



Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución 2023 – 2037

Febrero 2023

Contenido

I.	Introducción.....	1
II.	Marco Normativo.....	4
III.	Estructura actual de las Redes Generales de Distribución del Sistema Eléctrico Nacional.	7
3.1	Infraestructura de las Redes Generales de Distribución.....	8
3.2	Infraestructura de medición.....	9
IV.	Supuestos para la planificación de las Redes Generales de Distribución.	11
4.1	Pronóstico de la demanda máxima del Sistema Eléctrico de Distribución.	11
4.2	Criterios para la ampliación y modernización de la infraestructura de medición.	14
4.3	Pronósticos de Generación Distribuida.....	15
4.4	Supuestos económicos.	16
4.4.1	Vida útil de los proyectos.	16
4.4.2	Tasa de descuento.....	16
4.4.3	Costos.....	17
4.4.4	Beneficios.	17
4.4.5	Indicadores de rentabilidad.	18
4.4.6	Variables macroeconómicas del proyecto.	18
4.5	Indicadores de desempeño.	19
V.	Diagnóstico de las Redes Generales de Distribución.	21
5.1	Confiabilidad.	21
5.1.1	Índice de la duración promedio de las interrupciones del sistema (SAIDI _D).....	22
5.1.2	Índice de la frecuencia promedio de las interrupciones del sistema (SAIFI _D).....	23
5.1.3	Índice de la duración promedio de las interrupciones en los usuarios afectados (CAIDI _D). 24	
5.2	Calidad de la potencia eléctrica.....	25
5.2.1	Índice de variaciones de tensión.	26
5.2.2	Índice de factor de potencia.	27
5.3	Eficiencia en la distribución de la energía eléctrica.....	28
5.3.1	Balance de energía.	29
5.3.2	Pérdidas técnicas.....	30
5.3.3	Pronóstico de pérdidas técnicas.....	34
5.3.4	Pérdidas no técnicas.....	34
5.4	Equipamiento para la medición de la energía eléctrica.....	36
VI.	Resumen de inversiones para la ampliación y modernización de las RGD.....	38
VII.	Programas de ampliación de las RGD.....	39
7.1	Incremento de la Eficiencia Operativa en las Redes Generales de Distribución Mediante la Reducción de Pérdidas Técnicas.....	39

7.2	Regularización de colonias populares.	41
7.3	Programa para la adquisición de acometidas y medidores de distribución.	42
VIII.	Programas de modernización de las RGD.	44
8.1	Programa para modernización de subestaciones de distribución.	44
8.2	Programa para la modernización interruptores de potencia de media tensión en subestaciones de las RGD.	48
8.3	Programa para la modernización transformadores de distribución de media a baja tensión de las RGD.	49
8.4	Programa para incrementar la confiabilidad y calidad en las RDG.	51
8.5	Calidad de la energía de las Redes Generales de Distribución.	52
IX.	Proyectos específicos de ampliación y modernización de las Redes Generales de Distribución.	55
9.1	Reemplazo del cable submarino de Isla Mujeres.	55
9.2	Conexión de la Isla de Holbox.	59
X.	Proyectos de redes eléctricas inteligentes de las RGD.	63
10.1	Operación remota y automatismo en las Redes Generales de Distribución.	65
10.2	Escalamiento de la medición a AMI.	65
10.3	Gestión del balance de energía de las Redes Generales de Distribución para el Mercado Eléctrico Mayorista.	67
10.4	Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE)	70
10.5	Equipo de radiocomunicación de voz y datos para la operación de las RGD.	72
10.6	Modernización de equipo de control supervisorio y redes de comunicación operativas para subestaciones y centros de control de Distribución.	73
XI.	Acceso abierto a la Generación Distribuida.	76
11.1	Estrategia en el proceso de planeación en materia de Generación Distribuida.	76
11.2	Estadísticas de interconexión de Centrales Eléctricas de Generación Distribuida.	78
11.3	Pronósticos de la Generación Distribuida en las RGD.	80
11.4	Capacidad de alojamiento.	80
11.4.1	Requerimientos de estudios de interconexión.	82
11.5	Estrategias para la mitigación del impacto en la penetración de la Generación Distribuida en las RGD.	83
11.6	Conclusiones.	83
XII.	Fondo de Servicio Universal Eléctrico.	85
12.1	Antecedentes.	85

Índice de Tablas.

Tabla III.1 Estadísticas de las Divisiones de Distribución 2012 y 2022.	8
Tabla III.2 Datos de transformadores 2022.....	9
Tabla III.3. Datos de redes de distribución 2022.....	9
Tabla III.4. Resumen de servicios instalados a nivel Nacional en CFE Distribución por tipo de medidor.	10
Tabla III.5. Resumen de medidores instalados por servicio a nivel Nacional en CFE Distribución...	10
Tabla IV.1. Pronóstico 2023 – 2037 de la demanda máxima no coincidente en las Redes Generales de Distribución.	12
Tabla IV.2 Tipos de medidor de energía eléctrica utilizados en la CFE Distribución tipo Socket, Gabinete, Electromecánico y Electrónico.	14
Tabla IV.3 Criterios para el uso de medidores.	15
Tabla IV.4 Variables utilizadas para llevar a cabo las evaluaciones económicas de los proyectos. .	18
Tabla IV.5 Indicadores operativos de las RGD.	20
Tabla V.1 Indicadores de Confiabilidad en las 16 Divisiones de la EPS CFE Distribución.....	22
Tabla V.2 Indicadores de Calidad en nodos de media tensión de las subestaciones de distribución de las 16 Divisiones de la EPS CFE Distribución.	26
Tabla V.3 Balance de energía de las RGD.	29
Tabla V.4 Clasificación de pérdidas técnicas por componente de las RGD (TWh/año).	31
Tabla V.5 Resultados de Indicadores de pérdidas de energía comparativo 2021 vs. 2022.	32
Tabla V.6 Área de oportunidad para cumplir el 5% de pérdidas técnicas de energía.	33
Tabla V.7 Estadística de actividades sustantivas del proceso de medición.	36
Tabla V.8 Pronóstico de la distribución acumulada de medidores por tipo.	37
Tabla VI.1. Resumen de los programas y proyectos de inversión de las RGD 2023-2027.	38
Tabla VII.1 Resumen de inversiones de los programas de ampliación de las RGD.....	39
Tabla VII.2. Inversión, número de proyectos y Pérdidas Técnicas evitadas para 2023.....	40
Tabla VII.3. Estrategias del para el incremento de la eficiencia operativa de las RGD 2023.	40
Tabla VII.4. Inversión para regularizar Colonias Populares	41
Tabla VII.5. Metas del proyecto regularización de colonias populares 2023-2027.....	41
Tabla VII.6 Inversión y metas físicas para el programa de para la adquisición de acometidas y medidores de distribución.....	43
Tabla VIII.1 Resumen de inversiones de los programas de modernización de las RGD.....	44
Tabla VIII.2. Inversión y alcance del programa de modernización de subestaciones de Distribución.	45
Tabla VIII.3 Elementos de transformación que requieren su reemplazo en el período 2023 a 2027.	45
Tabla VIII.4 Alcances del programa de modernización de interruptores de potencia de media tensión en subestaciones de las RGD.	49
Tabla VIII.5 Inversión necesaria del programa de modernización de interruptores de potencia de media tensión en subestaciones de las RGD.	49
Tabla VIII.6 Inversión necesaria y alcances del programa de modernización de transformadores de distribución de media tensión a baja tensión de las RGD.	50
Tabla VIII.7 Monto ejercido en los años 2019, 2020 y 2021 para trabajos de mantenimiento (instalación de apartarrayos, aislamiento, poda y brecha de árboles).....	51
Tabla VIII.8 Inversión para mejorar la confiabilidad en Redes Generales de Distribución 2024-2027.	51
Tabla VIII.9 Metas físicas para mejorar la confiabilidad 2023-2027 en las 16 Divisiones de Distribución	52
Tabla VIII.10 Metas físicas para mejorar la calidad de la energía en las RGD Bancos de capacitores	53

Tabla IX.1 Resumen de inversiones de los proyectos específicos de ampliación y modernización de las RGD.	55
Tabla IX.2 Historial de fallas en el cable de energía de Isla Mujeres de 1989 a 2020.....	57
Tabla IX.3 Inversión para la modernización del cable submarino de Isla Mujeres en 2023.....	59
Tabla IX.4 Capacidad firme instalada con derrateo, contra la Demanda máxima al año 2020 y la esperada al 2023, Fecha de Entrada en Operación (FEO) del proyecto.....	60
Tabla IX.5 Costos de la generación actual en la Isla Holbox.	60
Tabla IX.6 Inversión por año para la conexión de la Isla Holbox.....	61
Tabla X.1 Proyectos de REI de las RGD.	63
Tabla X.2 Resumen de inversiones de los proyectos de REI de las RGD.	64
Tabla X.3. Inversión y metas físicas para la instalación de EPROSEC telecontrolados.....	65
Tabla X.4. Monto de inversión para el escalamiento de la medición (millones de pesos) por División.	66
Tabla X.5. Cantidad de servicios.....	67
Tabla X.6 Necesidades de equipos para la medición de Puntos de Entrega / Puntos de Recepción para el Mercado Eléctrico Mayorista.....	68
Tabla X.7 Inversión requerida del proyecto Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM.	68
Tabla X.8. Equipamiento necesario para la trayectoria de los circuitos de media tensión.....	68
Tabla X.9. Inversión requerida para la adquisición del programa	73
Tabla X.10. Metas físicas	73
Tabla X.11. Inversión requerida para la adquisición del programa	74
Tabla X.12. Inversión por año en cada división.	74
Tabla X.13. Tabla Cantidad de equipos a adquirir por año.	75
Tabla XI.1 Solicitudes de interconexión recibidas en media y baja tensión, de 2017 a 2021.	79
Tabla XI.2 Medidas para mitigar el impacto de la Generación Distribuida.	83
Tabla XII.1. Obras autorizadas por el comité técnico de FSUE en el 2021 – 2022 para extensiones de red para construirse en 2023.....	86
Tabla XII.2 Obras autorizadas por el comité técnico de FSUE en el 2021 – 2022 para sistemas aislados para construirse en 2023.....	86
Tabla XII.3 Estadística del grado de electrificación 2022 por División de Distribución y meta al año 2023.....	87

Índice de Figuras.

Figura III.1 Divisiones de Distribución de CFE Distribución.	7
Figura IV.1 Distribución de la tendencia de crecimiento a corto plazo (5 años) de la demanda máxima de las RGD en las 16 Divisiones de la CFE Distribución.	13
Figura IV.2 Distribución de la tendencia de crecimiento a largo plazo (15 años) de la demanda máxima de las RGD en las 16 Divisiones de la CFE Distribución.	13
Figura IV.3 Evolución estimada de la Capacidad Instalada de Generación Distribuida 2007-2028..	16
Figura V.1 Componentes principales de las RGD.....	21
Figura V.2. Cumplimiento del indicador SAIDI _D por División de Distribución.....	23
Figura V.3 Cumplimiento del indicador SAIFI _D por División de Distribución.....	24
Figura V.4 Cumplimiento del indicador CAIDI _D por División de Distribución.	25
Figura V.5 Cumplimiento del indicador de variaciones de tensión por División de Distribución.	27
Figura V.6 Cumplimiento del factor de potencia promedio mensual por División de Distribución.....	28
Figura V.7 Correspondencia entre el crecimiento de las energías ingresadas y entregadas por las RGD, por División de Distribución.	30
Figura V.8 Distribución nacional de pérdidas técnicas por segmento de la RGD.....	31
Figura V.9 Mapeo del índice de pérdidas técnicas en Media y Baja tensión por División de Distribución.	33
Figura V.10 Proyección de pérdidas de energía con inversión en los años 2016-2027.	34
Figura V.11 Distribución de pérdidas no técnicas por División de Distribución	35
Figura V.12 Mapeo del índice de pérdidas No técnicas en Media y Baja tensión por División de Distribución.	35
Figura VIII.1 Curva de daño de elementos de transformación de alta a media tensión.....	45
Figura IX.1 Ubicación geográfica del cable submarino que será reemplazado.	56
Figura IX.2 Diagrama unifilar de circuitos BNP-53140 y BNP-53130.	56
Figura IX.3 Historial de fallas en el cable de energía de Isla Mujeres de 2007 a 2020.....	58
Figura IX.4 Fallas por arrastre e impacto de ancla.	58
Figura IX.5 Falla ocasionada por propela de una embarcación.	59
Figura IX.6 Instalaciones actuales de las unidades de generación en Isla Holbox.....	61
Figura IX.7 ubicación geográfica del proyecto.	62
Figura X.1. Principales componentes de una Red Eléctrica Inteligente (REI) en distribución.	64
Figura X.2. Esquema conceptual del Sistema de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista	69
Figura XI.1 Estrategia para considerar en el proceso de planeación de las RGD los requerimientos de ampliación y modernización de la infraestructura eléctrica asociados con el incremento en la Generación Distribuida.	77
Figura XI.2 Capacidad integrada de Centrales de Generación Distribuida por División de Distribución.	78
Figura XI.3a Solicitudes de interconexión recibidas en media tensión, de 2017 a 2022.	79
Figura XI.3b Solicitudes de interconexión recibidas en baja tensión, de 2017 a 2022.	79
Figura XI.4 Evolución estimada de la Capacidad Instalada de Generación Distribuida 2007-2028..	80
Figura XI.5 Escenarios de simulación estocástica para la distribución de la capacidad incremental de pequeñas Centrales Eléctricas a lo largo de un circuito de distribución.	81
Figura XI.6 Evolución de la capacidad de generación integrada a las RGD anualmente en media tensión, de 2017 a 2022.	82
Figura XI.7 Evolución de la capacidad de generación integrada a las RGD anualmente en baja tensión, de 2017 a 2022.....	82
Figura XII.1 Evolución del grado de electrificación 2020-2036.....	85

I. Introducción.

Con base en el Capítulo I de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) relacionado a la Planeación y el Control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en su artículo 14 que se refiere al Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) y a los programas de ampliación y modernización para los elementos de las Redes Generales de Distribución (RGD) que no correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista y que serán autorizados por la Secretaría de Energía (SENER) a propuesta de los Distribuidores interesados, escuchando la opinión que, en su caso, emita la CRE, dichos programas se desarrollarán bajo los siguientes principios:

- I. Procurarán la operación del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad;
- II. Incluirán los elementos de la Red Eléctrica Inteligente que reduzcan el costo total de provisión del Suministro Eléctrico o eleven la eficiencia, Confiabilidad, Calidad o seguridad del Sistema Eléctrico Nacional de forma económicamente viable;
- III. Se coordinarán con los programas promovidos por el Fondo de Servicio Universal Eléctrico, y
- IV. Incorporarán mecanismos para conocer la opinión de los Participantes del Mercado y de los interesados en desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica.

Asimismo, y atendiendo artículo 5 del Capítulo II del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (RLIE) el cual indica que para la elaboración del PRODESEN se deberá considerar al menos:

- I. Los pronósticos de la demanda eléctrica y los precios de los insumos primarios de la Industria Eléctrica;
- II. La coordinación de los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas con el desarrollo de los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución;
- III. La política de Confiabilidad establecida por la Secretaría;
- IV. Los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas que prevea la infraestructura necesaria para asegurar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional;
- V. La coordinación con la planeación del programa de expansión de la red nacional de gasoductos y los mecanismos de promoción de las Energías Limpias, y
- VI. El análisis costo beneficio integral de las distintas alternativas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución.

Finalmente, y en cumplimiento al artículo 9, fracciones I y II del RLIE:

- I. Los programas serán elaborados anualmente y tendrán una proyección de quince años;
- II. El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) o los Distribuidores, según corresponda en términos del artículo 14 de la Ley, propondrán a la Secretaría y a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) los programas dentro del mes de febrero de cada año, sin perjuicio de que podrá presentar programas especiales en otros meses a fin de adelantar el inicio de proyectos prioritarios.

Con fundamento en el marco normativo, descrito en el **Capítulo II** y en los artículos y fracciones referidas, la Empresa Productiva Subsidiaria (EPS) de Distribución de la CFE, presenta su Programa de Ampliación y Modernización (PAM) de las Redes Generales de Distribución para que se incorporen los aspectos relevantes en el PRODESEN. El programa atiende las necesidades de los procesos sustantivos de la distribución de energía eléctrica en lo referente a infraestructura eléctrica.

El **Capítulo III**, incluye los datos básicos de la infraestructura eléctrica y comercial de las Redes Generales de Distribución (RGD) a diciembre de 2021 clasificadas por cada una de las 16 Divisiones de Distribución, se detallan cifras de la capacidad instalada en transformadores de alta a media tensión, la longitud de las redes de distribución de media y baja tensión, la capacidad de transformadores de media a baja tensión, el número de usuarios conectados a las RGD y el volumen de ventas o energía distribuida. Para cada uno de estos conceptos se indica su tasa media de crecimiento anual con referencia al año 2012. Asimismo, se incluyen estadísticas de los sistemas de medición utilizados por CFE Distribución. Por la separación legal entre las EPS CFE Distribución y CFE Transmisión, no se reportan estadísticas de líneas con tensión mayor o igual a 69 kV.

El **Capítulo IV** describe los supuestos utilizados para la planificación de las RGD, el pronóstico 2023-2037 de la demanda máxima en subestaciones de distribución acordado previamente con el CENACE, así como los supuestos económicos para la evaluación técnica-económica de los proyectos incluidos en este Programa, tales como: tasa de descuento, criterios para la valorización de beneficios, indicadores de rentabilidad, y las variables macroeconómicas establecidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y la Secretaría de Energía (SENER). Asimismo, se describen los criterios de desempeño utilizados para el diagnóstico de las RGD.

El **Capítulo V** muestra el desempeño obtenido en 2022 con respecto a la Confiabilidad, Calidad y Eficiencia de las RGD, y presenta el Diagnóstico de los indicadores siguientes: SAIDI_D, SAIFI_D, CAIDI_D, variaciones de tensión en MT, factor de potencia, caída de tensión, pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

El planteamiento de los objetivos estratégicos que atenderán la problemática detectada en el desempeño de los indicadores se enfoca principalmente a:

1. Satisfacer la demanda incremental.
2. Mejorar / incrementar la Confiabilidad.
3. Mejorar / incrementar la Calidad de la Energía.
4. Mejorar / incrementar la eficiencia en la distribución de la energía eléctrica.
5. Ampliar / modernizar la medición.
6. Garantizar acceso abierto a fuentes de Generación Distribuida.
7. Fortalecer las RGD para conectar los programas promovidos por el Fondo de Servicio Universal Eléctrico.

