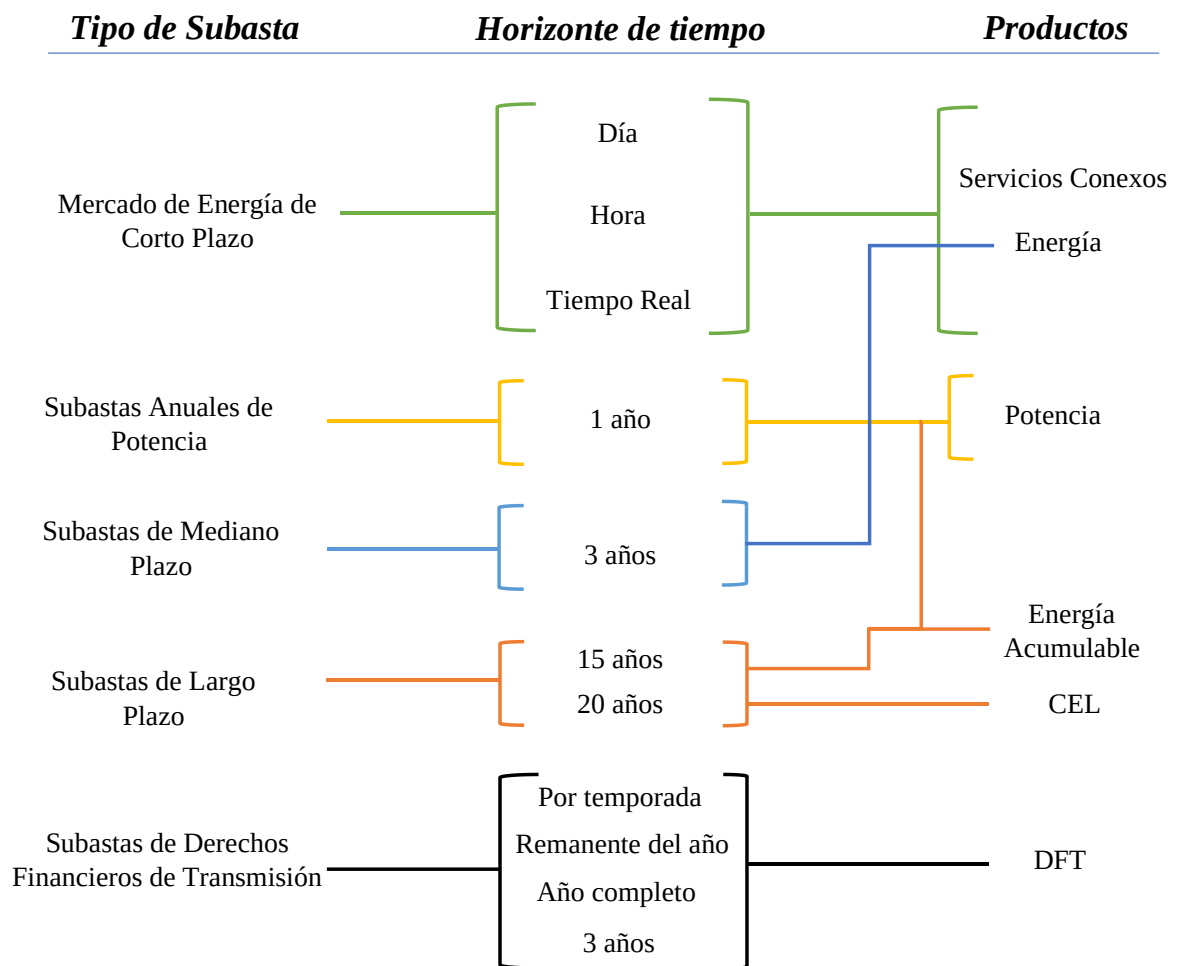


FIGURA 36. TIPOS DE MERCADOS Y PRODUCTOS [38]

III.3 Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista

De acuerdo con las definiciones de la LIE, los participantes del mercado son todas aquellas personas que celebran un contrato con características particulares con el CENACE en su modalidad de Generador, Comercializador, Suministrador, Comercializador no Suministrador o Usuario Calificado [28].

En la imagen de la Figura 37, se describen a los participantes del mercado y que tipos de activos representan dentro del mercado eléctrico mayorista.