Una vez elaborados los estudios técnicos de las diferentes opciones que permiten atender la problemática detectada, de acuerdo con el valor al cierre de 2022 de los indicadores operativos, se selecciona la opción de mínimo costo y se evalúa técnica y económicamente.

En el **Capítulo VI** se describen los proyectos de ampliación y modernización de las RGD requeridos para mejorar la confiabilidad y la eficiencia operativa de las RGD, la regularización de colonias populares, la adquisición de acometidas y medidores, y la modernización de las RGD, mientras que en el **Capítulo 0** se describen proyectos que atienden problemáticas específicas y en el **Capítulo X** los proyectos de Redes Eléctricas Inteligentes.

Los proyectos específicos incluyen la sustitución del cable submarino que alimenta a Isla Mujeres, en Quintana Roo, y la sustitución de la generación local, con base en combustóleo, de la Isla de Holbox, mediante un cable submarino que permita suministrar esta carga de la RGD instalada en el lado continental del Estado de Yucatán.

En el **Capítulo XI** se describen las estrategias llevadas a cabo por CFE Distribución para garantizar el acceso abierto a las RGD para la interconexión de Centrales Eléctricas de Generación Distribuida.

Finalmente, el **Capítulo XI** muestra los aspectos relacionados al Fondo de Servicio Universal Eléctrico.

En la actualización de este programa se tomó en cuenta la opinión de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para anteriores programas emitida a través de los Acuerdos: A/017/2016 del 18 de abril de 2016, el A/013/2017 del 9 de abril del 2017, y el A/018/2018 del 23 de mayo de 2018, cuyos aspectos relevantes se indican a continuación:

- Se incluye el capítulo de diagnóstico de las RGD, que detalla los principales objetivos que deben alcanzarse y las estrategias que se implementarán para ello. Lo anterior para apoyar a la CRE en la toma de decisiones para que emita la opinión técnica y de proceder, la autorización de la SENER.
- Se utilizan los indicadores descritos en las *“Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica (DACG T y D)”*.

II. Marco Normativo.

Marco normativo vigente de acuerdo con la Reforma Energética implementada por el Gobierno Federal:

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de energía.

Artículo 25. ... “El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución Política de Los Estados Unidos Mexicanos, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado que en su caso se establezcan. Tratándose de la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, así como de la exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos, la Nación llevará a cabo dichas actividades en términos de lo dispuesto por los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución”.

Artículo 27. ... “Corresponde exclusivamente a la Nación la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica; en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes, mismas que determinarán la forma en que los particulares podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica”.

Ley de la Industria Eléctrica.

Artículo 14. ... “Los programas de ampliación y modernización para los elementos de las Redes Generales de Distribución que no correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista serán autorizados por la Secretaría a propuesta de los Distribuidores interesados, escuchando la opinión que, en su caso, emita la CRE.

“... Dichos programas se desarrollarán bajo los principios siguientes:

- I. Procurarán la operación del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad;
- II. Incluirán los elementos de la Red Eléctrica Inteligente que reduzcan el costo total de provisión del Suministro Eléctrico o eleven la eficiencia, Confiabilidad, Calidad o seguridad del Sistema Eléctrico Nacional de forma económicamente viable;
- III. Se coordinarán con los programas promovidos por el Fondo de Servicio Universal Eléctrico, e
- IV. Incorporarán mecanismos para conocer la opinión de los Participantes del Mercado y de los interesados en desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica.”

Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica.

Artículo 9. ... “En la elaboración de los programas de ampliación y modernización de... las Redes Generales de Distribución se incorporarán mecanismos para conocer la opinión de los Participantes del Mercado y de los interesados en desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica en los términos

que determine la Secretaría. En la elaboración de los programas se buscará la minimización de los costos de prestación del servicio, reduciendo los costos de congestión, incentivando una expansión eficiente de la generación, y considerando los criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad de la red. Asimismo, durante este proceso se deberá tomar en cuenta los programas previos, las obras e inversiones que se encuentren en ejecución y observar lo siguiente:

I. Los programas serán elaborados anualmente y tendrán una proyección de quince años;

II. El CENACE o los Distribuidores, según corresponda en términos del artículo 14 de la Ley, propondrán a la Secretaría y a la CRE los programas dentro del mes de febrero de cada año, sin perjuicio de que podrá presentar programas especiales en otros meses a fin de adelantar el inicio de proyectos prioritarios;

...”

Ley de la Comisión Federal de Electricidad.

Artículo 1. Tiene por objeto regular la organización, administración, funcionamiento, operación, control, evaluación y rendición de cuentas de la Empresa Productiva del Estado Comisión Federal de Electricidad (“CFE”), así como establecer su régimen especial en materia de: empresas productivas subsidiarias y empresas filiales; remuneraciones; adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras; bienes; responsabilidades; dividendo estatal: presupuesto; y deuda.

Artículo 12, fracción I. Indica, que corresponde al Consejo de Administración de la CFE la conducción central y la dirección estratégica de las actividades empresariales, económicas e industriales de la Comisión Federal de Electricidad, sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales. Asimismo, en la fracción XXIII del mismo artículo, se establece que dicho Consejo aprobará los proyectos y decisiones cuyas características revistan una importancia estratégica para el desarrollo del objeto de la empresa, conforme a las políticas y lineamientos que al efecto emita el propio Consejo.

Artículo 39. “El Consejo de Administración contará con los comités que al efecto establezca. En todo caso, contará con los comités de: I. Auditoría; II. Recursos Humanos y Remuneraciones; III. Estrategia e Inversiones, y IV. Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios.”

Artículo 104, inciso a) de la fracción II. “...La Comisión Federal de Electricidad contará, conforme a los lineamientos que apruebe su Consejo de Administración, con un mecanismo de planeación de los programas y proyectos de inversión en el cual se establezcan al menos las necesidades de inversión a corto, mediano y largo plazos, mediante criterios de evaluación que permitan establecer prioridades entre los proyectos...”

Resoluciones.

CRE RES/948/2015.- Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Acceso Abierto y Prestación de los Servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica.

DOF 16-II-2016

CRE RES/550/2021.- Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red.
DOF 31-XII-2021

CRE RES/142/2017.- Disposiciones Administrativas de Carácter General, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las Centrales Eléctricas de Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida.
DOF 07-III-2017

Acuerdos.

CRE A/074/2015.- Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018.
DOF 31-XII-2015

CRE A/058/2016.- Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía define entre otros criterios, el criterio de interpretación administrativa en relación con las tarifas aprobadas para el servicio público de distribución correspondientes a los años 2016-2018 contenidas en el acuerdo A/074/2015.
DOF 01-III-2017

ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía determina continuar con la extensión de la vigencia del periodo tarifario inicial del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica; modifica el Anexo Único del Acuerdo A/045/2015 y el Anexo B del Acuerdo A/074/2015; ajusta los costos que conforman el ingreso requerido para la operación de CFE Suministrador de Servicios Básicos establecido en el Anexo A del Acuerdo A/058/2017; ajusta los costos que conforman el ingreso requerido para la operación del Centro Nacional de Control de Energía; y, determina las tarifas reguladas de los servicios de transmisión, distribución, operación de CFE Suministrador de Servicios Básicos, operación del Centro Nacional de Control de Energía y de los Servicios Conexos no incluidos en el mercado eléctrico mayorista aplicables del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022.
DOF 29-I-2021.

SENER E.1.02.2015.- Reglas de Operación y Políticas del Fondo de Servicio Universal Eléctrico.
28-IV-2015.

SENER.- Acuerdo por el que se emite el Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW.
DOF 15-XII-2016.

III. Estructura actual de las Redes Generales de Distribución del Sistema Eléctrico Nacional.

CFE Distribución proporciona el servicio de electricidad a todo el país a través de 16 Divisiones de Distribución formalmente constituidas con las 150 Zonas de Distribución que las conforman como se muestra en la Figura III.1.



Figura III.1 Divisiones de Distribución de CFE Distribución.

3.1 Infraestructura de las Redes Generales de Distribución.

La Tabla III.1, muestra datos estadísticos y tasa de crecimiento anual promedio de la capacidad instalada en subestaciones de transformación de alta a media tensión y en redes de distribución, el número y longitud de circuitos de media tensión, así como el número de servicios de Suministro Eléctrico y sus ventas de energía, por División de Distribución, al cierre de 2022.

Tabla III.1 Estadísticas de las Divisiones de Distribución 2012 y 2022.

Divisiones	Año de referencia y tasa de crecimiento	Capacidad instalada en subestaciones de alta a media tensión (MVA) ¹	Número de circuitos de media tensión.	Longitud de líneas de media tensión (km)	Capacidad instalada en redes de distribución (MVA)	Número de servicios (miles)	Ventas de energía (GWh)
Baja California	2012	2019	632	16 672	4611	1474	12 572
	2022	5373	726	21 555	5089	1989	18 160
	% anual	10.28%	1.40%	2.60%	0.99%	3.04%	3.75%
Noroeste	2012	4996	897	36 694	5270	1823	16 089
	2022	6730	1093	41 903	6461	2242	22 089
	% anual	3.02%	2.00%	1.34%	2.06%	2.09%	3.22%
Norte	2012	4956	762	38 679	2366	1896	16 557
	2022	6793	958	40 922	2609	2385	23 948
	% anual	3.20%	2.32%	0.57%	0.98%	2.32%	3.76%
Golfo Norte	2012	8070	1199	28 054	5427	2919	30 792
	2022	10 222	1565	47 406	6225	3683	44 262
	% anual	2.39%	2.70%	5.39%	1.38%	2.35%	3.70%
Centro Occidente	2012	1932	628	22 040	1919	1968	9369
	2022	2303	750	32 578	2370	2543	11 791
	% anual	1.77%	1.79%	3.99%	2.13%	2.60%	2.33%
Centro Sur	2012	3093	496	30 172	2507	2152	8134
	2022	3424	582	39 430	2927	3135	10 067
	% anual	1.02%	1.61%	2.71%	1.56%	3.83%	2.16%
Oriente	2012	3407	556	32 995	2413	2634	11 027
	2022	3887	673	45 617	2876	3284	14 216
	% anual	1.33%	1.93%	3.29%	1.77%	2.23%	2.57%
Sureste	2012	3169	626	56 063	2808	3174	8234
	2022	4046	806	65 689	3791	4013	10 553
	% anual	2.47%	2.56%	1.60%	3.05%	2.37%	2.51%
Valle de México Norte	2012	4305	309	8311	2617	2260	10 664
	2022	4680	497	10 525	3408	3072	12 706
	% anual	0.84%	4.87%	2.39%	2.68%	3.12%	1.77%
Valle de México Centro	2012	3630	358	3471	2649	1907	8572
	2022	3877	443	5849	3526	2149	8590
	% anual	0.66%	2.15%	5.36%	2.90%	1.20%	0.02%
Valle de México Sur	2012	4312	323	9583	2482	2134	9673
	2022	4655	466	11 330	3773	2906	11 291
	% anual	0.77%	3.73%	1.69%	4.28%	3.14%	1.56%
Bajío	2012	5067	944	60 173	3632	3632	21 670
	2022	6780	1160	68 678	4727	4875	32 787
	% anual	2.96%	2.08%	1.33%	2.67%	2.99%	4.23%
Golfo Centro	2012	2311	436	28 306	2470	1685	10 236
	2022	2996	563	31 551	2811	2113	13 806
	% anual	2.63%	2.59%	1.09%	1.30%	2.29%	3.04%
Centro Oriente	2012	3107	466	25 095	2073	2593	12 182
	2022	3867	562	27 744	2571	3463	16 385
	% anual	2.21%	1.89%	1.01%	2.18%	2.94%	3.01%

Divisiones	Año de referencia y tasa de crecimiento	Capacidad instalada en subestaciones de alta a media tensión (MVA) ¹	Número de circuitos de media tensión.	Longitud de líneas de media tensión (km)	Capacidad instalada en redes de distribución (MVA)	Número de servicios (miles)	Ventas de energía (GWh)
Peninsular	2012	2832	509	17 483	1982	1468	8173
	2022	4221	652	21 815	2545	2142	12 928
	% anual	4.07%	2.51%	2.24%	2.53%	3.85%	4.69%
Jalisco	2012	3518	559	23 354	2793	2681	12 536
	2022	5040	743	35 818	3416	3513	17 103
	% anual	3.66%	2.89%	4.37%	2.03%	2.74%	3.16%
Total	2012	60 724	9 700	437 145	48 019	36 400	206 480
	2022	78 894	12 239	548 410	59 125	47 507	280 682
	% anual	2.65%	2.35%	2.29%	2.10%	2.70%	3.12%

Fuentes: CFE Distribución, SIAD e Informes oficiales de la Gestión Comercial

En la Tabla III.2 se muestra el número y capacidad de las unidades de transformación instaladas en subestaciones y RGD a diciembre de 2022, mientras que en la Tabla III.3, la longitud de las líneas de distribución instaladas a diciembre de 2022, por nivel de tensión.

Tabla III.2 Datos de transformadores 2022.

Cantidad total de Transformadores		
Nivel	Número de transformadores	MVA
Transformadores de Potencia de alta a media tensión	3264	78 893
Transformadores en Redes de distribución de media a baja tensión	1 617 936	59 123

Fuente: CFE Distribución, SIAD.

Tabla III.3. Datos de redes de distribución 2022.

Cantidad total de Líneas	
Nivel de tensión en kilovoltios	Longitud en km
2.4 kV a 34.5 kV	548 411
Baja tensión	340 759

Fuente: CFE Distribución, SIAD

3.2 Infraestructura de medición.

A diciembre de 2022 la CFE Distribución registró, a nivel nacional, un total de 47.5 millones de servicios para el Suministro Eléctrico. La Tabla III.4 muestra los diferentes tipos de medidores utilizados para la toma de lecturas de estos servicios, y la tabla III.5, el resumen de los medidores instalados a nivel nacional a diciembre de 2022, por División de Distribución.

Actualmente, en 32.7 millones de servicios del Suministro Eléctrico se utilizan medidores electrónicos de diferentes tecnologías: 46.3 % de medidores de autogestión, 1.2 % de medidores multifunción de media y alta tensión, 4.7 % de medidores son de infraestructura avanzada de medición (AMI) y 0.4 % de medidores “escalados”. Sin embargo, existen 14.6 millones de medidores, utilizados actualmente por CFE Distribución que son de tipo electromecánico y no cumplen con la normatividad vigente, éstos representan el 30.8 % del total de servicios de Suministro Eléctrico. Por otra parte, 76 mil servicios no cuentan con medición y corresponden a servicios temporales en baja tensión, cargas fijas de alumbrado público y cámaras de video vigilancia, que representan el 0.2 % del total.

Tabla III.4. Resumen de servicios instalados a nivel Nacional en CFE Distribución por tipo de medidor.

Tipo de medidor	Cantidad de servicios en millones de unidades	Proporción del tipo de medidor instalado %
Electromecánico	14.69	30.9
Electrónico de autogestión	22.00	46.3
Electrónico escalado	0.18	0.4
Electrónico básico	7.72	16.3
Infraestructura Avanzada de Medición (AMI)	2.24	4.7
Multifunción para media y alta tensión	0.59	1.2
Sin medición	0.08	0.2
Total	47.51	100.0

Fuente: CFE Distribución: SICOM

Tabla III.5. Resumen de medidores instalados por servicio a nivel Nacional en CFE Distribución.

División	Medidores electrónicos (modernos)						Electro-mecánico	Servicios sin medidor	Total Servicios	% Medidores modernos
	Autogestión		Electrónico Básico	Infraest. Avanzada de med (AMI)	Multifunción media y alta tensión	Total Electrónicos				
	Normales	Escalados								
Baja California	918 863	0	332 935	37 804	34 451	1 324 053	665 051	288	1 989 392	66.60%
Noroeste	1 053 183	0	564 465	44 326	43 336	1 705 310	534 945	1471	2 241 726	76.10%
Norte	1 140 780	0	590 051	15 369	60 765	1 806 965	574 456	3646	2 385 067	75.80%
Golfo Norte	1 588 431	0	608 647	32 621	89 031	2 318 730	1 361 347	2840	3 682 917	63.00%
Centro Occidente	1 103 537	0	530 351	15 966	27 542	1 677 396	860 721	4757	2 542 874	66.00%
Centro Sur	1 733 583	0	486 576	135 006	18 470	2 373 635	754 042	6851	3 134 528	75.70%
Oriente	1 595 810	0	563 751	24 487	22 723	2 206 771	1 067 144	9768	3 283 683	67.20%
Sureste	1 492 739	0	605 830	129 867	30 794	2 259 230	1 746 387	7478	4 013 095	56.30%
Valle de México Norte	1 837 008	180 000	209 819	396 833	15 597	2 639 257	432 467	89	3 071 813	85.90%
Valle de México Centro	990 371	0	85 011	565 133	18 336	1 658 851	490 420	85	2 149 356	77.20%
Valle de México Sur	1 401 839	0	394 258	528 306	16 628	2 341 031	564 832	102	2 905 965	80.60%
Bajío	1 933 962	0	692 686	80 906	78 006	2 785 560	2 068 969	20 153	4 874 682	57.10%
Golfo Centro	861 160	0	369 078	2625	26 792	1 259 655	846 401	7235	2 113 291	59.60%
Centro Oriente	1 771 005	0	632 811	19 529	23 584	2 446 929	1 012 540	3461	3 462 930	70.70%
Peninsular	1 020 182	0	439 322	103 317	37 347	1 600 168	539 629	2377	2 142 174	74.70%
Jalisco	1 560 476	0	617 938	110 563	45 111	2 334 088	1 173 947	5399	3 513 434	66.40%
Nacional	22 002 929	180 000	7 723 529	2 242 658	588 513	32 737 629	14 693 298	76 000	47 506 927	68.90%

Fuente: CFE Distribución: SICOM

IV. Supuestos para la planificación de las Redes Generales de Distribución.

4.1 Pronóstico de la demanda máxima del Sistema Eléctrico de Distribución.

El pronóstico de demanda máxima en subestaciones de distribución (PDS) se prepara en colaboración con el CENACE, contando como insumo con las demandas máximas mensuales registradas en el período enero-agosto de 2022 y estimaciones realizadas para el período septiembre-diciembre de 2022. Este pronóstico es fundamental para planificar los requerimientos de ampliación de capacidad en subestaciones existentes y nuevas subestaciones de distribución.