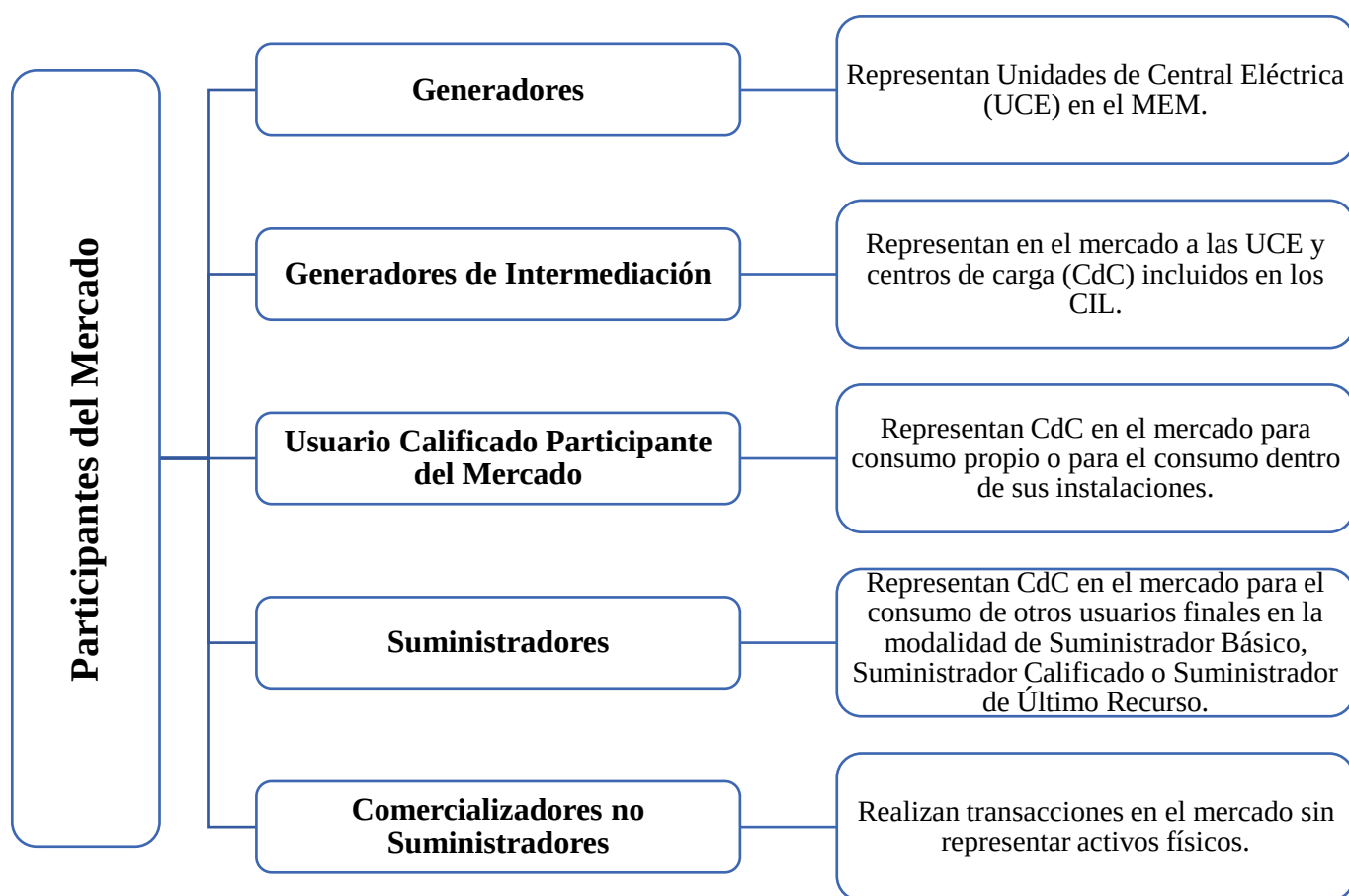


FIGURA 37. PARTICIPANTES DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA [38]

III.4 Etapas de Implementación del Mercado Eléctrico Mayorista

En el mercado de energía de corto plazo se implementan etapas con el objetivo de asegurar el inicio oportuno de los procesos críticos y maximizar la eficiencia de estos, de manera general, estas etapas están comprendidas de la forma siguiente [38]:

⊕ Primera Etapa

1. No se permiten ofertas virtuales.
2. Incluye al MDA, MTR, subastas de corto y largo plazo, DFT's y CEL's.
3. Sólo son aceptadas transacciones de importación y exportación de energía, con programación fija en el MDA.
4. No se incluyen recursos de demanda controlable.
5. Los PML del MDA y MTR son menores que los resultantes por despacho y los precios topes.
6. Las UCE asignadas en MDA no son instruidas a cancelar su asignación por motivos económicos.
7. No se emiten instrucciones de arranque de UCE por motivos económicos en el MTR.

⊕ Segunda Etapa

1. Incluye ofertas virtuales.
2. Además del MDA y MTR, se incluye el Mercado de Una Hora en Adelanto.
3. Se aceptan transacciones de importación y exportación de energía o servicios conexos, con programación fija o despachable.
4. Se incluyen recursos de demanda controlable en el despacho económico.
5. Se aplican precios graduales de escasez.
6. Las UCE que son asignadas en el MDA pueden ser instruidas a cancelar dichas asignaciones por motivos económicos, en cuyo caso recibirán la Garantía de Suficiencia de Ingresos por instrucción de paro anticipado.

III.5 Productos y Servicios de los Mercados de Energía de Corto Plazo

En el mercado de energía de corto plazo, son comercializados energía y servicios conexos, donde para cada tipo de mercado, (MDA, MTR y Mercado de una hora en adelante), cada transacción funciona de manera distinta.

III.5.1 Energía

Cuando se comercializa Energía, las características de este tipo de transacción de manera general es la siguiente:

- ⊕ Se utilizan mecanismos de compraventa para el MDA y el MTR.
- ⊕ Se emplean ofertas de venta de energía basadas en Costos Variables de Generación (en segunda etapa se implementará ofertando en una hora en adelante).
- ⊕ Se emplean ofertas de compra fijas de energía (en segunda etapa se aceptarán ofertas sensibles al precio).
- ⊕ Las ofertas de compra podrán ser por nodo (directamente modeladas) o por zona de carga (indirectamente modeladas).
- ⊕ Se realizan ofertas de importación y exportación solamente en el MDA, estas son ofertas económicas sensibles al precio.

III.5.2 Servicios Conexos

Cuando se comercializan Servicios Conexos se tienen las siguientes características:

- ⊕ Se utilizan mecanismos de compraventa para el MDA y MTR
- ⊕ El CENACE establece los requerimientos de servicios conexos por zonas de reserva.

Los servicios conexos que se comercializan en el mercado eléctrico mayorista son los que se muestran en la Figura 38:

Reserva Rodante de 10 Minutos (RR10M)	• Es la energía que se puede despachar en 10 minutos o menos $RR10M = 50\%_{\min} CSMS$
Reserva No Rodante de 10 Minutos (RNR10M)	• Es el tipo de reserva fría que se puede arrancar y se puede despachar en diez minutos o menos.
Reserva Rodante de 30 Minutos (RR30M)	• La reserva suplemental es la suma de RR10M más la RNR10M mínima que pueda hacerse efectiva en 30 minutos $RR30M = R10M + 50\%_{\min} 2CSMS$
Reserva No Rodante de 30 Minutos (RNR30M)	• Es el tipo de reserva fría que se puede arrancar y se puede despachar en treinta minutos o menos.
Reserva de Regulación Secundaria (RRSec)	• Cantidad de reserva rodante que puede ser despachable a través del Control Automático de Generación y que no deba ser menor al límite de regulación.

FIGURA 38. SERVICIOS CONEXOS QUE SE COMERCIALIZAN EN EL MEM [38]

Retomando la definición que se establece en la Ley de la Industria Eléctrica, los servicios conexos son los servicios vinculados a la operación del SEN y que son necesarios para garantizar su calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad, entre los que se podrán incluir: las reservas operativas, las reservas rodantes, la regulación de frecuencia, la regulación de voltaje y el arranque de emergencia [28].

Como se mencionó anteriormente, el CENACE establece los requerimientos de reserva para cada uno de los sistemas que conforman el SEN, de acuerdo con la Figura 38 y conociendo lo que previamente se describió en los Estados Operativos del Sistema

Eléctrico Nacional acerca de lo qué es la CSMS, se desarrollan las siguientes ecuaciones para entender cómo se obtienen los requerimientos de reserva.

Primeramente, se entiende como Reserva de Contingencia a la mínima reserva necesaria para contingencias por lo que:

$$R_{Contingencia} \geq CSMS \quad \text{ECUACIÓN 2}$$

Para la Ecuación 3, se tiene que la reserva rodante de diez minutos debe de ser al menos el 50% del valor de la CSMS, teniendo lo siguiente:

$$RR10M = 50\%_{\min} CSMS \quad \text{ECUACIÓN 3}$$

Por lo que la reserva de contingencia queda definida por la Ecuación 4:

$$R_{Contingencia} = RR10M + RNR10M \quad \text{ECUACIÓN 4}$$

Y la sumatoria de la reserva rodante de diez minutos más la reserva no rodante de diez minutos forman la reserva de diez minutos tal como se muestra en la Ecuación 5:

$$R10M = RR10M + RNR10M \quad \text{ECUACIÓN 5}$$

Resumiendo, la reserva de contingencia debe de ser al menos el 50% de la Reserva de 10 minutos:

$$R_{Contingencia} \geq 50\%_{\min} R10M \quad \text{ECUACIÓN 6}$$

Donde:

$RR10M$ = Reserva Rodante de 10 minutos

$RNR10M$ = Reserva No Rodante de 10 Minutos

$R10M$ = Reserva de 10 minutos ($RR10M + RNR10M$)

Retomando lo que se menciona en la Figura 38, la reserva suplemental es la suma de la $RR10M$ más la $RNR10M$ mínima que pueda hacerse efectiva en 30 minutos más al menos el 50% de dos veces la CSMS, teniendo que:

$$RR30M = R10M + 50\%_{\min} 2CSMS \quad \text{ECUACIÓN 7}$$

III.5.2.1 Regulación de Frecuencia

Dentro de un sistema eléctrico de potencia y particularmente el SEN, un parámetro muy importante que debe de vigilarse en todo momento es la frecuencia, ya que la estabilidad de esta contribuye para lograr un mayor control del sistema y evita problemas con la transmisión de potencia activa.

Por tal motivo, la regulación de frecuencia son ese conjunto de mecanismos de control y previsión en la generación para corregir y mantener estable la frecuencia del sistema ante cualquier anomalía en las cargas o en la generación [42].

Uno de los principales problemas con los que se enfrenta la frecuencia para mantenerse estable es que la carga del sistema tiene un comportamiento aleatorio que suele variar por muchos factores, esto produce que las potencias demandadas no sean continuas y que haya continuas interferencias tanto en el voltaje como en la frecuencia, aunque a pesar de estas variaciones, las gerencia de control regional del SEN envían pronósticos de demanda que en la mayoría de los casos están por arriba del límite real de potencia consumida.

Debido a que la demanda (carga) es muy irregular, el generador puede aumentar o disminuir su velocidad para mantener la potencia del sistema, según sea el caso, si la producción del generador es mayor que la demanda de la carga se producirá un aumento en la velocidad de éste, y viceversa, por lo que necesita regular la velocidad del rotor para que no aumente la velocidad de giro y en consecuencia no aumente la frecuencia.

Por la interacción de múltiples generadores dentro de un sistema eléctrico, la regulación de frecuencia es un aspecto complejo ya que la sincronización de los generadores es uno de los elementos principales para mantener la frecuencia ya que si uno de estos llegase a variar su frecuencia podría repercutir seriamente en el sistema dependiendo su nodo de conexión y capacidad de este.

Se puede definir el concepto de rigidez del sistema asociado a la frecuencia. Un sistema es rígido si para cambios bruscos de potencia la frecuencia no varía demasiado [42].

En un sistema eléctrico, existen distintos tipos de regulación de frecuencia que están directamente asociados a la reserva que puede entregar un generador, estos son los que se describen a continuación:

- ⊕ Reserva de regulación primaria: En esta banda de regulación los generadores pueden modificar su potencia de forma automática y en los dos sentidos (hacia arriba y hacia abajo) , mediante la actuación de su regulador de velocidad, en caso de producirse un desvío de frecuencia, opera en un margen de tiempo de entre 2 y 20 segundos, tiene actuación de forma local en cada generador síncrono, la rapidez de este control está limitada por la propia inercia de los generadores [43].
- ⊕ Reserva de regulación secundaria: Se define la banda de regulación secundaria al margen de variación de la potencia en que el regulador secundario puede actuar automáticamente y en los dos sentidos, esta reserva ayuda en la corrección del desbalance – generación, opera en un margen de tiempo de entre 20 segundos y 2 minutos, atendiendo a la frecuencia y al intercambio de potencia con las áreas vecinas [43].
- ⊕ Reserva de regulación terciaria: Este tipo de reserva está constituida por la variación máxima de potencia a subir o a bajar de todos los grupos generadores del sistema y que puede ser movilizada en un tiempo no superior a los quince minutos, y puede ser mantenida, al menos, durante dos horas consecutivas, con el objeto de restablecer la reserva de regulación secundaria [43].

III.5.2.2 Requerimientos de Reserva

Como se mencionó anteriormente, el CENACE establece de acuerdo con estudios realizados de contingencias cuál debe de ser el requerimiento de reserva que se necesita para cada uno de los sistemas que conforman el SEN.

En la imagen de la Figura 39, se explica cómo es que se lleva a cabo la asignación de reserva en una UCE.

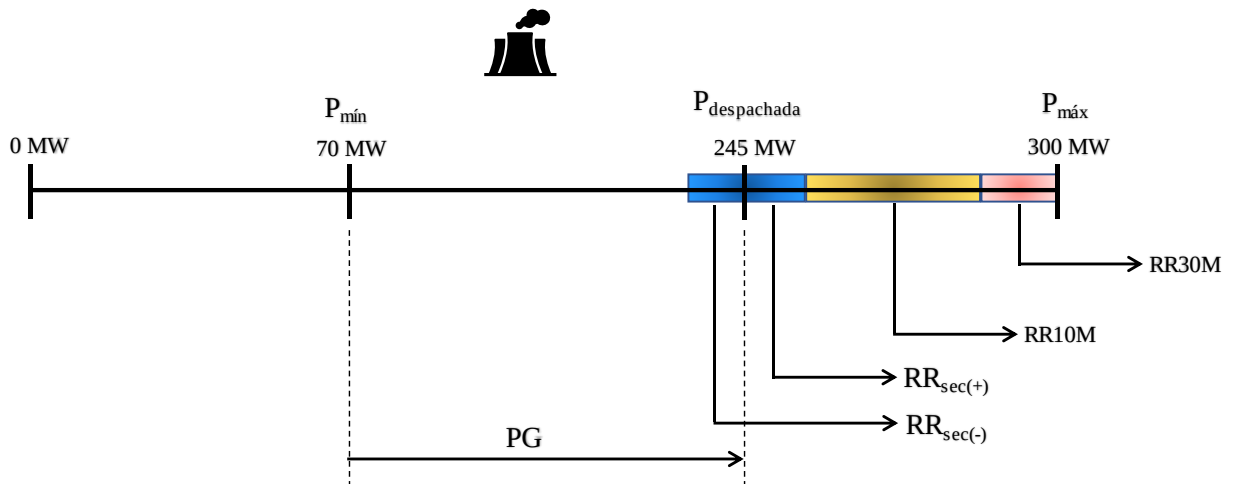


FIGURA 39. EJEMPLO DE ENERGÍA DESPACHADA Y REQUERIMIENTO DE RESERVA DE UNA PLANTA GENERADORA DE ENERGÍA

Para entender la Figura 39, supóngase primero que se está hablando de una UCE que tiene una potencia máxima de 300 MW, donde cabe señalar, que cuando una UCE presenta al MEM una oferta de venta de energía, esta no va de 0 MW a 300 MW, ya que la máquina no arranca desde 0 MW, por lo que su potencia mínima ($P_{\min}$) para este ejemplo es de 70 MW y su potencia máxima ($P_{\max}$) es de 300 MW.