Actualmente se cuenta con la instrucción de la SENER para la construcción de 126 proyectos de ampliación, sustitución y nuevas subestaciones de Distribución, que se encuentran en proceso de elaboración, autorización, licitación pública, construcción o en operación y 17 proyectos de subestaciones en gestión ante la SENER para su instrucción. Se identificaron 25 nuevos requerimientos de subestaciones en el PDS 2023-2037, los cuales se revisaron con el CENACE para su identificación en el Programa de Ampliación y Modernización de las RNT y RGD que pertenecen al Mercado Eléctrico Mayorista.

El estudio de pronóstico se llevó a cabo en las siguientes etapas:

- I. Adquisición y depuración de perfiles de carga y determinación de estadísticos de demanda, mensual y anual, en cada uno de los elementos de transformación de alta a media tensión y circuitos de media tensión para sus condiciones normales de operación.
- II. Determinación de la demanda máxima mensual registrada en condiciones normales de operación en los elementos de transformación de alta a media tensión y circuitos de media tensión.
- III. Modelado de agentes de crecimiento de la demanda en las RGD tales como:
 - a. Desarrollo normal.
 - b. Cargas de servicios de suministro conectados en media tensión.
 - c. Solicitudes de servicios de suministro individuales o colectivas que se conectarán a la media tensión en el período de estudio.
 - d. Superficies geográficas con potencial de desarrollo en el mediano y largo plazo, denominadas “polos de desarrollo”.
- IV. Pronóstico de la demanda máxima anual por Zona de Distribución, subestación eléctrica, elementos de transformación de alta a media tensión y circuitos de media tensión, mediante el modelado de los agentes de crecimiento descritos en el punto III.
- V. Identificación, evaluación económica y programación de los requerimientos de ampliación de los elementos de transformación de alta a media tensión en el horizonte de corto, mediano y largo plazo.
- VI. Redistribución del área de influencia de subestaciones y circuitos existentes y necesarios en el horizonte de planeación, a fin de satisfacer el crecimiento esperado en la demanda de energía eléctrica en las RGD en condiciones de Calidad, Confiabilidad y eficiencia.
- VII. Obtención del pronóstico de demanda máxima definitivo para cada una de las subestaciones eléctricas actuales y necesarias para el horizonte de planeación.

La Tabla IV.1 muestra la demanda máxima no coincidente en las RGD esperada, por División de Distribución, para el período 2023-2027 y el horizonte a largo plazo, 2037. La tasa del crecimiento anual promedio (TMCA_H) observada en los últimos 3 años, a nivel nacional, fue del 2.66%; asimismo, se espera un crecimiento promedio anual del 2.75 % para los próximos 5 años, y del 2.21% para los próximos 15 años, de acuerdo a un modelo de crecimiento geométrico

Tabla IV.1. Pronóstico 2023 – 2037 de la demanda máxima no coincidente en las Redes Generales de Distribución.

División de Distribución	Historial (MW)			Pronóstico (MW)						Tasa Media de Crecimiento Anual (%)		
	2020	2021	2022 ^{1/}	2023	2024	2025	2026	2027	2037	TMCA _H últimos 3 años (2020 – 2022)	TMCA _F a 5 años (2023 – 2027)	TMCA _F a 15 años (2023 – 2037)
Baja California	3486	3638	3718	3822	3923	4006	4095	4164	4958	3.28%	2.29%	1.94%
Noroeste	4779	4806	4877	5099	5228	5312	5391	5507	6646	1.02%	2.46%	2.09%
Norte	4365	4455	4616	4829	4998	5147	5286	5426	6538	2.84%	3.28%	2.35%
Golfo Norte	6473	6630	7060	7275	7509	7712	7919	8108	10040	4.43%	2.81%	2.38%
Centro Occidente	1214	1246	1265	1322	1375	1434	1468	1502	1810	2.10%	3.50%	2.42%
Centro Sur	1517	1523	1557	1581	1598	1658	1691	1723	2028	1.30%	2.05%	1.78%
Oriente	2237	2246	2268	2325	2369	2429	2466	2530	2925	0.68%	2.22%	1.71%
Sureste	2403	2483	2583	2642	2723	2784	2808	2835	3319	3.68%	1.88%	1.69%
Valle de México Norte	2276	2385	2421	2473	2521	2568	2615	2652	3081	3.13%	1.84%	1.62%
Valle de México Centro	1619	1578	1655	1735	1686	1744	1812	1854	2249	1.11%	2.29%	2.06%
Valle de México Sur	2335	2282	2327	2375	2499	2539	2538	2580	3068	-0.17%	2.08%	1.86%
Bajío	4221	4297	4468	4667	4862	4973	5102	5236	6388	2.89%	3.22%	2.41%
Golfo Centro	1752	1724	1821	1937	2026	2103	2170	2264	3106	1.98%	4.44%	3.62%
Centro Oriente	2105	1986	2049	2087	2125	2161	2234	2272	2643	-1.32%	2.08%	1.71%
Peninsular	2250	2430	2621	2787	2907	3006	3155	3267	4231	7.92%	4.51%	3.24%
Jalisco	2708	2783	2899	3042	3120	3222	3272	3298	3924	3.45%	2.61%	2.04%
Total	45 739	46 491	48 205	49 997	51 469	52 798	54 020	55 216	66 954	2.66%	2.75%	2.21%

Nota: 1/ Información real demanda máximas mensuales a enero-agosto de 2022 (MWh/h), estimado septiembre-diciembre de 2022.

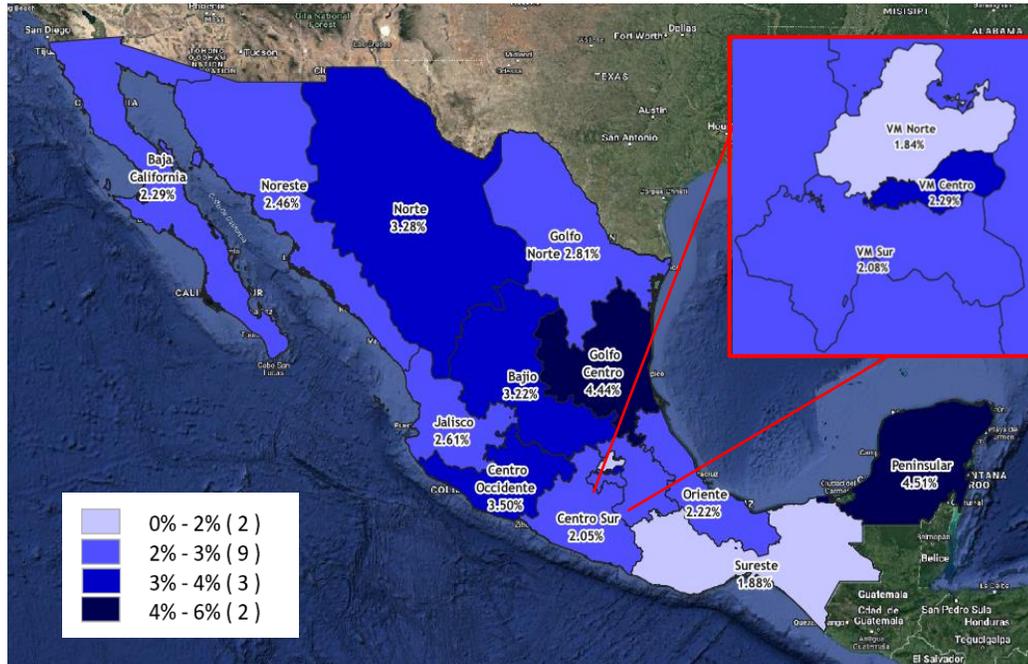
Fuente CENACE: PDS, Escenario de Planeación, 2023-2037-2043

En lo que respecta al período de corto plazo: 2023-2027, las Divisiones de Distribución Peninsular y Golfo Centro presentarían la mayor tasa de crecimiento con el 4.51% y 4.44%, respectivamente. Las Divisiones Bajío, Norte y Centro Occidente, presentarían un crecimiento entre 3.22% y 3.50%. En las Divisiones Centro Sur, Centro Oriente, Valle de México Sur, Oriente, Valle de México Centro, Baja California, Noroeste y Jalisco, se espera un crecimiento entre el 2.05% y el 2.81%, y en las Divisiones: Valle de México Norte y Sureste éste será entre 1.84 % y 1.88 %.

Para el período de largo plazo: 2023-2037, las Divisiones Golfo Centro y Peninsular presentan una tasa de 3.62 % y 3.24 % respectivamente, siete Divisiones: Jalisco, Valle de México Centro, Noroeste, Norte, Golfo Norte, Bajío y Centro Occidente, presentan una tasa entre 2.04 % y 2.42 % y en siete Divisiones: Valle de México Norte, Sureste, Oriente, Centro Oriente, Centro Sur, Valle de México Sur y Baja California, la tasa se encuentra entre 1.62 % y 1.94 %.

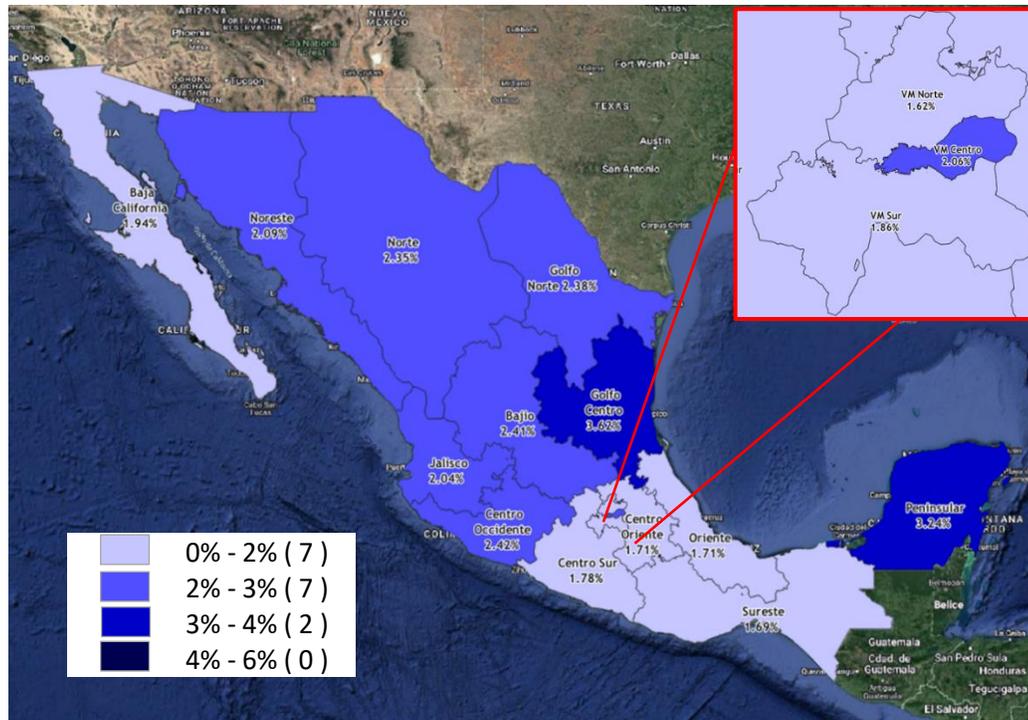
La Figura IV.1 muestra la distribución geográfica, por División de Distribución, de la tendencia de crecimiento de la demanda máxima en el corto plazo: 2023-2027, mientras que en la Figura IV.2 se

muestra dicha distribución a largo plazo: 2023-2037. Como se observa, el mayor crecimiento se concentra en la península de Yucatán, así como en el norte del País.



Fuente CENACE: PDS Escenario de planeación 2023-2037

Figura IV.1 Distribución de la tendencia de crecimiento a corto plazo (5 años) de la demanda máxima de las RGD en las 16 Divisiones de la CFE Distribución.



Fuente CENACE: PDS Escenario de planeación 2023-2037

Figura IV.2 Distribución de la tendencia de crecimiento a largo plazo (15 años) de la demanda máxima de las RGD en las 16 Divisiones de la CFE Distribución.

4.2 Criterios para la ampliación y modernización de la infraestructura de medición.

La Tabla IV.2 muestra las funciones y las características de los diferentes tipos de medidores utilizados en CFE Distribución.

Tabla IV.2 Tipos de medidor de energía eléctrica utilizados en la CFE Distribución tipo Socket, Gabinete, Electromecánico y Electrónico.

Funciones y características	Electromecánico	Electrónico de autogestión	Electrónico escalado	Electrónico básico	Infraestructura Avanzada de medición (AMI)
					
Operación	En sitio	Semiautomática	Automática	Semiautomática	Automática
Lectura	En sitio	En sitio	Remota	En sitio	Remota
Corte	En sitio	En sitio	Remota	En sitio	Remota
Reconexión	En sitio	En sitio	Remota	En sitio	Remota
Monitoreo del suministro	En sitio	En sitio	Remota	En sitio	Remota
Exactitud de medida	98%	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%

Medidor electromecánico: Con este tipo de medidores únicamente es posible registrar el consumo de energía kWh (energía activa); asimismo, la toma de lecturas, facturación, cortes y reconexiones, deben realizarse en sitio y de forma manual.

Medidor electrónico de autogestión: El medidor electrónico presenta mejores características que los medidores electromecánicos, los actuales miden diversos parámetros eléctricos que permiten saber el consumo de energía kWh y la demanda kW (carga instantánea), además de contar con dispositivo para corte y reconexión (autogestión), y a través de la tarjeta lectora se pueden obtener registros de fallas e intervenciones fraudulentas al equipo.

Medidor electrónico escalado: Es un desarrollo propio de CFE el cual consiste en la instalación de una tarjeta electrónica de comunicación por radiofrecuencia en el interior de un medidor electrónico descrito en el apartado anterior, con lo que se incrementa las capacidades de los medidores para lograr la comunicación remota y se opere mediante los sistemas informáticos institucionales existentes en CFE, lo cual permite automatizar la toma de lectura, realizar cortes y reconexiones, de forma remota.

Medidor electrónico básico (electrónico de bajo costo): Es un medidor similar al de autogestión, pero con funcionalidades reducidas, lo que lo hace un medidor de bajo costo, pero con las características técnicas obligatorias para cubrir las necesidades de la CFE para la facturación de los servicios, lo cual se realiza con un medidor de energía activa (kWh), clase de exactitud 0,5.

Medidor de infraestructura avanzada de medición (AMI): Este tipo de medidor cuenta con la capacidad de automatizar la toma de lectura, el corte, la reconexión, el monitoreo de fallas e intervenciones fraudulentas de forma remota, a su vez permite desarrollar esquemas de facturación en prepago, mensual, tarifas horarias y perfiles de carga, así como integración de funciones de una Red Eléctrica Inteligente. Con el fin de mejorar la Continuidad y Calidad en el servicio al cliente, disminuir pérdidas de energía eléctrica, y prepararse para implementar el concepto de red inteligente en distribución en el área de la medición.

Dado que los medidores electromecánicos ya no se fabrican, una vez que estos medidores se dañan, dejan de ejecutar su operación normal o no cumplen el criterio de uso final (Tabla IV.3), es necesario la instalación o reemplazo por medidores electrónicos adecuados al uso final del servicio.

Tabla IV.3 Criterios para el uso de medidores.

Tipo de medidor	Utilización
Electromecánico	<ul style="list-style-type: none"> • Tarifas residenciales de bajo consumo (menor que 150 kWh al mes) • Servicios en comunidades rurales (menores a 2 500 habitantes)
Electrónico de autogestión	<ul style="list-style-type: none"> • 100% de tarifa 02 • Tarifas residenciales de medio y alto consumo (500 kWh al mes o más) • Tarifa de bombeo y riego agrícola
Electrónico escalados	<ul style="list-style-type: none"> • Colonias populares con pérdidas y/o cartera vencida alta • Nuevos fraccionamientos de medio y alto consumo • Centros comerciales
Electrónico Básico	<ul style="list-style-type: none"> • Servicios en comunidades semiurbanas o rurales • Tarifas residenciales de bajo consumo
Infraestructura Avanzada de Medición (AMI)	<ul style="list-style-type: none"> • Colonias residenciales con pérdidas de energía altas • Fraccionamientos residenciales y alto consumo (500 kWh al mes o más) • Todos los servicios en media tensión (siempre y cuando sea factible la comunicación y mayores a 100 kW de demanda)

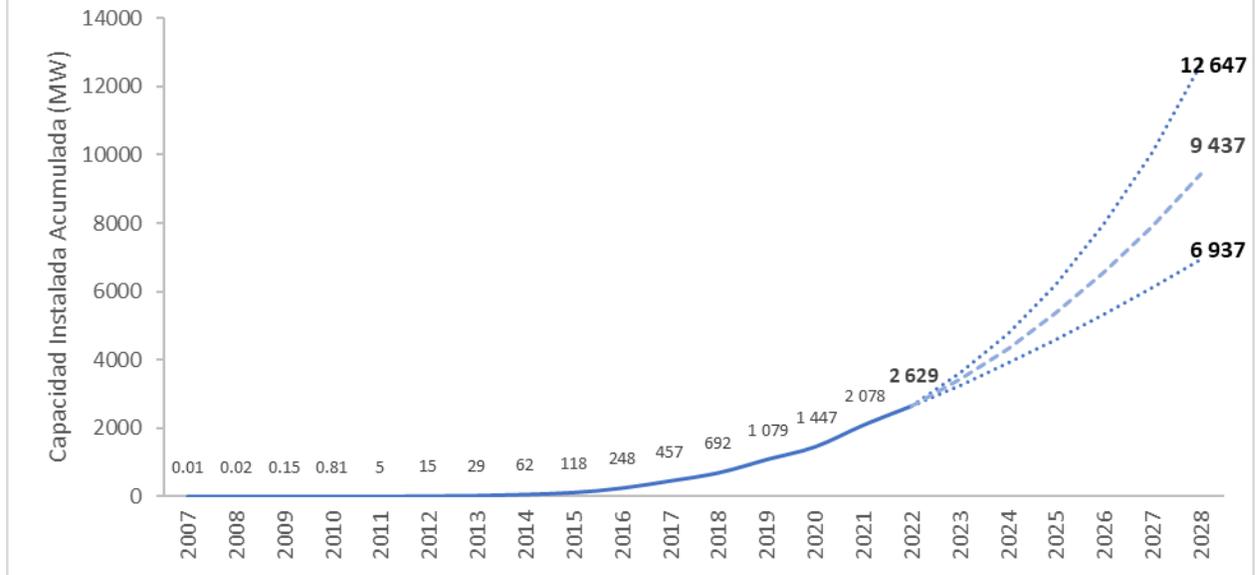
Fuente: CFE Distribución

4.3 Pronósticos de Generación Distribuida.

De acuerdo con el Manual de Interconexión de Centrales de generación con capacidad menor a 0.5 MW, en los programas de ampliación y modernización debe considerarse la capacidad agregada de Centrales Eléctricas interconectadas y su tendencia de crecimiento, con base en los datos históricos de solicitudes de interconexión recibidas, la disponibilidad de los recursos primarios, la tendencia de los costos de Generación Distribuida y los precios de las diferentes fuentes de electricidad.