Aunado a lo anterior, la potencia despachada ($P_{\text{despachada}}$) es la potencia que se le asigna a la UCE para generar en esa hora.

De acuerdo con el ejemplo ilustrado en la Figura 39 y tomando en cuenta las consideraciones siguientes, se tiene que:

$$P_{\min} = 70 \text{ MW}$$

$$P_{\max} = 300 \text{ MW}$$

$$P_G = 175 \text{ MW}$$

$$RR_{\sec} = 10 \text{ MW (hacia adelante y hacia atrás)}$$

$$RR_{10M} = 30 \text{ MW (hacia adelante)}$$

$$RR_{30M} = 15 \text{ MW (hacia adelante)}$$

Por lo que,

$$P_{\min} + RR_{\sec} + RR_{10M} + RR_{30M} + P_G \leq P_{\max} \quad \text{ECUACIÓN 8}$$

Si se sustituyen valores en la Ecuación 8, se tiene que:

$$70 \text{ MW} + 10 \text{ MW} + 30 \text{ MW} + 15 \text{ MW} + 175 \text{ MW} \leq 300 \text{ MW}$$

$$300 \text{ MW} \leq 300 \text{ MW}$$

Esta sumatoria podría no ser igual a la $P_{\max}$ ya que puede ser que a la UCE no se le haya asignado reserva por las condiciones operativas del sistema en ese momento.

Debe de tenerse en cuenta que la potencia generada o P_G menos la $RR_{\sec}$ debe de ser siempre mayor que la $P_{\min}$ del generador.

$$P_G - RR_{\sec} \geq P_{\min} \quad \text{ECUACIÓN 9}$$

Considerando lo anterior se tienen las siguientes ecuaciones dónde se definen los requerimientos de servicios conexos de manera general ya que esto puede aplicar de forma distinta o con consideraciones particulares para cada sistema que conforma el SEN.

$$Req. RR_{\sec} \rightarrow RR_{\sec} \quad \text{ECUACIÓN 10}$$

$$Req. RR_{10M} \rightarrow RR_{10M} \quad \text{ECUACIÓN 11}$$

$$Req. R_{10M} \rightarrow RR_{10M} + RNR_{10M} \quad \text{ECUACIÓN 12}$$

$$Req. R_{\text{supplemental}} \rightarrow RR_{10M} + RNR_{10M} + RR_{30M} + RNR_{30M} \quad \text{ECUACIÓN 13}$$

Y, por lo tanto, los requerimientos de servicios conexos quedan definidos por las siguientes sumatorias:

⊕ Requerimiento de Reserva de Regulación Secundaria

$$Req. RR_{sec} = \sum_i^{nG} RR_{sec_i} \quad \text{ECUACIÓN 14}$$

⊕ Requerimiento de Reserva de Rodante de 10 minutos

$$Req. RR10M \geq \sum_i^{nG} RR10M_i \quad \text{ECUACIÓN 15}$$

⊕ Requerimiento de Reserva de 10 minutos

$$Req. R10M \geq \sum_i^{nG} RR10M_i + \sum_i^{nG} RNR10M_i \quad \text{ECUACIÓN 16}$$

⊕ Requerimiento de Reserva Suplemental

$$Req. R_{supplemental} = \sum_i^{nG} RR10M_i + \sum_i^{nG} RNR10M_i + \sum_i^{nG} RR30M_i + \sum_i^{nG} RNR30M_i \quad \text{ECUACIÓN 17}$$

III.6 Tipos de Ofertas del Mercado Eléctrico Mayorista

El CENACE dirige el MDA a partir de ofertas de venta de energía que recibe de las UCE con la finalidad de vender energía y servicios conexos en el mercado de energía de corto plazo (MDA y MTR) en el nodo de registro las cuales deben de tener correspondencia con las capacidades registradas en el catálogo de mercado de dicha unidad y con su capacidad registrada.

Por otro lado, los centros de carga (CdC) o entidades responsables de carga presentan ofertas de compra de energía para cubrir la demanda solamente en el MDA.

En la Tabla 27, se identifican cuáles son las características de las ofertas de venta y compra de energía, así como el participante que las presenta y para qué tipo de mercado son válidas.

TABLA 27. OFERTAS EN EL MERCADO DE CORTO PLAZO Y SUS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS [38] [44]

Tipo de participante	Oferta que presentan	Parámetros y condiciones de la oferta	Mercado en que presentan sus ofertas
Generadores	Ofertas de Venta	Estatus de la asignación de la oferta del recurso (No disponible, Económica y Operación obligada "autoasignada"). Límites de despacho (económicos y de emergencia). Oferta económica (arranque, operación en vacío, operación incremental, disponibilidad de reservas) Tiempos de notificación (diferencia entre instrucción de arranque y momento en que la UCE se sincroniza con el sistema). Tiempo de arranque (en frío, tibio o caliente). Tiempo mínimo de operación (nivel mínimo de horas de operación en un nivel mínimo de despacho o por encima de este).	MDA MTR
Entidad Responsable de Carga	Ofertas de Compra	Presentación de ofertas de compra (para CdC directamente modelados por cada NodoP; o indirectamente modelados por cada zona de carga) Se presentan dos tipos de ofertas : - Compra fija: Son ofertas tomadoras de precios y pagan el Precio Marginal Local determinado para el MDA para esa ubicación del NodoP, la información requerida es: cantidad de MW, ubicación de compra, hora en la que se aplica la compra fija. - Compra sensible al precio: Los participantes del mercado pueden comprar energía a precios específicos, ingresando ofertas sensibles al precio, la información requerida es el precio máximo dispuesto a pagar por MW, hora de oferta y ubicación	MDA (únicamente, ya que representan una oferta financiera vinculante para comprar energía a precios del MDA con el fin de consumirse en TR en el siguiente día de operación).

III.7 Modelos de Mercado

Todas las operaciones que se realizan en el mercado de corto plazo se llevan a cabo siguiendo un modelo que engloba la red física y la parte comercial, donde cada uno posee características muy particulares.

Las operaciones del mercado serán modeladas a través del Modelo de la Red Física, que es dónde se representan los parámetros eléctricos y la topología de los elementos de la red, con este modelo se entregan parte de los insumos primordiales para la ejecución del MDA.

Por otro lado, el Modelo Comercial del Mercado, ajustará el Modelo de la Red Física a las necesidades de asignación de unidades, despacho de generación y operación del mercado [44].

III.7.1 Modelo de Red Física

El Modelo de la Red Física reside en el sistema EMS/SCADA del CENACE (*EMS*: Por sus siglas en inglés, *Energy Management System*, Sistema de Administración de Energía), software utilizado por el CENACE para realizar el control operativo del SEN [38] el cual consiste en una base de datos donde se concentran los parámetros eléctricos de los elementos, así como la representación de los equipos de conexión (cuchillas/interruptores) que en su conjunto, representan al SEN con una topología a nivel barra, interruptor y cuchilla [38].

En este modelo se incluyen las restricciones y límites operativos de los elementos del SEN como son las capacidades de transmisión de los elementos, las características y limitaciones operativas de UCE, así como los rangos permitidos de tensiones nodales [38].

Para obtener valores de medición que se utilizan para la implementación de este modelo, se utiliza la telemetría de tiempo real (mediciones de voltaje, flujos de potencia y estado operativo de los equipos de conexión) para que utilizando el procesador de topología y el estimador de estado del sistema EMS/SCADA se obtenga su representación topológica a nivel nodo-rama y calcular su estado eléctrico (voltajes complejos y distribución de flujos de potencia por la red).

Este modelo, tal como se mencionó anteriormente proporciona el insumo para el resto de las aplicaciones en línea de flujos de potencia, análisis de contingencias y estabilidad de la

red, los cuales también forman parte del sistema EMS/SCADA y se utilizan para mantener la seguridad y Confiabilidad del SEN en la operación y control de tiempo real [38].

Dos definiciones claves que se utilizan para identificar los elementos en el MRF son las siguientes [38]:

- ⊕ Indirectamente modelado: Central Eléctrica o Centro de Carga que no se representa explícitamente en el Modelo Comercial de Mercado pero que sí se representa en el Modelo Comercial de Facturación.
- ⊕ Directamente Modelado: Central Eléctrica o Centro de Carga que se incluye individualmente en el Modelo de la Red Física, estos pueden ser UCE, CdC, líneas de transmisión y distribución, transformadores, etc.

III.7.2 Modelo Comercial de Mercado

Para formar el Modelo Comercial de Mercado, el Modelo de la Red Física se complementa con la información necesaria para determinar las siguientes aplicaciones del mercado de corto plazo [38]:

- ⊕ Representación de Unidades de Central Eléctrica Agregadas.
- ⊕ Representación de Recursos de Demanda Controlable Agregados.
- ⊕ Representación de las Centrales Eléctricas y Centros de Carga distribuidos.
- ⊕ Representación de puntos de programación de importaciones y exportaciones.
- ⊕ Información necesaria para llevar a cabo funciones del Mercado Eléctrico Mayorista que no están incluidas en el Modelo de la Red Física.

III.7.3 Modelo Comercial de Facturación

El Modelo Comercial de Facturación complementa al Modelo Comercial de Mercado con la adición de Centrales Eléctricas de generación Indirectamente Modeladas y Centros de Carga Indirectamente Modelados, los cuales no se incluyen individualmente en el Modelo de la Red Física [38].

El propósito del Modelo Comercial de Facturación es ubicar las inyecciones y retiros bajo la representación de cada participante del mercado a NodosP en el Modelo Comercial de Mercado y en intervalos específicos de tiempo.

Para llevar a cabo esta ubicación el Modelo Comercial de Facturación se incluye:

- ⊕ La relación entre los Centros de Carga Indirectamente Modelados y los NodosP Distribuidos que correspondan.
- ⊕ La relación entre las Centrales Eléctricas Indirectamente Modeladas y los NodosP Distribuidos que correspondan.
- ⊕ Curvas de carga que permiten estimar el consumo por intervalo de los Centros de Carga que no cuenten con medición por intervalo.
- ⊕ Curvas de generación que permiten estimar la generación por intervalo de las Centrales Eléctricas que no cuenten con medición por intervalo.

III.8 Tipos de Nodos del Sistema Eléctrico Nacional

Existen tres tipos de nodos para modelar las operaciones del SEN: NodoC de conectividad, NodoF de facturación o punto de interconexión y NodoP de precios, para más detalle acerca de las particularidades de cada tipo de nodo, se recomienda consultar las Bases del Mercado Eléctrico [38].

III.8.1 Nodo de Conectividad (NodoC)

Los Nodos de Conectividad (NodoC) componen el MRF y representan las secciones que conectan los interruptores y cuchillas con los elementos de la red (generadores, transformadores, líneas de transmisión, reactores, capacitores y compensadores estáticos de potencia reactiva) mediante un arreglo de barras. Todos los elementos o parte del equipo eléctrico está conectado a un NodoC.

La inyección de energía de las UCE directamente modeladas, así como los CdC directamente modelados se representan en el MRF en el NodoC correspondiente, tomando en cuenta las pérdidas en la red entre el punto de interconexión y el NodoC, en un mismo NodoC pueden conectarse más de un equipo diferente [38].

III.8.2 Nodo de Facturación (NodoF)

El NodoF representa el punto físico de interconexión de cada UCE y CdC al SEN, se requiere de la instalación de esquemas de medición conforme a los requerimientos del CENACE para conectarse a un NodoF [38].

III.8.3 Nodos de Fijación de Precios (NodosP)

Un nodo de fijación de precios (NodoP) es un NodoC individual o un conjunto de NodosC en el que se representa una inyección o un retiro físico de energía eléctrica y donde se establece un Precio Marginal Local (PML) para propósitos de liquidaciones financieras.

Puede decirse incluso que un conjunto de NodosC donde se asuma que existe una impedancia cero entre ellos, pueden ser representados como un NodoP.

El NodoP elemental representa a un bus de red específico en el MCM, cabe señalar que estos NodosP también pueden ser agregados o distribuidos y se describen a continuación:

- ⊕ **NodoP Agregado:** Vector de factores de ponderación (que suman a 1), que puede ser multiplicado por una cantidad, con el propósito de representar la distribución media ponderada de inyecciones o retiros entre diferentes NodosP Elementales a partir de una instalación directamente modelada en el MRF (por ejemplo, para representar la mezcla de las inyecciones de diferentes unidades de una central de ciclo combinado).
- ⊕ **NodoP Distribuido:** Vector de factores de ponderación (que suman a 1), que puede ser multiplicado por una cantidad con el propósito de representar la distribución media ponderada de inyecciones o retiros entre diferentes NodosP Elementales a partir de instalaciones Indirectamente Modeladas (por ejemplo, para representar la mezcla de puntos de retiro utilizados por los Centros de Carga Indirectamente Modelados en una zona).