Las tecnologías fotovoltaicas crecen de manera dinámica desde el año 2007, para el segundo semestre de 2022, la capacidad instalada en generación limpia distribuida creció a un valor de 2629 MW, con un porcentaje de 99.5% de generación fotovoltaica. La Figura IV.3 muestra la tendencia actual y la evolución estimada de la capacidad instalada en centrales menores a 500 kW; para el año 2028 se espera una capacidad instalada de 9437 MW, de acuerdo con un modelo de crecimiento polinómico

Evolución estimada de la Capacidad Instalada de Generación Distribuida 2007-2028



Fuente: CFE, Plataforma informática en materia de Generación Distribuida

Figura IV.3 Evolución estimada de la Capacidad Instalada de Generación Distribuida 2007-2028

4.4 Supuestos económicos.

El objetivo del análisis económico de los programas y proyectos de inversión (PPI) es determinar su rentabilidad económica y beneficios netos, con el fin de seleccionar las opciones de inversión que minimicen el costo en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica para la empresa y para la sociedad.

En la evaluación se requiere determinar los costos y beneficios a través de la vida útil de los PPI utilizando la tasa de descuento autorizada y tomando la decisión con base en los indicadores de rentabilidad establecidos, y se utilizan supuestos razonables, determinados por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), la Secretaría de Energía (SENER), la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y el Corporativo de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

4.4.1 Vida útil de los proyectos.

Para evaluar los PPI de infraestructura eléctrica se considera una vida útil de 30 años, durante la cual es posible obtener beneficios de los proyectos.

4.4.2 Tasa de descuento.

La tasa de descuento anual real aprobada por la Dirección Corporativa de Finanzas de CFE, es de 12.15 %, que corresponde al cálculo de la estimación del costo promedio ponderado de capital de la CFE y sus EPS.

4.4.3 Costos.

Los nuevos proyectos de distribución que se adicionarán al Sistema Eléctrico Nacional no son autónomos, por el contrario, compartirán con el sistema eléctrico existente la distribución de los flujos de potencia. Por esta razón además de los costos de inversión, operación y mantenimiento relativos al nuevo proyecto, se deben considerar los costos incrementales asociados a la infraestructura existente.

Costo de inversión: Son los asociados a la inversión en infraestructura eléctrica, considerando precios de mercado, más un porcentaje de costos indirectos por la ejecución de la obra.

La base de precios para costear los proyectos de inversión en distribución es el Catálogo de Precios (CATPRE), integrados de forma modular o específica, de acuerdo con las necesidades de cada proyecto.

Costos de operación y mantenimiento: Se derivan de los recursos humanos y materiales necesarios para operar y mantener en buen estado las instalaciones y se estima el 1% anual del costo de la inversión de los proyectos.

4.4.4 Beneficios.

Son los beneficios económicos asociados al proyecto y se calculan con modelos electrotécnicos que permiten simular la operación del sistema con y sin el proyecto. Se constituyen con las ventas por energía incremental y beneficios operativos que a continuación se describen.

Beneficios por energía incremental: Refleja el valor de la energía adicional que puede ser suministrada por la entrada en operación de las obras incluidas en un proyecto, y que está por encima de la demanda de saturación del sistema existente actual sin falla, su valoración corresponde al precio medio de la tarifa regulada.

Se calcula como: (energía incremental asociada a las obras incluidas en el proyecto) x (precio medio de la tarifa regulada).

Dónde: la energía incremental es igual a (demanda incremental) x (duración en horas) x (factor de carga).

Beneficios operativos: Representan el ahorro por pérdidas técnicas que presenta el proyecto, los cuales son valorizados por el costo que representa para CFE Distribución, disminuir pérdidas de energía y de potencia.

Se obtienen de la simulación de los flujos de potencia del sistema eléctrico con y sin el proyecto, se refiere a las pérdidas eléctricas en energía que dejarán de consumirse y por tanto de generarse a causa de la entrada en operación del nuevo proyecto.

Se determinan como: (beneficio por pérdidas de potencia, referidas a demanda máxima, asociado a las obras incluidas en el proyecto x factor de carga del área de influencia x horas del año x precio marginal local promedio de la Zona), y para los años subsecuentes, este beneficio permanece constante durante el periodo de evaluación del proyecto.

Beneficio por energía no servida en falla (BENS): Es la energía que no es posible suministrar cuando ocurre la salida forzada de un elemento del sistema de distribución. Se calcula como: (corte de carga asociado a la falla) x (tiempo que el elemento estará fuera de operación) x (valor de la energía no suministrada).

El valor de la energía no suministrada (VENS) se define en 2600 dólares por Mega Watt hora (USD/MWh), de acuerdo con el Artículo Uno, inciso (b) de la Política de Confiabilidad publicada por la Secretaría de Energía, en el DOF del 28.II.2017.

Beneficios anuales y totales en el horizonte de evaluación: La evaluación económica del proyecto, bajo el rubro de beneficios reporta los ingresos que de cumplirse los supuestos generaría el proyecto por concepto de energía incremental, energía no servida en falla y operativos, a los cuales después de descontar los costos de operación resultan en un valor presente estimado al año de la primera inversión.

4.4.5 Indicadores de rentabilidad.

A continuación, se presentan los indicadores económicos empleados en la evaluación económica de los proyectos.

Relación Beneficio/Costo (B/C): Es una relación a-dimensional y se obtiene de la siguiente manera:

$B/C = (\text{total de beneficios-costos de operación a valor presente}) / \text{inversión total} = \text{RNO/costo de inversión a valor presente}$

Tasa interna de retorno (TIR): Representa la tasa de interés que, aplicada al vector de flujo neto, iguala los beneficios con los costos, resulta en un valor presente igual a cero. En otras palabras, indica la tasa de interés de oportunidad para la cual el proyecto apenas será rentable.

Valor presente neto (VPN): Es el importe actualizado de los beneficios y costos a los cuales se aplica una tasa de descuento que refleje el costo de oportunidad del capital involucrado en el proyecto. Representa el rendimiento obtenido a lo largo de su vida útil. Se calcula al año de primera erogación de acuerdo con los lineamientos de la SHCP.

De acuerdo con las “Reglas de Operación de los Lineamientos para la Planeación, Evaluación, Aprobación, Financiamiento y Seguimiento de los Proyectos y Programas de Inversión de la Comisión Federal de Electricidad, sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su Caso, Empresas Filiales”, son consideradas como indicadores de rentabilidad: TIR, CAE, VPN, TRI y B/C

4.4.6 Variables macroeconómicas del proyecto.

Los proyectos de infraestructura eléctrica se evalúan técnica y económicamente, considerando los beneficios involucrados en cada proyecto: (1) beneficio por demanda incremental, si el proyecto es necesario para la conexión de nuevos servicios de Suministro Eléctrico; (2) beneficio por energía no suministrada en falla, si el proyecto contribuye a mejorar la confiabilidad de las RGD, (3) beneficio por ahorros operativos, si el proyecto contribuye a reducir pérdidas técnicas de energía eléctrica, y (4) beneficio por recuperación de ventas, si el proyectos contribuye a evitar pérdidas no técnicas de energía.

La Tabla IV.4 las variables utilizadas para la evaluación de los proyectos de distribución.

Tabla IV.4 Variables utilizadas para llevar a cabo las evaluaciones económicas de los proyectos.

Divisiones de Distribución	Ingreso promedio por kWh (PMT _D) (\$/kWh) ¹	Precio Marginal Local (PML _D) Promedio [\$/kWh] ²	Paridad pesos / dólar ³	Tasa de descuento % anual ⁴	Precio medio de la energía no servida \$ / kWh ⁵
Baja California	0.82	1.64	20.95	12.15%	54.68
Noroeste	0.87	0.74			
Norte	1.39	0.81			
Golfo Norte	0.83	0.81			

Divisiones de Distribución	Ingreso promedio por kWh (PMT _D) (\$/kWh) ^{/1}	Precio Marginal Local (PML _D) Promedio [\$/kWh] ^{/2}	Paridad pesos / dólar ^{/3}	Tasa de descuento % anual ^{/4}	Precio medio de la energía no servida \$ / kWh ^{/5}
Centro Occidente	1.50	0.96			
Centro Sur	1.58	1.03			
Oriente	1.53	1.00			
Sureste	1.33	1.07			
Valle de México Norte	0.94	0.99			
Valle de México Centro	0.74	1.00			
Valle de México Sur	0.91	1.01			
Bajío	1.12	0.94			
Golfo Centro	1.15	0.90			
Centro Oriente	1.40	1.01			
Peninsular	1.04	1.29			
Jalisco	1.60	0.94			
Nacional	1.17	1.01			

Notas:

/1 Este monto se obtiene de dividir los ingresos anuales entre la energía suministrada por cada una de las Divisiones.

/2 Este monto se obtiene como el promedio anual de los PML registrado en los NodosP de cada una de las Divisiones.

/3 Se obtiene a partir de las variables macroeconómicas del ejercicio fiscal 2022.

/4 Corresponde al cálculo de la estimación del costo promedio ponderado de capital de la CFE y sus EPS emitido por la Dirección Corporativa de Finanzas de CFE el 30 de marzo de 2022.

/5 Se obtiene a partir de valor en dólares publicado por la SENER en la Política de Confiabilidad y la paridad peso-dólar.

4.5 Indicadores de desempeño.

En el diagnóstico de las RGD se utiliza el resultado de los indicadores de desempeño de las RGD del año n-1, en materia de Confiabilidad, Calidad y eficiencia, considerando los criterios de desempeño que establecen las *Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Acceso Abierto y Prestación de los Servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica* publicada en el Diario Oficial de la Federación el 16 de febrero de 2016, en la Resolución Núm. RES/948/2015. La Tabla IV.5 resume los indicadores utilizados y sus límites de aceptación.

Asimismo, se utilizan los criterios de variación de la tensión que establece el *Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional, anexo al Código de Red* publicado en el Diario Oficial de la Federación el 31 de diciembre de 2021, en la Resolución Núm. RES/550/2021.

Para evaluar la eficiencia operativa de las RGD se utilizan los límites aceptables de pérdidas técnicas y no técnicas indicados en los considerandos cuadragésimo segundo y cuadragésimo tercero del Acuerdo CRE No. A/074/2015, del 5% para ambos casos.

La confiabilidad de los circuitos eléctricos de media tensión se evalúan con el SAIDI_D, SAIFI_D y CAIDI_D; mientras que la calidad de la potencia eléctrica con el grado de cumplimiento de las variaciones de tensión en los nodos de calidad de las subestaciones eléctricas y del factor de potencia promedio en circuitos eléctricos de media tensión.

Tabla IV.5 Indicadores operativos de las RGD.

criterio	Indicador	Descripción	Límites	Cumplimiento
Confiabilidad	SAIDI _D	Índice de la duración anual promedio de las interrupciones en Distribución.	≤ 50 minutos	Anual
	SAIFI _D	Índice de la Frecuencia promedio anual de las interrupciones en Distribución por usuario final.	≤ 0.94 interrupciones	Anual
	CAIDI _D	Índice de duración promedio anual de las interrupciones por usuario en distribución.	≤ 53 minutos	Anual
Calidad de la potencia de la energía eléctrica	Variaciones de tensión en MT	Límites de variación de tensión en las barras de media tensión de subestaciones (porcentaje de cumplimiento por nodo de calidad)	(-5 %, +5 %) de la tensión nominal.	90%
	Factor de potencia	Compensación de potencia Reactiva (Promedio mensual medido a intervalos de 10 min)	≥ 0.95 promedio mensual por circuito.	80% circuitos con medición digital.
Pérdidas de energía eléctrica	Pérdidas técnicas	Porcentaje de Pérdidas técnicas.	< 5 % respecto a la energía recibida en la División de Distribución.	Anual
	Pérdidas no técnicas	Porcentaje de no Pérdidas técnicas.	< 5 % respecto a la energía recibida en la División de Distribución.	Anual

Fuente: Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional y Manual Regulatorio de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional, anexo al Código de Red en la Resolución CRE Núm. RES/550/2021

V. Diagnóstico de las Redes Generales de Distribución.

Este Capítulo muestra los resultados del diagnóstico efectuado a las Redes Generales de Distribución (RGD) de la CFE Distribución, al cierre de 2022.

El propósito es fundamentar, con base en el resultado de los indicadores de confiabilidad, calidad de la potencia eléctrica, eficiencia observados al cierre del año 2022, la necesidad de los proyectos de ampliación y modernización para el periodo 2023-2037, mediante la identificación de áreas de oportunidad que permitan cumplir los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad de las RGD que establece el Art. 14 de la LIE, los cuales se evalúan con el seguimiento anual de los indicadores operativos (véase Tabla IV.5).

Para su análisis, los diferentes segmentos de las RGD se clasifican en los siguientes componentes principales: (1) subestaciones eléctricas de transformación de alta a media tensión, (2) circuitos de media tensión, (3) transformadores de servicio de media a baja tensión, (4) red de baja tensión y (5) acometidas y medidores, los cuales se ilustran en la Figura V.1.

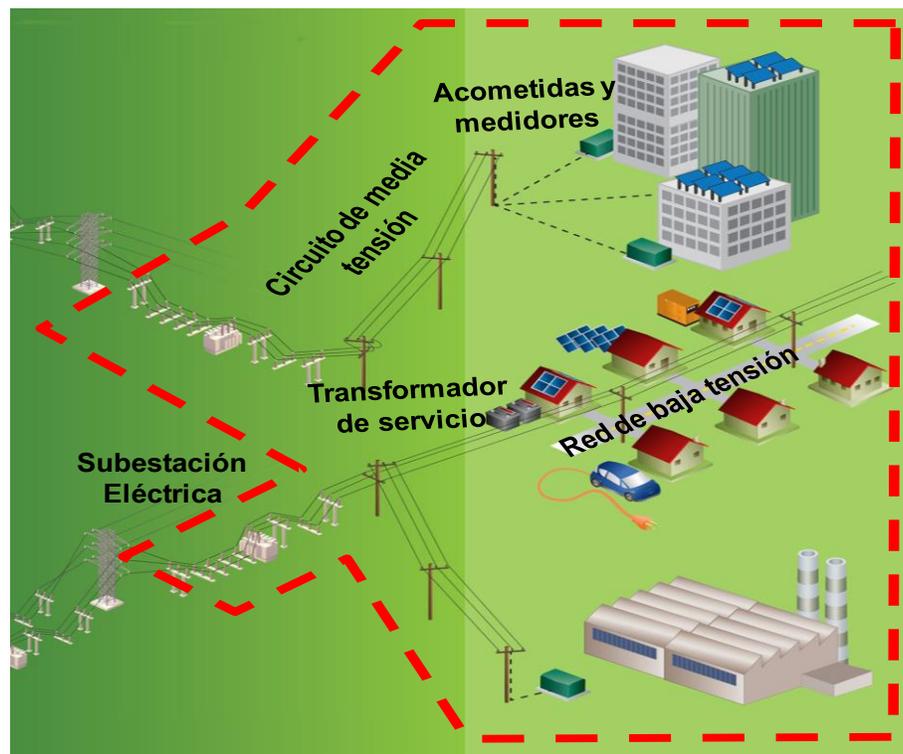


Figura V.1 Componentes principales de las RGD.

5.1 Confiabilidad.

La Tabla V.1 muestra los indicadores de Confiabilidad: SAIDI_D, SAIFI_D y CAIDI_D, observados a diciembre de 2022 en las 16 Divisiones de la EPS CFE Distribución, así como su evolución respecto al año anterior, utilizando una comparación lineal.

Tabla V.1 Indicadores de Confiabilidad en las 16 Divisiones de la EPS CFE Distribución.

División	SAIDI _D [minutos/usuario]			SAIFI _D [interrupciones/usuario]			CAIDI _D [minutos/interrupción]		
	2021	2022	Evolución	2021	2022	Evolución	2021	2022	Evolución
Baja California	20.35	20.09	1.3%	0.54	0.53	0.6%	38.08	37.74	0.9%
Noroeste	20.82	18.02	13.4%	0.47	0.42	9.2%	44.70	42.56	4.8%
Norte	16.70	16.37	2.0%	0.40	0.38	4.2%	41.68	42.66	-2.4%
Golfo Norte	17.87	17.80	0.4%	0.37	0.36	2.7%	48.59	49.78	-2.4%
Centro Occidente	15.55	15.49	0.4%	0.30	0.30	1.3%	51.11	51.55	-0.9%
Centro Sur	19.15	18.55	3.1%	0.50	0.48	3.6%	38.72	38.88	-0.4%
Oriente	16.21	15.68	3.3%	0.27	0.23	14.8%	59.72	67.94	-13.8%
Sureste	47.52	42.10	11.4%	0.62	0.63	-0.6%	76.49	67.35	12.0%
Valle de México Norte	22.60	20.46	9.5%	0.63	0.57	10.3%	35.63	35.96	-0.9%
Valle de México Centro	13.71	12.73	7.1%	0.43	0.40	7.0%	32.02	31.96	0.2%
Valle de México Sur	18.88	17.66	6.5%	0.49	0.50	-2.7%	38.55	35.07	9.0%
Bajío	18.00	17.04	5.3%	0.33	0.32	1.8%	55.06	53.09	3.6%
Golfo Centro	27.34	25.01	8.5%	0.42	0.41	2.9%	65.62	61.83	5.8%
Centro Oriente	12.74	11.06	13.2%	0.29	0.27	8.5%	43.49	41.19	5.3%
Peninsular	14.91	14.63	1.9%	0.42	0.42	1.4%	35.35	35.15	0.6%
Jalisco	19.41	18.32	5.6%	0.43	0.41	5.1%	44.74	44.45	0.7%
Nacional	20.63	19.25	6.7%	0.43	0.41	4.0%	48.16	46.84	2.8%

Fuente: CFE Distribución, SIAD

5.1.1 Índice de la duración promedio de las interrupciones del sistema (SAIDI_D).