III.8.4 Precio Marginal Local

El algoritmo que realiza la asignación y despacho de las unidades de generación calcula el precio marginal de la energía en cada NodoP del sistema, el cual tiene tres componentes:

Componente de Energía Marginal, Componente de Congestión Marginal y Componente de Pérdidas Marginales [38].

Para el cálculo del Precio Marginal Local (PML) se incluyen a todas las UCE despachables incluyendo aquellas que se despachan de manera manual (sin capacidad de Control Automático de Generación).

El algoritmo que resuelve el despacho económico calcula el precio marginal de las reservas de regulación, reservas rodantes, reservas operativas totales y reservas suplementarias en cada región de reservas, los PML y los precios de mercado para reservas y regulación se calculan en cada NodoP.

El modelo que utiliza el algoritmo para la asignación y despacho de las UCE y el cálculo de los PML se puede consultar con mayor detalle en Formulación Matemática del Modelo de Asignación de Unidades con Restricciones de Seguridad y Cálculo de Precios Marginales Locales y de Servicios Conexos en el Mercado de un Día en Adelanto publicado por el CENACE y elaborado en conjunto por lo que en aquel entonces era el Instituto de Investigaciones Eléctricas [45].

III.9 Asignación de Unidades en el Mercado del Día en Adelanto

Para la asignación de unidades en el MDA, anteriormente se utilizaba un Modelo de Coordinación Hidrotérmica y Asignación de Unidades considerando aspectos de seguridad (CHT-AU).

Como se ha mencionado anteriormente, la reforma energética propicio la creación de un modelo que pudiera realizar la asignación y despacho de unidades de central eléctrica para el MEM.

El modelo de optimización fue desarrollado por el INEEL, el cual cumple con los siguientes requerimientos [46]:

- ⊕ Manejo de ofertas de venta de energía al mercado.
- ⊕ Manejo de ofertas de compra de energía al mercado.
- ⊕ Manejo de ofertas de servicios auxiliares (reservas operativas, reservas de regulación y demanda controlable).

- ⊕ Consideración de demandas de capacidad para la reserva.
- ⊕ Consideración de diferentes configuraciones topológicas de la red a nivel horario.
- ⊕ Cálculo de precios nodales considerando pérdidas en la red.
- ⊕ Congestión de red eléctrica con base en restricciones de seguridad operativa.

El objetivo principal del modelo del MDA es que a partir de las ofertas de venta de energía que envían los participantes del mercado, las ofertas de compra de energía y de los requerimientos operativos del CENACE se determine para un horizonte de 24 horas la asignación y despacho de las unidades generadoras, los niveles de demanda aceptados y las reservas así como los precios marginales locales (PML), los precios marginales de las reservas entre otros [46].

El modelo matemático que determina la asignación y despacho óptimo, considerando las características de las ofertas descritas en la Tabla 27, tiene como función objetivo la minimización de tres componentes: costos de energía, servicios conexos y penalización por el uso de variables artificiales en el modelo.

Este modelo tiene como restricciones operativas las que se mencionan a continuación [46]:

- ⊕ Nivel de generación.
- ⊕ Segmentos de ofertas de venta de energía.
- ⊕ Reservas.
- ⊕ Límite mínimo y máximo de generación operativo.
- ⊕ Condiciones de operación y paro.
- ⊕ Número máximo de paros por día.
- ⊕ Tiempo mínimo de operación y paro.
- ⊕ Condiciones durante el arranque.
- ⊕ Rampas de subida y bajada para operación.
- ⊕ Costos variables de arranque.

- ⊕ Número máximo de transiciones entre modos de operación.
- ⊕ Tiempo mínimo de operación de modos en los que es posible arrancar.
- ⊕ Tiempo mínimo de operación entre modos de operación.
- ⊕ Límite de energía por central o centrales asociadas a un embalse o grupo de unidades térmicas.
- ⊕ Nivel de demanda.
- ⊕ Segmentos de ofertas de compra de energía.
- ⊕ Balance de potencia.
- ⊕ Restricciones de transmisión.

El modelo formulado es un problema que define el INEEL como un problema de gran escala de Programación Entera Mixta (*Mixed Integer Programming, MIP*) y desarrolla un algoritmo interactivo de solución, el cual utiliza el motor comercial de optimización IBM-CPLEX 12.6.3 para resolver el problema de asignación y despacho de las UCE, este algoritmo lo que hará será iterar hasta que se agoten el número de iteraciones ajustadas máximas o hasta que ya no existan violaciones de transmisión [46]:

En el manual de Mercado de Corto Plazo, se explica cómo es que opera el MDA específicamente ya en el proceso. Tomando de referencia el manual de corto plazo, primeramente, el CENACE recibe las ofertas de compra y ofertas de venta de energía, así como de servicios conexos durante el periodo de recepción de ofertas el cual estará disponible 7 días previos al día de operación y hasta las 10:00 horas del día anterior al día de operación.

Una vez que se reciben las ofertas, el CENACE realiza automáticamente la validación y la evaluación de consistencia con los precios de referencia de cada una de las ofertas, donde las ofertas que se utilizan para la asignación de unidades para el MDA son las ofertas evaluadas.

Lo que se determina en el MDA es el programa de arranques y paros de las UCE, sus niveles de generación de energía eléctrica y asignación de servicios conexos, así como el programa de importaciones y exportaciones de energía eléctrica.

Como se mencionó anteriormente, en el MDA se calculan los PML y los precios marginales de los servicios conexos incluidos en el MDA para cada hora del día de Operación.

El CENACE publica los resultados de la asignación y despacho del modelo AU-MDA, antes de las 17:00 horas, donde se emiten programas financieros vinculantes para los participantes del mercado que representen a las UCE, para las entidades responsables de carga y para los participantes del mercado que han programado importaciones y exportaciones, así como las instrucciones de arranque y paro correspondientes al día de operación.

En resumen, cuando el CENACE emite una instrucción de despacho, lo que el participante observa es:

- ⊕ Si está en línea (generando energía), cuando debe la máquina de subir o bajar generación, cuando debe parar o si debe entrega reserva. Cabe señalar que estas instrucciones son por hora.
- ⊕ Si el generador esta fuera, cuando debe de empezar a sincronizar y una vez cumplido ese tiempo de sincronismo, cuando debe ya de estar tomando carga.
- ⊕ Si están autorizadas pruebas, cuando deben de iniciar y cuando debe de parar.