El indicador SAIDI_D mide la duración promedio esperada por los usuarios conectados a las RGD para el restablecimiento del servicio eléctrico en cada una de las interrupciones ocurridas en el año. La Tabla IV.5 muestra que la duración máxima promedio aceptable en las interrupciones a los usuarios del sistema es de 50 minutos por usuario por interrupción.

El SAIDI_D, a nivel Nacional, cumplió, en 2022, con este criterio de confiabilidad, y mejoró un 6.7% (1.38 minutos) respecto al año anterior. Asimismo, 16 Divisiones cumplieron con este criterio y a su vez presentaron mejoras en el indicador SAIDI_D, respecto al año anterior.

La Figura V.2 muestra la distribución geográfica del comportamiento en el indicador SAIDI_D, a nivel Nacional. El sureste es la región con una mayor duración en las interrupciones al Suministro Eléctrico en las RGD.

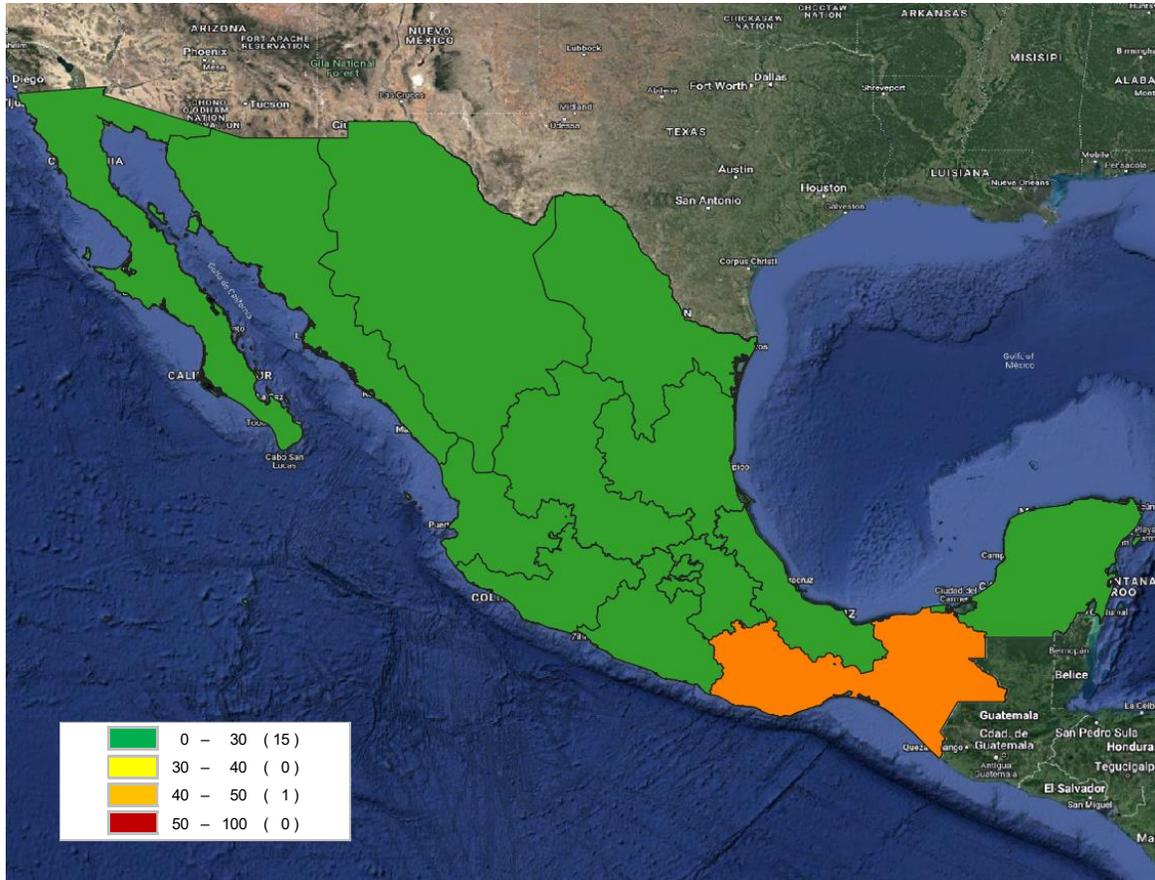


Figura V.2. Cumplimiento del indicador SAIDI_D por División de Distribución.

5.1.2 Índice de la frecuencia promedio de las interrupciones del sistema (SAIFI_D).

El indicador SAIFI_D mide el número esperado, en promedio, de las interrupciones al Suministro Eléctrico, por los usuarios conectados a las RGD. La Tabla IV.5 muestra que la frecuencia máxima promedio aceptable en las interrupciones a los usuarios del sistema es de 0.94 interrupciones por usuario al año.

El SAIFI_D, a nivel Nacional, cumplió, en 2022, con el criterio de Confiabilidad y mejoró un 4% (0.02 interrupciones por usuario) respecto al año anterior. Asimismo, todas las Divisiones cumplieron este criterio. Por otro lado, en 14 de las Divisiones se tuvo una mejora en el indicador SAIFI_D respecto al año anterior, con excepción de las divisiones Sureste y Valle de México Sur.

La Figura V.3 muestra la distribución geográfica del comportamiento en el indicador SAIFI_D, a nivel Nacional. Como se observa todas las Divisiones cumplen el indicador.

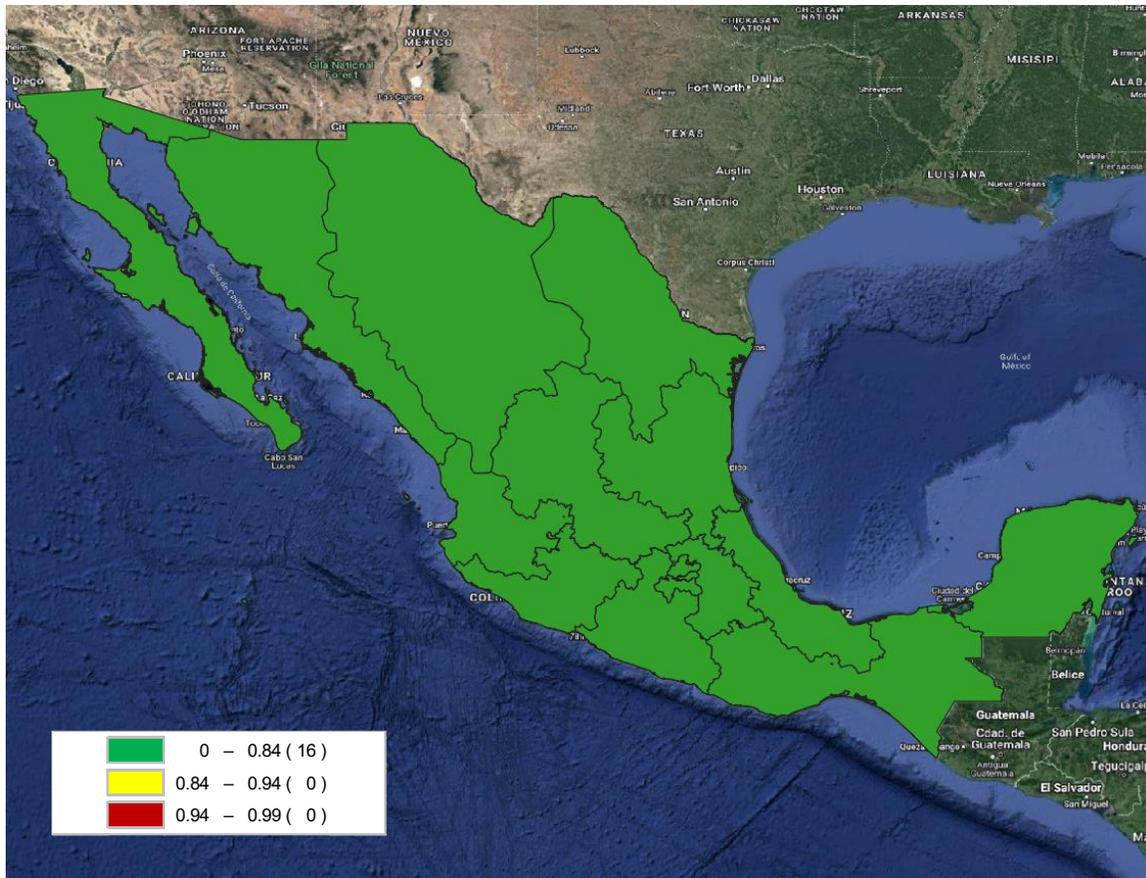


Figura V.3 Cumplimiento del indicador SAIID por División de Distribución.

5.1.3 Índice de la duración promedio de las interrupciones en los usuarios afectados (CAIDI_D).

El indicador CAIDI_D mide el tiempo promedio de espera en el restablecimiento del Suministro Eléctrico a los usuarios afectados por las interrupciones ocurridas en las RGD, en el año. La Tabla IV.5 muestra que la duración máxima promedio aceptable en las interrupciones a los usuarios del sistema es de 53 minutos por interrupción.

Con relación al indicador CAIDI_D, las Divisiones de Distribución Oriente, Sureste, Golfo Centro y Bajío exceden el límite de aceptación indicados en la Tabla IV.5; el resto cumple el indicador. El promedio general es de 46.84 min, con rango entre 31.96 y 67.94 min.

La Figura V.4 muestran la distribución geográfica del indicador CAIDI_D en las 16 Divisiones de Distribución. En el Golfo de México, Sureste y Centro Oriente del país se excede la duración del tiempo promedio de espera para el restablecimiento de las interrupciones al Suministro Eléctrico en las RGD de acuerdo con los criterios de Confiabilidad establecidos.

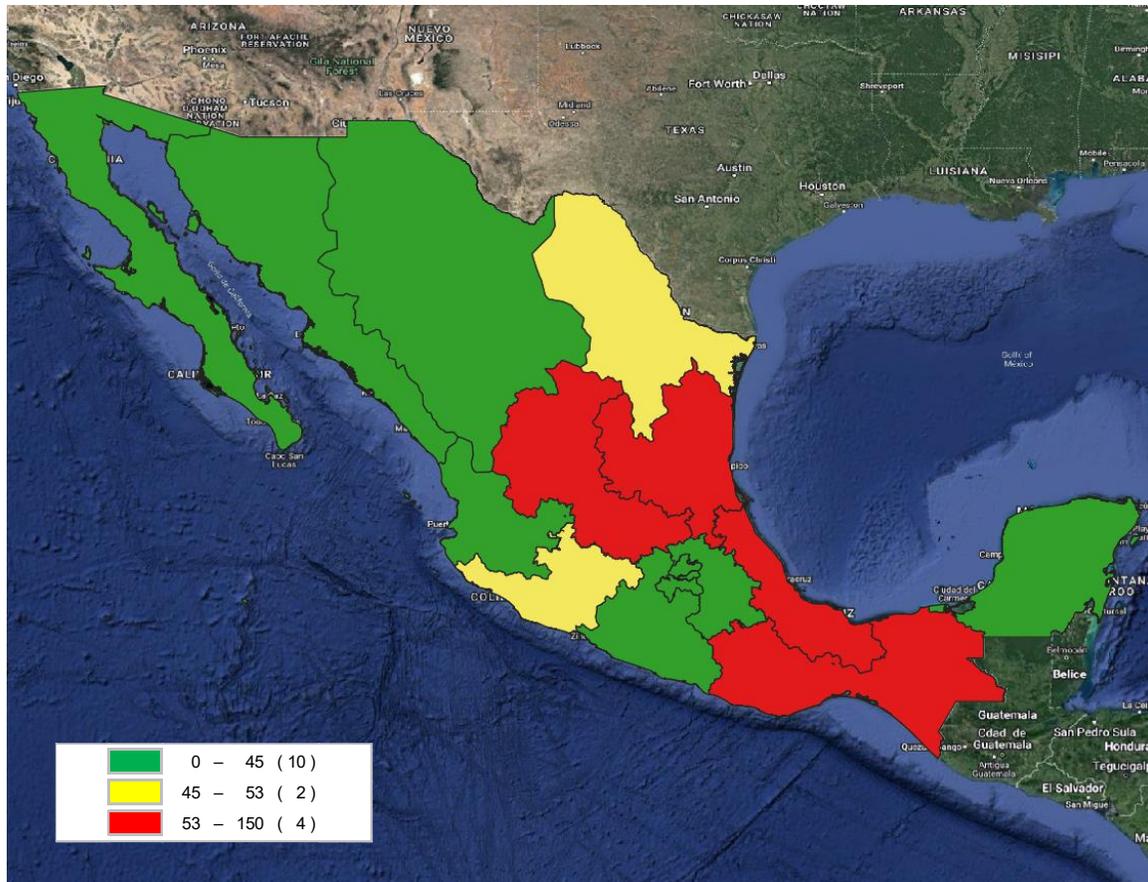


Figura V.4 Cumplimiento del indicador CAIDI_D por División de Distribución.

5.2 Calidad de la potencia eléctrica.

Los criterios de Calidad de la potencia eléctrica evalúan dos aspectos diferentes de la distribución de la energía eléctrica. El primero, orientado directamente hacia el Distribuidor, mide la magnitud de la tensión suministrada a las RGD. El segundo, orientado hacia los usuarios de la energía eléctrica, evalúa el efecto combinado del aprovechamiento de la energía distribuida que se hace a través de sus cargas y Centrales de generación, medido como la proporción de la energía utilizada para producir trabajo.

La Tabla V.2 muestra los indicadores de Calidad de la potencia eléctrica que se utilizan para medir estos dos aspectos: para el primer caso se utiliza el indicador de variaciones de tensión y en el segundo caso, el indicador factor de potencia. La tabla muestra los resultados observados en ambos indicadores, en las 16 Divisiones de la EPS CFE Distribución, a diciembre de 2022, así como su evolución respecto al año anterior.

Tabla V.2 Indicadores de Calidad en nodos de media tensión de las subestaciones de distribución de las 16 Divisiones de la EPS CFE Distribución.

División	Cumplimiento de variaciones de tensión [%]			Cumplimiento con el Factor de Potencia [%]		
	2021	2022	Evolución	2021	2022	Evolución
Baja California	100.00	98.53	-1.5%	89.35	91.45	2.4%
Noroeste	99.46	99.46	0.0%	88.86	92.89	4.5%
Norte	100.00	100.00	0.0%	86.27	87.45	1.4%
Golfo Norte	100.00	100.00	0.0%	88.17	87.45	-0.8%
Centro Occidente	100.00	100.00	0.0%	96.43	97.25	0.9%
Centro Sur	98.50	95.49	-3.1%	94.06	94.22	0.2%
Oriente	99.20	94.83	-4.4%	89.36	88.93	-0.5%
Sureste	99.33	99.28	-0.1%	90.19	88.95	-1.4%
Valle de México Norte	98.59	98.68	0.1%	89.42	89.89	0.5%
Valle de México Centro	100.00	100.00	0.0%	82.10	82.38	0.3%
Valle de México Sur	100.00	100.00	0.0%	92.76	92.53	-0.2%
Bajío	96.35	97.02	0.7%	82.57	84.55	2.4%
Golfo Centro	100.00	100.00	0.0%	86.28	87.58	1.5%
Centro Oriente	91.59	85.00	-7.2%	87.78	84.60	-3.6%
Peninsular	98.45	99.25	0.8%	90.85	91.13	0.3%
Jalisco	100.00	99.26	-0.7%	91.30	92.45	1.3%
Mínimo	91.59	85.00	-7.2%	82.10	82.38	0.3%
Promedio	98.84	97.93	-0.9%	89.11	89.61	0.6%
Máximo	100.00	100.00	0.0%	96.43	97.25	0.9%

Fuente: CFE Distribución, Tablero PQ.

Se señalan en rojo los incumplimientos y tendencias negativas

5.2.1 Índice de variaciones de tensión.

De acuerdo con los criterios de la Tabla IV.5, el indicador de variaciones de tensión debe mantenerse entre un nivel mínimo de 5% por abajo de la tensión nominal y un máximo de 5% por arriba de la misma en, al menos, en el 90% de los nodos de media tensión de las subestaciones de distribución. Con relación al índice de variación de tensión, la División de Distribución Centro Oriente incumple el límite de aceptación mostrado en la Tabla IV.5; el resto cumple el indicador, sin embargo, a nivel Nacional hay una desmejora del 1% respecto al año anterior. La Figura V.5 muestra la distribución espacial del comportamiento del índice de variación de tensión por División de Distribución.

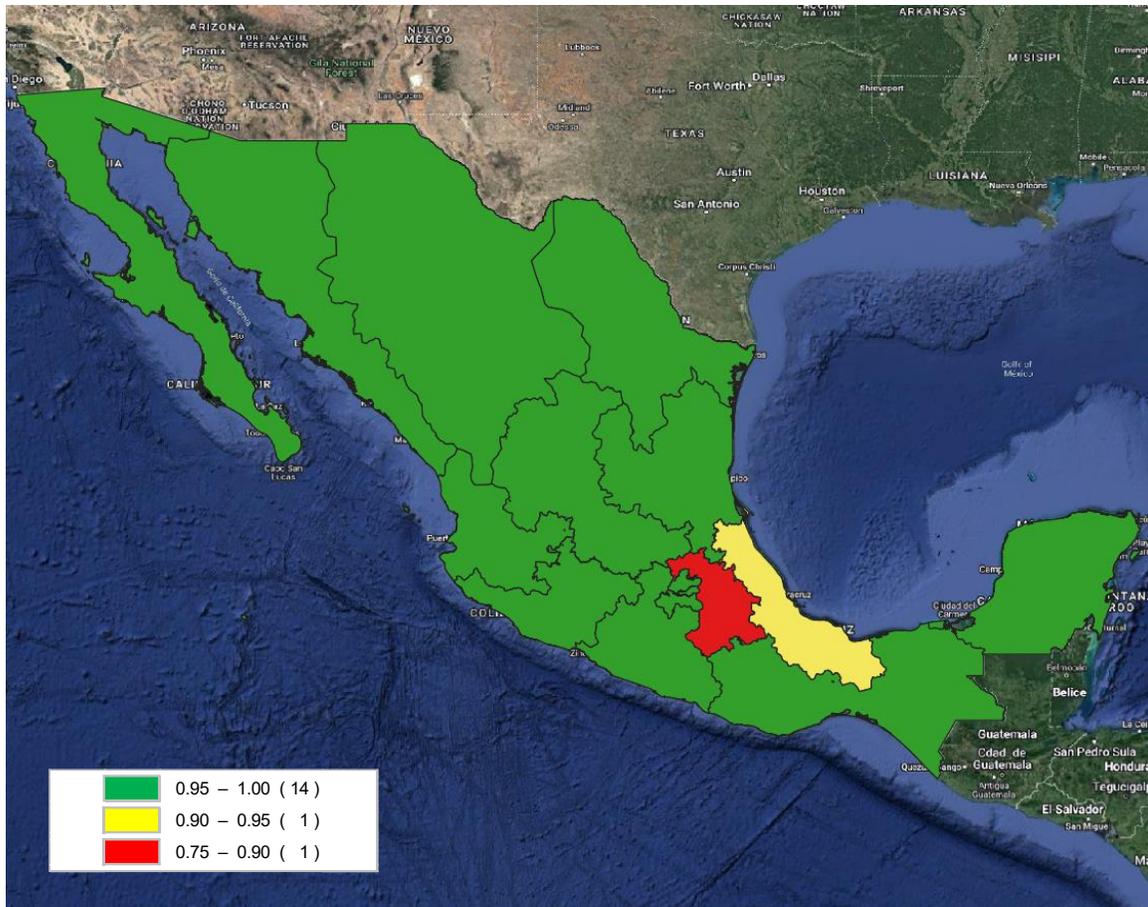


Figura V.5 Cumplimiento del indicador de variaciones de tensión por División de Distribución.

5.2.2 Índice de factor de potencia.

De acuerdo con los criterios de la Tabla IV.5, este indicador debe mantenerse en promedio en valores mayores o iguales mensual a 0.95 en, al menos, el 80% de los circuitos de media tensión que cuentan con medición digital. A nivel Nacional se cumple con este indicador, con una mejora del 0.6% respecto al año anterior. La Figura V.6 muestra la distribución espacial del comportamiento del índice de factor de potencia por División de Distribución.

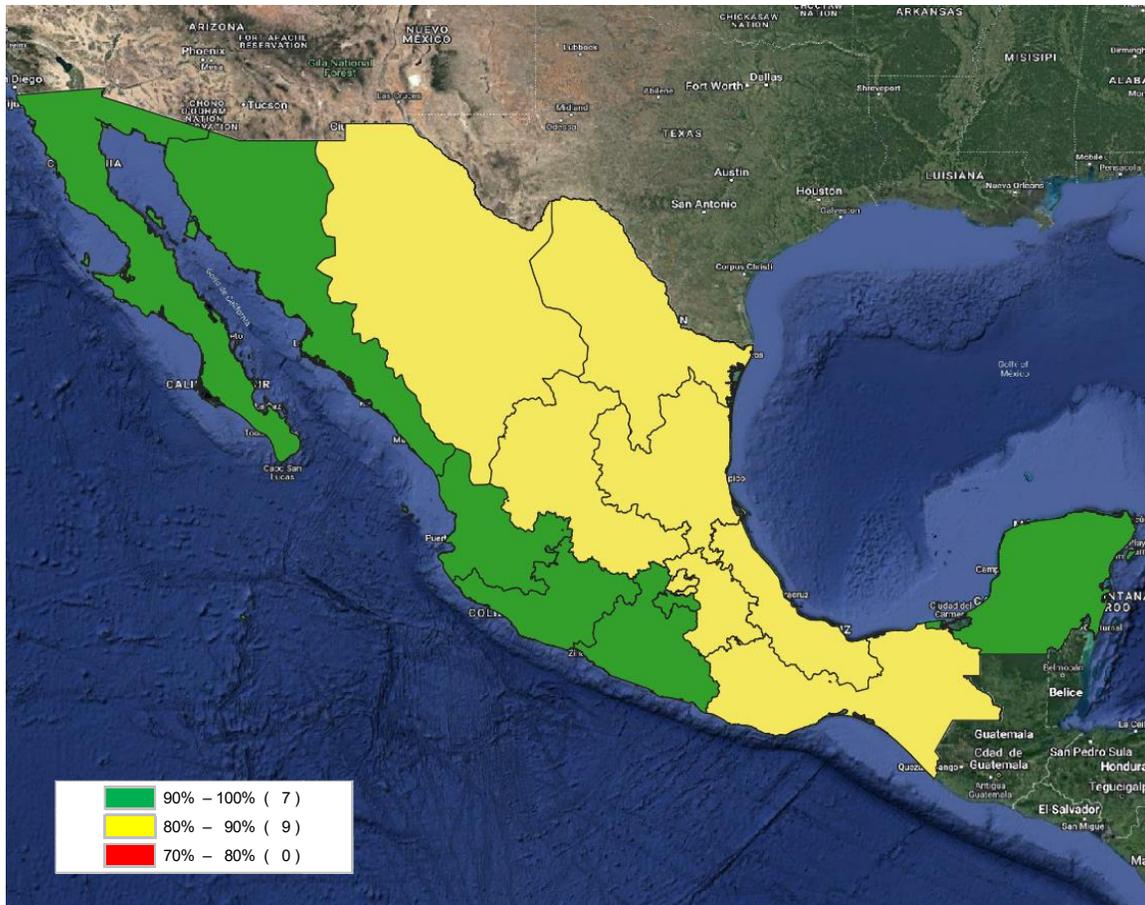


Figura V.6 Cumplimiento del factor de potencia promedio mensual por División de Distribución.

5.3 Eficiencia en la distribución de la energía eléctrica.

Los indicadores de eficiencia en la distribución de la energía eléctrica miden la relación entre la suma de la energía facturada a los Centros de Carga y la energía entregada a otras áreas, con respecto a la energía total ingresada a las RGD. La diferencia entre estas dos magnitudes establece la magnitud de las pérdidas de energía eléctrica, las cuales se clasifican para su estudio en pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

Las pérdidas técnicas son inevitables dado su origen en el fenómeno físico irreversible conocido como «efecto Joule», por el cual el paso de la corriente eléctrica a través de conductores y transformadores produce un calentamiento que se disipa al medioambiente.

Por otra parte, las pérdidas no técnicas son resultado, principalmente, del uso ilícito de la energía eléctrica y en menor medida de ineficiencias en procesos administrativos.

La CRE reconoce un valor del 5% para el porcentaje de pérdidas técnicas y un valor del 5% para el porcentaje de pérdidas no técnicas, referidos a la energía ingresada en alta tensión.

5.3.1 Balance de energía.

La Tabla V.3 muestra el balance de energía de las RGD, por División de Distribución, al cierre del año 2022. La energía total ingresada a las RGD, en 2022, ascendió a 251.125 TWh, a nivel Nacional, con un incremento de 9.027 TWh, equivalente al 3.7 % respecto a la energía ingresada en el año anterior. Asimismo, la suma de la energía facturada a usuarios, usos propios y exportación ascendió en 2022 a 217.916 TWh, con un incremento de 9.203 TWh, equivalente al 4.4 % respecto a la energía entregada en el año anterior.

El incremento en la energía ingresada y entregada en las RGD se asocia con un efecto de recuperación de las condiciones normales del uso de la energía eléctrica para llevar a cabo diversas actividades económicas, tras la contingencia epidemiológica por el nuevo virus SARS-COV2.

Al cierre de 2022 las pérdidas de energía eléctrica en la RGD disminuyeron a 33.209 TWh, que corresponden a un 0.5 % respecto al año anterior, en una magnitud de 0.176 TWh.

Tabla V.3 Balance de energía de las RGD.

Divisiones	Energía Ingresada a las RGD [TWh]			Energía entregada [TWh]			Pérdida total de energía eléctrica en las RGD [TWh]		
	2021	2022	Evolución	2021	2022	Evolución	2021	2022	Evolución
Baja California	15.959	16.785	5.2%	14.812	15.667	5.8%	1.147	1.118	-2.5%
Bajío	23.793	25.232	6.0%	21.008	22.395	6.6%	2.785	2.838	1.9%
Centro Occidente	7.440	7.659	3.0%	6.919	7.071	2.2%	0.521	0.589	13.1%
Centro Oriente	12.811	13.190	3.0%	11.331	11.756	3.8%	1.480	1.435	-3.1%
Centro Sur	8.764	8.972	2.4%	7.478	7.887	5.5%	1.286	1.086	-15.6%
Golfo Centro	8.813	9.122	3.5%	7.959	8.295	4.2%	0.853	0.827	-3.1%
Golfo Norte	32.738	35.304	7.8%	27.523	29.377	6.7%	5.215	5.927	13.7%
Jalisco	15.989	16.558	3.6%	14.100	14.675	4.1%	1.890	1.883	-0.4%
Noroeste	19.690	19.662	-0.1%	17.761	17.756	0.0%	1.928	1.906	-1.1%
Norte	21.749	22.339	2.7%	18.722	19.093	2.0%	3.027	3.246	7.3%
Oriente	11.526	11.548	0.2%	9.058	9.178	1.3%	2.468	2.370	-4.0%
Peninsular	12.645	13.520	6.9%	11.468	12.364	7.8%	1.177	1.155	-1.8%
Sureste	13.119	13.390	2.1%	10.522	10.954	4.1%	2.597	2.436	-6.2%
Valle de México Centro	10.303	10.699	3.8%	8.537	9.023	5.7%	1.766	1.676	-5.1%
Valle de México Norte	14.632	14.829	1.3%	11.835	12.324	4.1%	2.797	2.505	-10.4%
Valle de México Sur	14.185	14.393	1.5%	11.735	12.180	3.8%	2.450	2.212	-9.7%
Nacional	242.098	251.125	3.7%	208.713	217.916	4.4%	33.385	33.209	-0.5%

Fuente: CFE Distribución, SIBE. Balance de energía 2022.

Notas:

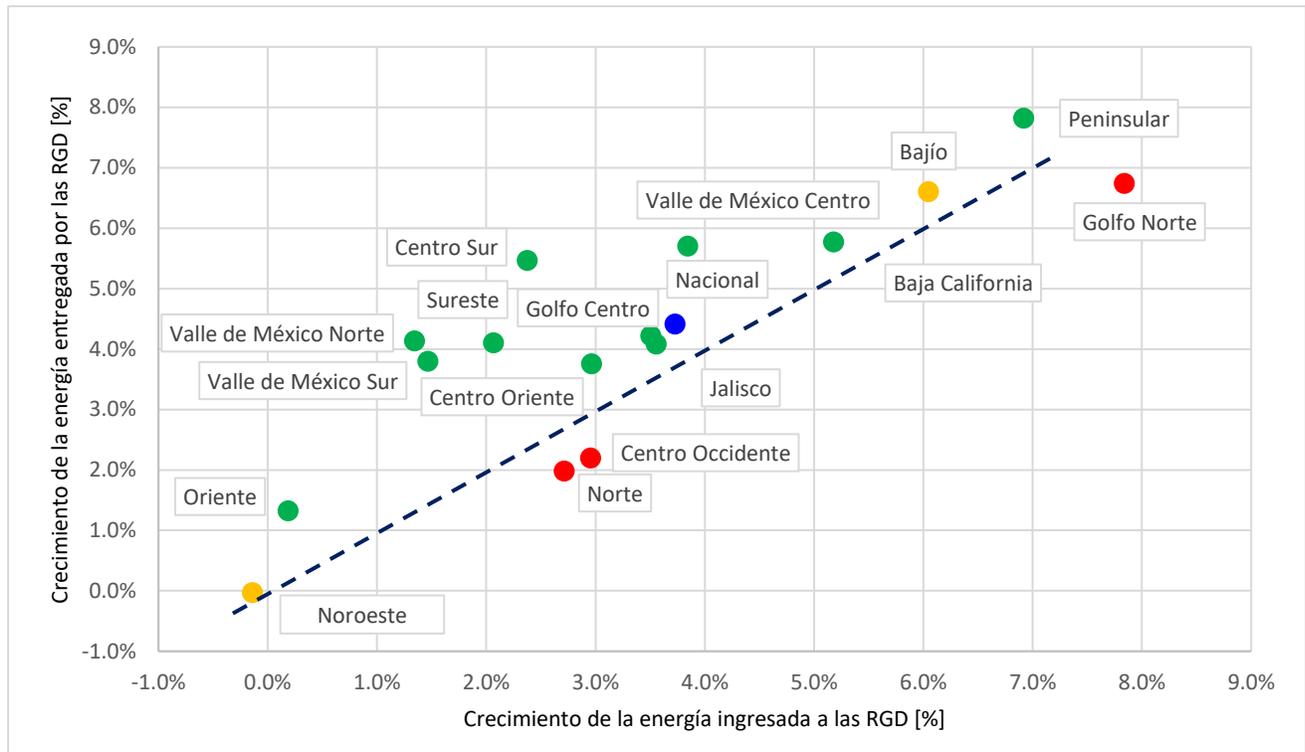
Se señalan en rojo las tendencias sin evolución positiva

/1 Las energías recibidas y entregadas del balance Nacional no consideran intercambios de energía entre Divisiones, por tanto, no son iguales a la sumatoria de las energías recibida o entregada de los balances Divisionales.

/2 La energía ingresada a las RGD no considera pérdidas de energía por efecto Joule en los elementos de transformación de alta a media tensión, dado que para el balance de energía se realizan mediciones en el secundario de estos transformadores.

A partir de los datos la Tabla V.3 se obtiene la gráfica de correspondencia entre el incremento de la energía ingresada a las RGD y la energía entregada por éstas en cada una de las Divisiones, que se muestra en la Figura V.7, en la cual se observa una correspondencia lineal entre el crecimiento de la energía entregada por las RGD, con respecto al crecimiento observado en la energía recibida por éstas.

A nivel Nacional se observa que ante un incremento del 3.7% en la energía ingresada se presentó un incremento del 4.4% en la energía entregada.

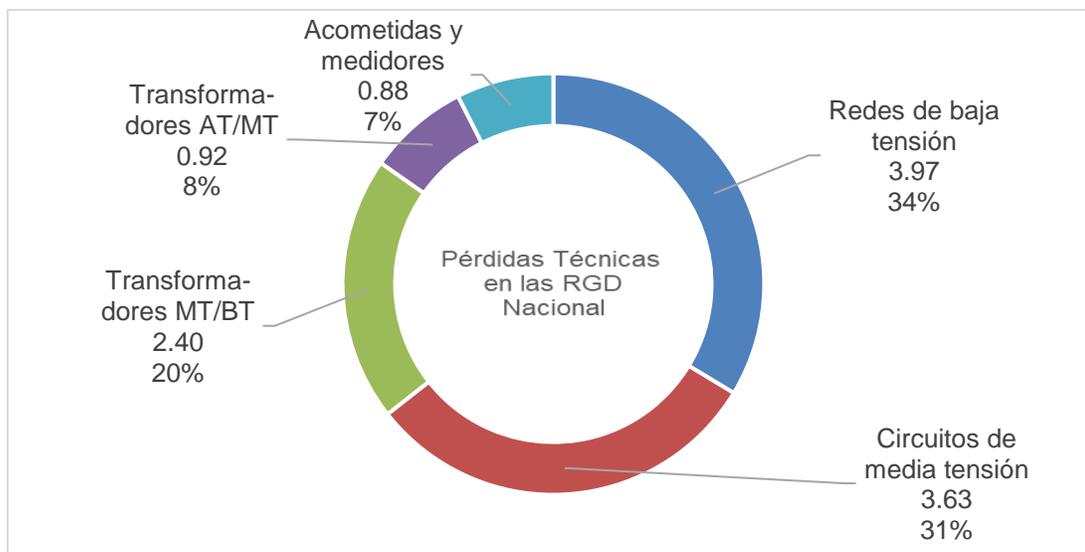


Fuente: CFE Distribución, SIBE cierre 2022.

Figura V.7 Correspondencia entre el crecimiento de las energías ingresadas y entregadas por las RGD, por División de Distribución.

5.3.2 Pérdidas técnicas.

La energía perdida por razones técnicas se determina mediante la aplicación de metodologías de simulación y muestreo, con las cuales se calcula la pérdida de energía por efecto Joule en cada uno de los componentes de las RGD; su magnitud a nivel nacional, al cierre de 2022, se muestra en la Figura V.8.



Fuente: CFE Distribución, SIPER. Datos preliminares de pérdidas técnicas 2022.

Figura V.8 Distribución nacional de pérdidas técnicas por segmento de la RGD.

El segmento con mayor pérdida técnica lo constituyen las redes de baja tensión con 3.97 TWh de energía perdida y una contribución al indicador nacional de 1.64%; seguido de circuitos de media tensión con 3.63 TWh de energía perdida y una contribución al indicador de 1.49%, y en tercer lugar por transformadores de servicio con 2.4 TWh de energía perdida y 0.99% de contribución al indicador nacional de pérdidas técnicas.

En la Tabla V.4 se muestra el resultado del cálculo pérdidas por efecto Joule en los componentes de las RGD de cada División de Distribución.

Tabla V.4 Clasificación de pérdidas técnicas por componente de las RGD (TWh/año).

División	Transformadores AT/MT [TWh]	Circuitos de media tensión [TWh]	Transformadores MT/BT [TWh]	Redes de baja tensión [TWh]	Acometidas y medidores [TWh]	Total [TWh]
Baja California	0.063	0.185	0.178	0.175	0.035	0.637
Bajío	0.116	0.467	0.167	0.433	0.085	1.269
Centro Occidente	0.030	0.101	0.093	0.150	0.048	0.422
Centro Oriente	0.045	0.176	0.125	0.223	0.065	0.634
Centro Sur	0.035	0.151	0.126	0.209	0.061	0.583
Golfo Centro	0.040	0.133	0.103	0.174	0.038	0.488
Golfo Norte	0.128	0.323	0.261	0.384	0.072	1.167
Jalisco	0.047	0.155	0.157	0.367	0.067	0.793
Noroeste	0.075	0.255	0.214	0.273	0.043	0.860
Norte	0.086	0.439	0.120	0.201	0.043	0.889
Oriente	0.043	0.272	0.133	0.272	0.061	0.781
Peninsular	0.057	0.209	0.114	0.135	0.040	0.554
Sureste	0.057	0.500	0.171	0.327	0.072	1.127
Valle de México Centro	0.027	0.057	0.120	0.172	0.039	0.415
Valle de México Norte	0.036	0.099	0.153	0.230	0.058	0.577
Valle de México Sur	0.035	0.109	0.165	0.249	0.054	0.612
Nacional	0.919	3.632	2.402	3.975	0.882	11.810

Fuente: CFE Distribución, SIPER. Datos de pérdidas técnicas 2022.