III.10 Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad

Para la asignación suplementaria de UCE una vez que se cierra el MDA, el CENACE utiliza el modelo de asignación de unidades para la confiabilidad, este modelo utiliza la misma función objetivo que se utiliza en el MDA tomando en cuenta los pronósticos de demanda preparados por el CENACE en lugar de ofertas de compra de las entidades responsables de carga, el programa fijo de importaciones y exportaciones, así como los cambios en la disponibilidad de las UCE, entre otros.

Este proceso se refiere a que una UCE que no fue asignada en el MDA, puede asignarse por confiabilidad del sistema eléctrico, sin considerar los precios o los costos de esta, como resultado de la asignación suplementaria de unidades de central eléctrica para confiabilidad (AUGC), el CENACE emitirá instrucciones de arranque adicionales a las

emitidas durante el MDA, en el entendido que la energía y servicios conexos que resulten de la AUGC serán liquidados a precios del MTR.

Las Unidades de Central Eléctrica asignadas como resultado del modelo AU-GC serán elegibles para recibir pagos de garantía de suficiencia de ingresos, a fin de apoyar la recuperación de los costos de la asignación y de la producción de energía que excedan los ingresos por la venta de energía y servicios conexos en el Mercado de Energía de Corto Plazo [38].

Conclusiones

En la generación de energía eléctrica un factor importante es el combustible que se utilice para generar la electricidad, debido a que el precio que se pague por él definirá también el costo al que tendrá que venderse esa energía generada.

En este contexto, pocas veces se identifica a la energía eléctrica como un producto que se compra y se vende, situación que se modifica en nuestro país con la entrada en vigor de la reforma energética, ya que ésta trae consigo la puesta en marcha del Mercado Eléctrico Mayorista y el inicio de las operaciones del mercado de energía de corto plazo y específicamente el Mercado de Día en Adelanto (MDA) donde se ejecutaron y publicaron resultados por primera vez el 27 de enero de 2016 para el Sistema Interconectado de Baja California, el 29 de enero de 2016 para el Sistema Interconectado Nacional y el 23 de marzo de 2016 para el Sistema Interconectado de Baja California Sur.

Después de más de cuatro años de operación, el Mercado Eléctrico en nuestro país aún se considera un mercado joven y con la necesidad de madurar, ya que en un panorama internacional hay mercados eléctricos que llevan en operación más años por lo que presentan una mayor estabilidad y experiencia; cabe mencionar que debido al modelo implementado en el mercado mexicano donde el MDA es un mercado de costos y no de precios, el participante que más ganará por generar energía eléctrica será al que le cueste menos producirla, lo que resulta ser benéfico para algunos participantes del mercado.

Sin importar que se hable de un mercado y se involucren cuestiones y términos de economía y negocios, no se debe olvidar que estamos hablando de un sistema eléctrico de potencia y una rama amplia, específica y muy importante que está presente en todas las etapas de un sistema eléctrico son las protecciones eléctricas, ya que sin éstas ante la presencia de una falla, por muy simple que sea, si no es liberada lo antes posible, ésta puede evolucionar a tal grado que puede ir dejando fuera elementos que conforman el sistema, pudiendo provocar una inestabilidad tal que puedan formarse islas eléctricas, daños de equipos, líneas, interruptores entre otros, y en el peor de los casos provocar un colapso total del sistema.

El poseer un esquema de protección rápido, seguro y selectivo es de vital importancia debido a que estas cualidades permiten tener continuidad y estabilidad en el sistema, así como mantenerlo confiable.

El conjunto de conocimientos que primeramente obtuve en mi alma mater, el Instituto Politécnico Nacional y que posteriormente reforcé en la Universidad Autónoma de San Luis Potosí aunados a la práctica cotidiana de los trabajos en los que me he desempeñado, me brindan estos conocimientos básicos, avanzados y empíricos que me permiten tener la experiencia y habilidades profesionales para desempeñarme en sectores que están estrechamente relacionados con mi profesión.

Referencias

- [1] P. Kundur, Power System Stability and Control, Palo Alto, California: McGraw-Hill, 1994.
- [2] J. D. Glover, T. J. Overbye y M. S. Sarma, Power System Analysis and Design, Stamford, USA: Cengage Learning, 2010.
- [3] «Global Electricity,» 2013 Octubre 2013. [En línea]. Available: <https://globalelectricity.wordpress.com/2013/10/31/constitucion-de-los-sistemas-electricos/>.
- [4] Centro Nacional de Control de Energía, «Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista, PRODESEN (2019-2033),» Ciudad de México, 2019.
- [5] Energy & Infrastructure Co. (Enicon), «Enicon Energy Newsletter Week 27,» Enicon, San Pedro Garza García, Nuevo León, 2020.
- [6] Comisión Nacional del Agua, «Terminología,» conagua, [En línea]. Available: <https://app.conagua.gob.mx/spr/glosario.html>. [Último acceso: enero 2020].
- [7] A. R. Felices, Introducción a la Hidráulica Fluvial, Perú: Universidad Nacional de Ingeniería, Facultad de Ingeniería Civil, 1998.
- [8] Sistema Nacional de Información del Agua, «Monitoreo de Presas,» Sistema Nacional de Información del Agua, 23 mayo 2020. [En línea]. Available: <http://sina.conagua.gob.mx/sina/almacenamientoPresas.php>. [Último acceso: 23 mayo 2020].
- [9] P. Medellín Milán, «Termoeléctricas,» *Pulso, Diario de San Luis*, p. 4a, 22 noviembre 2001.
- [10] Á. F. García, «Física con Ordenador,» Universidad del País Vasco, 5 mayo 2008. [En línea]. Available: <http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica/estadistica/carnot/carnot.htm>. [Último acceso: 13 mayo 2020].
- [11] J. R. López, «Ciclo Rankine,» 17 mayo 2020. [En línea]. Available: http://tecno.iesvegadelturia.es/apuntes/tecind2/Tema_3/rankine.html. [Último acceso: 17 mayo 2020].
- [12] J. R. López, «Ciclo Brayton,» 17 mayo 2020. [En línea]. Available: http://tecno.iesvegadelturia.es/apuntes/tecind2/Tema_3/brayton.html. [Último acceso: 17 mayo 2020].
- [13] Fundación Endesa, 02 febrero 2019. [En línea]. Available: <https://www.fundacionendesa.org>.
- [14] J. Dahl, «Wikimedia Commons,» 16 diciembre 2007. [En línea]. Available: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Jet_engine.svg.
- [15] Centro Nacional de Control de Energía, «Informe de la Tecnología de Generación de Referencia,» Centro Nacional de Control de Energía, Ciudad de México, 2018.
- [16] Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, «Generación Distribuida,» 06 junio 2014. [En línea]. Available: <https://www.gob.mx/conuee>.
- [17] Comisión Reguladora de Energía, «Generación Distribuida,» 04 abril 2017. [En línea]. Available: <https://www.gob.mx/cre>.