La Tabla V.5 muestra los indicadores de pérdidas técnicas y no técnicas obtenidos por División de Distribución para el cierre preliminar de 2022 y su evolución respecto al año anterior. La Figura V.9 muestra la distribución geográfica del indicador de pérdidas técnicas.

Tabla V.5 Resultados de Indicadores de pérdidas de energía comparativo 2021 vs. 2022.

División	Indicador de pérdidas técnicas [%]			Indicador de pérdidas no técnicas [%]		
	2021	2022	Evolución	2021	2022	Evolución
Baja California	3.86	3.78	-2.0%	3.33	3.19	-4.1%
Bajío	5.1	5.01	-1.8%	6.61	6.64	0.5%
Centro Occidente	5.47	5.49	0.4%	1.53	2.55	66.5%
Centro Oriente	4.92	4.79	-2.6%	6.63	6.37	-4.0%
Centro Sur	6.53	6.47	-0.9%	8.14	5.96	-26.7%
Golfo Centro	5.36	5.32	-0.8%	4.32	4.09	-5.3%
Golfo Norte	3.34	3.29	-1.4%	12.59	13.78	9.5%
Jalisco	4.84	4.78	-1.3%	6.97	6.84	-1.8%
Noroeste	4.35	4.36	0.2%	5.44	5.66	4.1%
Norte	4.08	3.97	-2.8%	9.84	10.88	10.6%
Oriente	6.77	6.74	-0.5%	14.65	14.08	-3.9%
Peninsular	4.27	4.09	-4.3%	5.04	4.79	-4.9%
Sureste	8.2	8.40	2.4%	11.59	10.12	-12.7%
Valle de México Centro	4.06	3.87	-4.7%	13.08	12.00	-8.2%
Valle de México Norte	3.97	3.88	-2.2%	15.14	13.21	-12.7%
Valle de México Sur	4.39	4.24	-3.3%	12.88	11.33	-12.0%
Nacional	4.77	4.69	-1.7%	9.02	8.8	-2.4%

Fuente: CFE Distribución, SIPER. Datos preliminares de pérdidas técnicas y no técnicas de energía 2022.

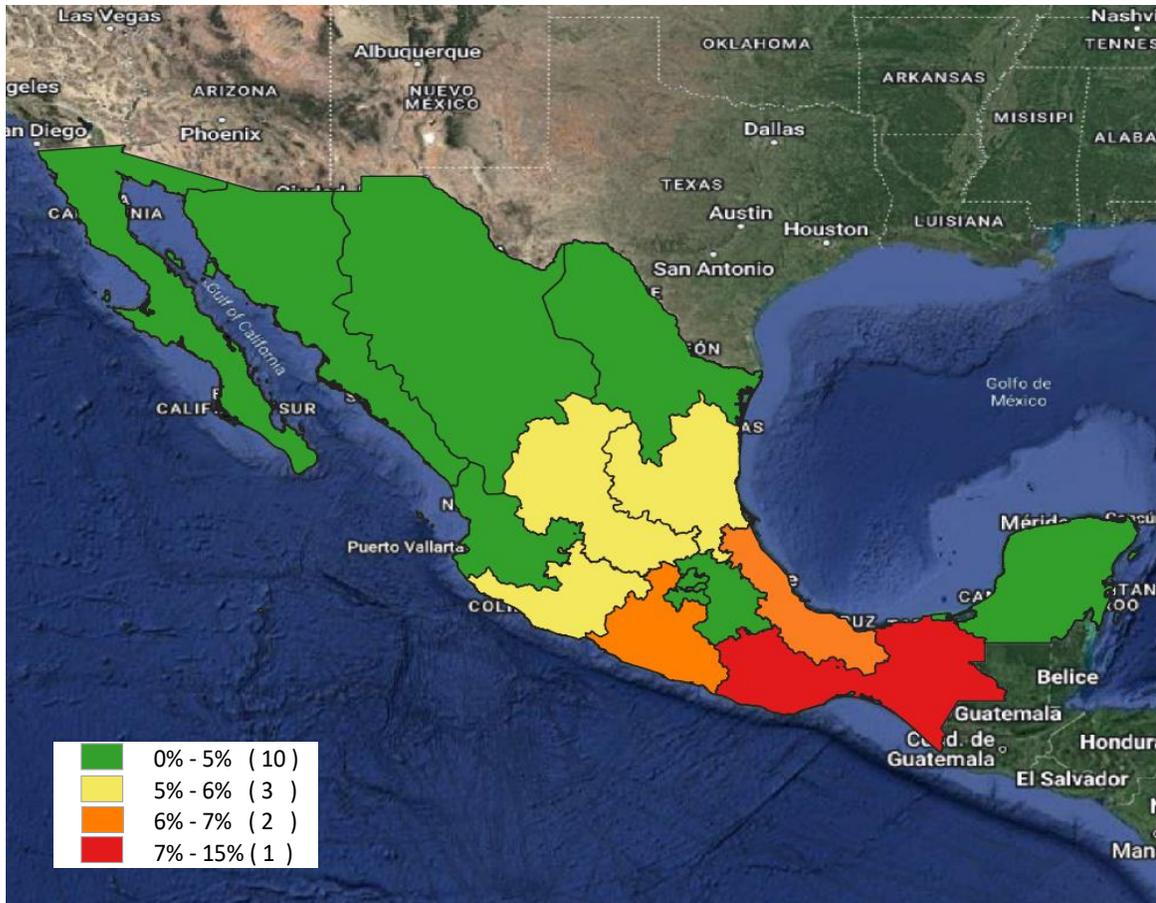


Figura V.9 Mapeo del índice de pérdidas técnicas en Media y Baja tensión por División de Distribución.

Una División de Distribución presenta un indicador mayor al 7%, dos se encuentran entre 6% y 7%, tres entre 5% y 6%, y diez tienen un indicador menor o igual a 5%.

De acuerdo con los resultados obtenidos, en la Tabla V.6 se muestra el área de oportunidad para la reducción de pérdidas técnicas en aquellas divisiones cuya magnitud excede el porcentaje del 5% respecto de la energía ingresada en alta tensión. A nivel nacional se tiene un área de oportunidad de 858 GWh.

Tabla V.6 Área de oportunidad para cumplir el 5% de pérdidas técnicas de energía.

División	Pérdidas técnicas en exceso del 5% [GWh]
Sureste	455
Oriente	201
Centro Sur	132
Centro Occidente	38
Golfo Centro	30
Bajío	2
Total Nacional	858

Fuente: CFE Distribución

5.3.3 Pronóstico de pérdidas técnicas.

Las pérdidas técnicas se relacionan de manera proporcional con la energía distribuida, por lo que es razonable esperar que, al incrementarse la demanda de energía eléctrica en los Centros de Carga conectados a las RGD, también se incrementen las pérdidas técnicas. De acuerdo con los análisis realizados se obtiene, de forma aproximada, el siguiente comportamiento:

- En los elementos de transformación de alta a media tensión y circuitos de distribución de media tensión, éstas aumentan en relación cuadrática con el crecimiento de la demanda de los Centros de Carga conectados a estos componentes.
- En transformadores de distribución y redes de baja tensión, predomina su incremento en relación lineal con la adición de nuevos Centros de Carga.

La Figura V.10 muestra el comportamiento de las pérdidas técnicas de acuerdo con la inversión programada para el periodo 2023-2027, basado en un modelo de crecimiento geométrico en la energía recibida



Fuente: CFE Distribución

Figura V.10 Proyección de pérdidas de energía con inversión en los años 2016-2027.

5.3.4 Pérdidas no técnicas.

La Figura V.11 muestra la distribución del indicador de pérdidas no técnicas por División de Distribución: en color verde se indican las Divisiones de Distribución cuyo indicador es menor o igual al 5%, en amarillo, aquellas en las que el indicador es mayor de 5% y menor o igual al 6%, en color naranja se muestran cuyo indicador es mayor de 6% y menor o igual de 7%, y en rojo las que presentan un indicador de pérdidas no técnicas mayores a 7%.

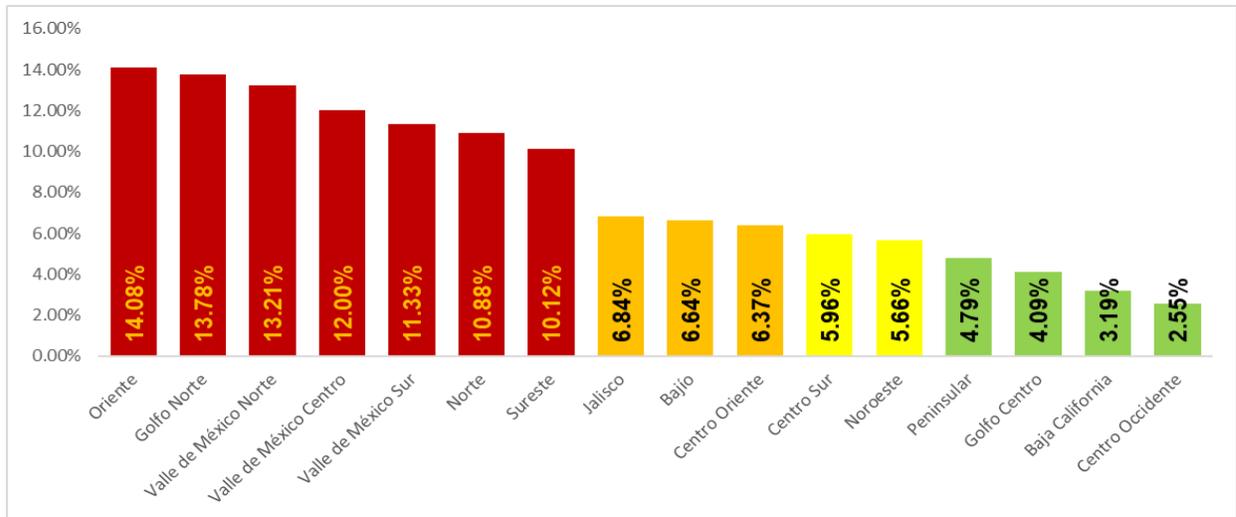


Figura V.11 Distribución de pérdidas no técnicas por División de Distribución

En la Figura V.12 se muestra el mapeo del indicador de pérdidas No técnicas por División de Distribución. Siete presentan un indicador mayor al 7%; tres se encuentran entre 6% y 7%; dos más están entre 5% y 6%; cuatro tienen un indicador menor o igual a 5%

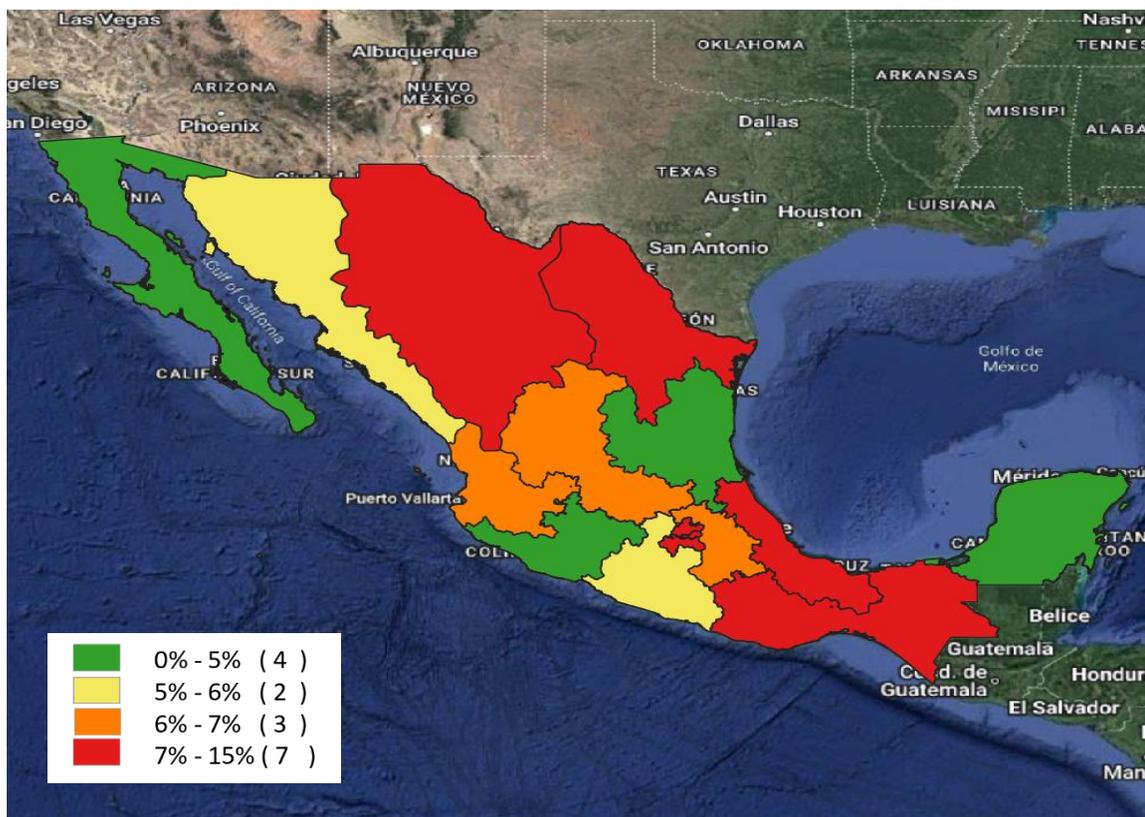


Figura V.12 Mapeo del índice de pérdidas No técnicas en Media y Baja tensión por División de Distribución.

5.4 Equipamiento para la medición de la energía eléctrica.

Para que CFE Distribución registre correctamente la energía consumida en cada uno de los servicios de Suministro Eléctrico conectados a las RGD, requiere contar con sistemas de medición adecuados a los criterios de uso en materia de medición (Tabla IV.3).

Cerca del 31% de la cobertura de la medición de estos servicios de Suministro Eléctrico en el país se lleva a cabo a través de medidores electromecánicos (Tabla III.5), sin embargo, dado que éstos ya no se fabrican, la ampliación y modernización de la infraestructura de medición, para nuevos servicios o el remplazo por daño de los existentes, debe llevarse a cabo a través de la instalación de medidores electrónicos.

Por otra parte, en la Tabla V.7 se muestran las actividades inherentes al proceso de medición, que consisten en la conexión de nuevas solicitudes para el Suministro Eléctrico, la verificación y sustitución de equipos de medición, así como la desconexión de los servicios que cancelan su contrato de suministro. En el período de 2019 a 2022 se conectaron más de 2.1 millones de nuevos servicios y se llevaron a cabo cerca de 1.6 millones de modificaciones a servicios existentes anualmente, en promedio. Lo que permite estimar una necesidad de invertir en la adquisición del orden de 3.1 millones de medidores al año para estas actividades.

Tabla V.7 Estadística de actividades sustantivas del proceso de medición.

Cantidades	Años				Promedio
	2019	2020	2021	2022	
Conexiones	2 429 811	2 112 113	2 169 389	1 881 675	2 148 247
Desconexiones	1 100 952	1 090 478	1 115 945	985 685	1 073 265
Modificaciones	1 351 732	1 770 185	1 809 327	1 659 592	1 647 709
Total	4 882 495	4 972 776	5 094 661	4 526 952	4 869 221

Fuente: CFE Distribución

Conexiones: Consiste en la instalación del medidor, conductor y accesorios necesarios para el suministro de la energía eléctrica a todos los nuevos usuarios, además de aquellos que por su crecimiento en sus consumos incrementan la carga contratada o el número de hilos del suministro.

Modificaciones: Comprende la actualización y mantenimiento en las instalaciones para el Suministro Eléctrico de los usuarios actuales, como es el cambio de medidores obsoletos, destruidos o por mejora (medidores en reparación), instalando equipos de medición de mayor exactitud, el cambio del conductor de acometida, así como la instalación de aros de seguridad y cubiertas de policarbonato para asegurar las acometidas y los medidores, a fin de disminuir las pérdidas de energía eléctrica.

Desconexiones: Consiste en el retiro del medidor y del conductor de la acometida cuando se da por terminado el contrato de suministro del servicio a solicitud del usuario o por falta de pago. Los medidores retirados son sometidos a mantenimiento y reutilizados o dados de baja,

dependiendo de su estado físico, en el caso de que sean dados de baja, se canalizan al almacén correspondiente.

Como se muestra en la Tabla V.8, de acuerdo con estimaciones del crecimiento de nuevos servicios para el período 2023-2027 se espera reducir el número de medidores electromecánicos instalados a 3.13 millones de medidores en 2027, así como incrementar la cantidad de medidores electrónicos a 52.84 millones para el mismo año.

Tabla V.8 Pronóstico de la distribución acumulada de medidores por tipo.

Tipo de medición (millones de piezas)	Año				
	2023	2024	2025	2026	2027
Electrónico de autogestión	21.90	21.80	21.70	21.60	21.50
Electrónico básico	11.73	14.36	17.40	20.44	23.48
Electrónico escalado	1.00	1.82	1.82	1.82	1.82
Infraestructura avanzada de medición (AMI)	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24
Multifunción para media y alta tensión	0.62	0.63	0.64	0.66	0.67
Subtotal (electrónicos)	37.49	40.85	43.80	46.76	49.71
Electromecánicos*	11.26	8.92	6.99	5.06	3.13
Total	48.75	49.77	50.80	51.82	52.84

*Este tipo de medidores serán sustituidos por medidores electrónicos, escalados o AMI por lo que el valor indicado son las existencias que se espera tener cada año.

Datos en millones de medidores.

Fuente: CFE Distribución

VI. Resumen de inversiones para la ampliación y modernización de las RGD.

La Tabla VI.1 muestra el resumen de los programas y proyectos requeridos para la ampliación y modernización de las RGD en el horizonte 2023-2027. En el Anexo se incluye una proyección de las necesidades anuales para el horizonte 2023-2037.