- [18] T. Schwenke, «¿Cómo funciona una central nuclear?,» YouTube México, 17 noviembre 2017. [En línea]. Available: <https://www.youtube.com/watch?v=0yk3RuEgWD4>. [Último acceso: 24 mayo 2020].
- [19] É. Santoyo y R. M. Barragán Reyes, «Energía Geotérmica,» *Ciencia, Academia Mexicana de la Ciencia*, p. 12, 2010.
- [20] Generamos, «Generamos,» 17 Diciembre 2019. [En línea]. Available: <http://www.generamos.co>.
- [21] C. Arancibia Bulnes, R. Best y Brown, «Energía del Sol,» *Ciencia, Academia Mexicana de la Ciencia*, p. 10, 2010.
- [22] Ó. A. Jaramillo Salgado y M. A. Borjas Díaz, «Energía del Viento,» *Ciencia, Academia Mexicana de la Ciencia*, p. 12, 2010.
- [23] International Energy Agency, «Technology Roadmap, Wind Energy,» 16 octubre 2013. [En línea]. Available: <https://webstore.iea.org>. [Último acceso: 12 abril 2020].
- [24] Agencia de Sostenibilidad Energética, «Cogeneración,» Agencia de Sostenibilidad Energética, 06 junio 2020. [En línea]. Available: <https://www.cogeneracioneficiente.cl/que-es-cogeneracion/>. [Último acceso: 06 junio 2020].
- [25] Secretaría de Energía, «Manual de Importaciones y Exportaciones,» Ciudad de México, 2017.
- [26] Centro Nacional de Control de Energía, «Grafica de demanda,» CENACE, 03 julio 2020. [En línea]. Available: <https://www.cenace.gob.mx/GraficaDemanda.aspx>. [Último acceso: 03 julio 2020].
- [27] Comisión Reguladora de Energía, «Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red.,» Ciudad de México, 2016.
- [28] Secretaría de Energía, «Ley de la Industria Eléctrica,» Diario Oficial de la Federación, Ciudad de México, 2014.
- [29] D. C. Bravo, «Calidad de la energía en los sistemas eléctricos de potencia,» 09 marzo 2012. [En línea]. Available: <http://www.ptolomeo.unam.x/132.248.52.100:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/293>. [Último acceso: 05 julio 2020].
- [30] J. R. Martín, «Introducción y diagramas unifilares,» de *Diseño de subestaciones eléctricas*, Ciudad de México, UNAM Facultad de Ingeniería, 2000, p. 545.
- [31] Centro Nacional de Control de Energía, «Criterios mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga,» México, 2015.
- [32] Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), «Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations C37.2-2008,» IEEE Standar, New York, USA, 2008.
- [33] Comisión Federal de Electricidad, «NRF-041-CFE-2005 Esquemas Normalizados de Protecciones para Líneas de Transmisión,» Diario Oficial de la Federación, Ciudad de México, 2005.
- [34] Comisión Federal de Electricidad, «Criterios de Ajuste y Coordinación de Protecciones para Líneas de Transmisión, Subtransmisión y Cables de Potencia,» CFE, Ciudad de México, 2014.

- [35] Comisión Federal de Electricidad, «Esquemas Normalizados de Protecciones para Transformadores, Autotransformadores y Reactores de Potencia CFE G0000-62,» CFE, Ciudad de México, 2013.
- [36] Comisión Federal de Electricidad , «Criterios de Ajuste para Protecciones de Transformadores y Autotransformadores,» CFE, Ciudad de México, 2014.
- [37] H. G. S. Uruchurtu, «Algunos Aspectos Internacionales sobre los Mercados de Energía y la Desregulación del Sector Eléctrico,» octubre 1998. [En línea]. Available: <https://www.ineel.mx/publica/bolso98/tenso98.htm>. [Último acceso: 13 agosto 2020].
- [38] Secretaría de Energía, «Bases del Mercado Eléctrico,» Diario Oficial de la Federación, Ciudad de México, 2015.
- [39] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL Inc.), «Corporate Overview,» 20 agosto 2018. [En línea]. Available: https://cmscdn.selinc.com/assets/Literature/Publications/Corporate%20Overview/CorporateOverview_385-0003.pdf?v=20180820-183050. [Último acceso: 19 enero 2020].
- [40] CFE V6700-62, «Tableros de Protección, Control, Medición, Supervisión y Registro para Unidades Generadoras y Subestaciones Eléctricas Especificación,» Comisión Federal de Electricidad, Ciudad de México, 2016.
- [41] Centro Nacional de Control de Energía, «¿Quiénes somos?,» CENACE, 11 septiembre 2020. [En línea]. Available: <https://www.cenace.gob.mx/paginas/publicas/cenace/quienessomos.aspx#:~:text=El%20Centro%20Nacional%20de%20Control,y%20a%20las%20Redes%20Generales%20de>. [Último acceso: 11 septiembre 2020].
- [42] V. Cansado y M. Roca, «Evaluación de los Servicios Complementarios: Regulación de Frecuencia y Reserva en Giro,» Mercados Eléctricos , 22 septiembre 2020. [En línea]. Available: <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno%2000/evaluacion/evaluacion%20de%20los%20servicios%20complementarios.htm>. [Último acceso: 22 septiembre 2020].
- [43] C. T. Santana Segovia y S. O. Valencia Ruiz, «Banda de regulación de generación de plantas ciclo combinado de los productores externos de energía, de acuerdo a las reglas de despachabilidad en México,» 09 marzo 2012. [En línea]. Available: <http://132.248.52.100:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/295>. [Último acceso: 22 septiembre 2020].
- [44] PWC, «Resumen del Anteproyecto de Bases del Mercado Eléctrico,» pwc, Ciudad de México, 2015.
- [45] J. L. Ceciliano Meza, A. De la Torre Sánchez, J. Álvarez López y R. Nieva Gómez, «Formulación Matemática del Modelo de Asignación de Unidades con Restricciones de Seguridad y Cálculo de Precios Marginales Locales y de Servicios Conexos en el Mercado de un Día en Adelanto,» enero 2016. [En línea]. Available: <https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Formulaci%C3%B3n%20Matem%C3%A1tica%20Modelo%20AU-MDA%20y%20PML%20v2016%20Enero.pdf>. [Último acceso: 01 octubre 2020].
- [46] J. L. Ceciliano Meza, R. Navarro Pérez y R. Nieva Gómez, «El Modelo de Asignación de Unidades del Mercado de Día en Adelanto,» octubre 2016. [En línea]. Available: <https://www.ineel.mx/boletin042016/tendencias.pdf>. [Último acceso: 03 octubre 2020].