Todas las inversiones están priorizadas de acuerdo con su rentabilidad y mayor impacto al indicador, con capacidad para atender el crecimiento de los usuarios actuales y nuevas solicitudes.

Tabla VI.1. Resumen de los programas y proyectos de inversión de las RGD 2023-2027.

Programa o proyecto de inversión de las RGD	Inversión					
	[millones de pesos (MDP)]					
	2023	2024	2025	2026	2027	Total
Programas de ampliación de las RGD						
Incremento de la eficiencia operativa de las Redes Generales de Distribución mediante la reducción de pérdidas técnicas.	995.9	945.0	956.0	987.0	996.0	4879.9
Regularización de colonias populares.	156.0	157.0	166.0	165.0	165.0	809.0
Adquisición de acometidas y medidores de distribución.	2358.0	3630.0	3739.0	3851.0	3967.0	17 545.0
Subtotal	3509.9	4732.0	4861.0	5003.0	5128.0	23 233.9
Programas de modernización de las RGD						
Modernización de subestaciones de distribución (Transformadores AT/MT).	191.8	319.4	290.9	278.0	286.3	1366.4
Modernización de interruptores MT de subestaciones de distribución.		278.5	276.5	280.8	282.1	1117.9
Modernización de transformadores de MT/BT de las RGD.		221.4	186.8	195.8	192.6	796.5
Confiabilidad y calidad de las Redes Generales de Distribución.		185.1	176.1	180.2	173.8	715.2
Calidad de la energía de las Redes Generales de Distribución		1513.4	203.3	59.6	25.9	1802.1
Subtotal	191.8	2517.7	1133.5	994.4	960.7	5798.2
Proyectos específicos de ampliación y modernización de las RGD.						
Reemplazo del cable submarino de Isla Mujeres.	244.2					244.2
Conexión de la Isla de Holbox.	251.2					251.2
Subtotal	495.4	0.0	0.0	0.0	0.0	495.4
Proyectos de redes eléctricas inteligentes de las RGD						
Operación remota y automatismo en redes de distribución.	336.0	351.0	402.0	374.0	350.0	1813.0
Escalamiento de la medición a AML.		205.0	197.0	199.0	198.0	799.0
Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM.		270.5	270.0			540.5
Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE)		227.0	287.0	124.8	112.4	751.2
Equipo de radiocomunicación de voz y datos para la operación de las RGD		353.1	289.4	208.1	168.0	1018.6
Modernización de equipo de control supervisorio y redes de comunicación operativas para subestaciones y centros de control de Distribución		438.2	283.8	260.8	239.8	1222.7
Subtotal	336.0	1844.8	1729.3	1166.8	1068.3	6145.1
Total	4533.1	9094.5	7723.8	7164.2	7157.0	35 672.6

Fuente: CFE Distribución

Se considera que los recursos requeridos para los programas modernización de las RGD se encuentran previamente reconocidos dentro del alcance del Ingreso Requerido por CFE Distribución, publicado en el acuerdo CRE A/074/2015. Por otra parte, los proyectos específicos de Modernización y los proyectos de redes eléctricas inteligentes requieren del reconocimiento de la tarifa.

Estos programas y proyectos de inversión se llevarán a cabo atendiendo las instrucciones emitidas por la SENER, en los años previos y los correspondientes a PAM de las RGD 2023-2037, acorde a la disponibilidad de recursos financieros de CFE Distribución.

VII. Programas de ampliación de las RGD.

La Tabla VII.1 muestra los programas de ampliación de las RGD que requieren inversión en el período 2023-2027, cuyos objetivos principales son el mejoramiento de la eficiencia en la distribución de la energía eléctrica e incrementa la cobertura en el Suministro Eléctrico a nuevos servicios y la regularización de los existentes.

Tabla VII.1 Resumen de inversiones de los programas de ampliación de las RGD.

Programa o proyecto de inversión de las RGD	Inversión anual [millones de pesos (MDP)]					Inversión Total [MDP]
	2023	2024	2025	2026	2027	
Programas de modernización de las RGD						
Incremento de la eficiencia operativa de las Redes Generales de Distribución mediante la reducción de pérdidas técnicas.	995.9	945.0	956.0	987.0	996.0	4879.9
Regularización de colonias populares.	156.0	157.0	166.0	165.0	165.0	809.0
Adquisición de acometidas y medidores de distribución.	2358.0	3630.0	3739.0	3851.0	3967.0	17 545.0
Subtotal	3509.9	4732.0	4861.0	5003.0	5128.0	23 233.9

Fuente: CFE Distribución

7.1 Incremento de la Eficiencia Operativa en las Redes Generales de Distribución Mediante la Reducción de Pérdidas Técnicas.

Objetivo.

Mejorar la eficiencia en la distribución de la energía eléctrica a través de proyectos que contribuyan a reducir las pérdidas técnicas.

Descripción.

El programa de mejora en la eficiencia en la distribución de la energía eléctrica consiste en la realización progresiva de mejoras a las RGD a través de las siguientes estrategias:

- Creación de nuevas áreas en baja tensión.
- Sustitución de transformadores de distribución.
- Reconfiguración de la red de baja tensión.
- Reconfiguración de circuitos de media tensión.
- Recalibración del circuito de media tensión.
- Construcción de nuevo circuito de media tensión.
- Cambio de tensión de circuitos de media tensión.
- Reordenamiento de las RGD.

Inversión y alcances.

Para el año 2023 se requiere una inversión de 995.93 MDP, la tabla VII.2 muestra el detalle de la inversión requerida para ejecutar 925 proyectos distribuidos en el ámbito de las 16 Divisiones de Distribución.

Dado el dinamismo de las Redes Generales de Distribución, cada año se debe revisar el impacto que el crecimiento de la demanda tiene sobre las pérdidas técnicas de energía y en caso necesario ajustar el programa de eficiencia energética.

La Tabla VII.2 muestra los alcances del Programa para el año 2023 conforme a los requerimientos en cada una de las Divisiones de Distribución, alineados a las áreas de oportunidad identificadas en el diagnóstico. Esta inversión permitirá evitar una pérdida técnica de energía eléctrica del orden de 135.77 GWh.

Tabla VII.2. Inversión, número de proyectos y Pérdidas Técnicas evitadas para 2023.

División	Nº Proyectos	Inversión [MDP]	Pérdida técnica evitada [GWh]	Costo-Eficiencia [\$/kWh]
Baja California	42	42.91	5.96	7.20
Noroeste	28	47.78	9.09	5.25
Norte	17	47.61	7.34	6.49
Golfo Norte	29	28.67	6.97	4.11
Centro Occidente	247	48.27	5.90	8.18
Centro Sur	95	85.04	10.12	8.40
Oriente	23	76.90	12.01	6.40
Sureste	11	143.96	20.71	6.95
Valle de México Norte	54	50.07	5.21	9.62
Valle de México Centro	120	64.93	4.70	13.80
Valle de México Sur	114	53.38	5.67	9.40
Bajío	18	58.49	11.08	5.28
Golfo Centro	48	64.30	8.24	7.81
Centro Oriente	36	57.78	8.97	6.44
Peninsular	9	65.51	6.90	9.49
Jalisco	34	60.33	6.88	8.76
Total	925	995.93	135.77	7.34

Fuente: CFE Distribución

En la Tabla VII.3 se muestra el detalle del Programa 2023 de mejora en la eficiencia en la distribución de la energía eléctrica para cada una de las estrategias establecidas para cada una de las Divisiones de Distribución.

Tabla VII.3. Estrategias del para el incremento de la eficiencia operativa de las RGD 2023.

Concepto de inversión	Divisiones de Distribución																Nacional	TIR [%]
	BCA	NOE	NTE	GNT	COC	CSR	OTE	STE	VMN	VMC	VMS	BAJ	GCT	COR	PEN	JAL		
Cambio de tensión de circuitos de media tensión	Monto [MDP]		1.28															1.28
	Pérd. Ev. [GWh]		0.47															0.47
	No. Proyectos		1															1
Construcción de nuevo circuito de media tensión	Monto [MDP]	13.55	18.15		6.4		33.86	54.5	90.07	5.06	9.76	6.94	15.59	3.79	6.91	7.44	22.73	294.74
	Pérd. Ev. [GWh]	1.62	2.28		3.24		4.36	8.98	12.13	1.18	1.33	0.77	2.35	0.4	1.01	0.82	2.62	43.09
	No. Proyectos	8	6		4		3	13	6	4	1	1	2	1	5	1	6	61
Creación de nuevas áreas	Monto [MDP]	15.28	6.32	13.4	2.42	3.25	8.19			34.14	19.91	29.23	5.98	3.51	1.21		2	144.83
	Pérd. Ev. [GWh]	2.8	0.65	2.05	0.17	0.19	0.56			2.68	1.55	2.55	2.24	0.37	0.24		0.21	16.26
	No. Proyectos	24	8	4	5	28	18			37	43	80	2	17	6		4	276
Optimización de circuitos de media tensión	Monto [MDP]	11.78	12.73	10.03	6.2	8.07	4.93	12.07	53.89	4.21	18.7	5.96	19.13	24.81	35.44	23.58	6.02	257.55
	Pérd. Ev. [GWh]	1.47	3.58	2.15	2.13	1.58	0.61	1.49	8.58	0.48	1.32	1.22	2.94	2.74	5.67	1.95	0.88	38.79
	No. Proyectos	9	5	4	7	15	5	4	5	4	16	7	4	9	16	3	4	117
Plan de Crecimiento y Reordenamiento de las RGDs (PCR)	Monto [MDP]					0.32	18.68					0.46				16.94	0.9	37.3
	Pérd. Ev. [GWh]					0.03	2.79					0.03				2.01	0.59	5.45
	No. Proyectos					1	4					3				1	1	10
Recalibración del circuito de media tensión	Monto [MDP]		9.32	18.87	8.73	12.3	5.11	10.33		3.62	1.28	4.11	15.58	30.19	14.21	16.77	5.75	156.16
	Pérd. Ev. [GWh]		2.11	2.68	1.34	1.55	0.73	1.54		0.75	0.12	0.7	3.45	4.52	2.05	2.03	0.59	24.16
	No. Proyectos		8	5	4	28	3	6		5	1	4	5	13	8	3	4	97
Reconfiguración de la red de baja tensión	Monto [MDP]	2.3		5.31	4.92	24.33	13.86			1.33	7.52	6.47	2.21	2	0.01	0.78	22.93	93.98
	Pérd. Ev. [GWh]	0.07		0.46	0.09	2.55	1.02			0.06	0.19	0.39	0.1	0.21	0	0.09	1.99	7.22
	No. Proyectos	1		4	9	175	60			2	12	17	5	8	1	1	15	310
Sustitución de transformadores	Monto [MDP]						0.41			1.71	7.76	0.21						10.09
	Pérd. Ev. [GWh]						0.05			0.06	0.19	0.01						0.31
	No. Proyectos						2			2	47	2						53
Total	Monto [MDP]	42.91	47.78	47.61	28.67	48.27	85.04	76.9	143.96	50.07	64.93	53.38	58.49	64.3	57.78	65.51	60.33	995.93
	Pérd. Ev. [GWh]	5.96	9.09	7.34	6.97	5.9	10.12	12.01	20.71	5.21	4.7	5.67	11.08	8.24	8.97	6.9	6.88	135.75
	No. Proyectos	42	28	17	29	247	95	23	11	54	120	114	18	48	36	9	34	925

Fuente: CFE Distribución

7.2 Regularización de colonias populares.

Objetivo.

El presente proyecto de inversión tiene como objetivo incrementar la cobertura del servicio de energía eléctrica en todo el país, con el objetivo de suministrar de energía eléctrica a nuevos clientes de distribución dentro de la República Mexicana. Con esta estrategia se pretende incorporar a usuarios que utilizan actualmente el servicio de energía eléctrica pero que no cuentan con un contrato de suministro, y tienen regularizado la posesión y uso de suelo.

Descripción.

Es una de las estrategias para la reducción de pérdidas de energía, la cual consiste en incorporar a consumidores del servicio de energía eléctrica que se encuentran sin contrato de Suministro Eléctrico, identificados geográficamente y que se encuentra regularizado su uso de suelo.

Para este proyecto se está considerando la ampliación de la red de distribución en las colonias que carecen de infraestructura eléctrica, pero que si cuentan con el servicio de energía eléctrica de forma irregular; justificando esta inversión con la rentabilidad de los proyectos (recuperación de pérdidas técnicas y no técnicas).

Inversión y alcances.

Este programa requiere de una inversión de 809 millones de pesos como se muestran en la Tabla VII.4 con las metas físicas de la Tabla VII.5.

Tabla VII.4. Inversión para regularizar Colonias Populares

Concepto de inversión	2023	2024	2025	2026	2027	Total
Regularización de Colonias Populares	156	157	166	165	165	809

MDP. - Millones de pesos

Tabla VII.5. Metas del proyecto regularización de colonias populares 2023-2027

Años	Usuarios a Regularizar	Energía ingresada a la facturación (GWh)	Acometidas	Transformadores de Distribución		Línea de Media Tensión (km)
				Número	Capacidad Instalada (kVA)	
2023	13 989	20.2	13 989	1027	25 675	108.0
2024	12 824	20.2	12 824	931	23 275	102.4
2025	12 690	21.3	12 690	858	21 450	101.9
2026	12 931	21.2	12 931	822	20 550	89.7
2027	12 931	21.2	12 931	822	20 550	89.7
TOTAL	65 365	104.1	65 365	4460	111 500	491.7

Fuente: CFE Distribución

7.3 Programa para la adquisición de acometidas y medidores de distribución.

Objetivo.

Las adquisiciones de medidores y acometidas incluidas en este programa tienen como objetivo garantizar el Suministro Eléctrico con la calidad, confiabilidad y seguridad requerida y una facturación eficiente, atendiendo a todas las Zonas de Distribución de todas las Unidades de Negocio de la Empresa Subsidiaria de CFE Distribución.

Adicionalmente este programa permitirá reducir los costos operativos, mejorar los ingresos económicos y rentabilidad del sistema eléctrico de CFE.

Descripción.

Las adquisiciones contenidas en este programa permitirán suministrar el servicio de energía eléctrica a viviendas, plantas industriales, centros comerciales y el sector de servicios, así mismo permitirá efectuar las sustituciones de las acometidas y medidores en operación que han llegado al término de su vida útil y por su deterioro proporcionan un servicio deficiente y de esta forma estar en condiciones de poder continuar otorgando el Suministro Eléctrico así como mantener la trazabilidad de las mediciones.

Adicionalmente, este programa contempla la modernización de medidores obsoletos, los cuales han llegado al término de su vida útil.

El programa bajo el rubro de beneficios reporta los ingresos que, de cumplirse los supuestos, generaría el programa por concepto de energía incremental. Los beneficios asociados al programa se calculan con modelos electrotécnicos que permiten simular la operación del sistema con y sin el proyecto. Se constituyen con las ventas por energía incremental que a continuación se describe:

Refleja para CFE Distribución el valor por concepto de ventas de energía derivado del crecimiento de usuarios en las Redes Generales de Distribución.

Su valoración corresponde al precio promedio utilizado para beneficios por crecimiento de venta de energía originado por nuevos servicios, actualizado al año donde se evalúa, a precios constantes.

Se calcula como: (energía consumida por nuevos clientes atendidos por el proyecto) x (precio promedio utilizado para beneficios por crecimiento de venta de energía originado por nuevos servicios).

El beneficio esperado para 2023 es de 7 054.64 GWh en baja tensión y 27 236.61 GWh en media tensión, para un total de 34 291.25 GWh en ventas de energía.

De no realizarse este proyecto no se tendría capacidad para atenderla energía incremental en la EPS CFE Distribución.

Inversión y alcances.

Este proyecto tiene un costo de inversión acumulada de 17 545 millones de pesos, 217 098 km de acometidas y 19 729 miles de medidores, de acuerdo con los flujos anuales de inversión, como se muestra en la Tabla VII.6.

Tabla VII.6 Inversión y metas físicas para el programa de para la adquisición de acometidas y medidores de distribución.

División	Concepto	Unidad	2023	2024	2025	2026	2027	Total
Baja California	N° Acometidas	[km]	577	1549	1596	1644	1693	7059
	N° Medidores	[miles]	81	104	107	110	114	516
	Inversión	[MDP]	71	114	117	121	124	547
Bajío	Acometidas	[km]	1233	4251	4379	4510	4645	19 018
	Medidores	[miles]	245	425	438	451	465	2024
	Inversión	[MDP]	198	352	363	374	385	1672
Centro Occidente	Acometidas	[km]	3840	3427	3530	3636	3745	18 178
	Medidores	[miles]	381	251	259	267	275	1433
	Inversión	[MDP]	314	218	224	231	238	1225
Centro Oriente	Acometidas	[km]	1251	2993	3083	3175	3271	13 773
	Medidores	[miles]	255	366	377	389	400	1787
	Inversión	[MDP]	182	292	301	310	319	1404
Centro Sur	Acometidas	[km]	1216	2913	3000	3090	3183	13 402
	Medidores	[miles]	208	247	255	262	270	1242
	Inversión	[MDP]	151	204	210	217	223	1005
Golfo Centro	Acometidas	[km]	652	2192	2258	2326	2396	9824
	Medidores	[miles]	103	193	199	205	211	911
	Inversión	[MDP]	75	163	168	173	178	757
Golfo Norte	Acometidas	[km]	2022	4058	4180	4305	4434	18 999
	Medidores	[miles]	224	284	293	302	311	1414
	Inversión	[MDP]	217	296	305	314	323	1455
Jalisco	Acometidas	[km]	1612	3604	3712	3823	3938	16 689
	Medidores	[miles]	254	433	446	459	473	2065
	Inversión	[MDP]	199	370	381	392	404	1746
Noroeste	Acometidas	[km]	523	3045	3137	3231	3328	13 264
	Medidores	[miles]	95	213	219	226	232	985
	Inversión	[MDP]	82	199	205	212	218	916
Norte	Acometidas	[km]	472	2761	2843	2929	3017	12 022
	Medidores	[miles]	151	298	307	316	326	1398
	Inversión	[MDP]	129	293	301	310	320	1353
Oriente	Acometidas	[km]	1140	3554	3661	3771	3884	16 010
	Medidores	[miles]	246	323	333	343	353	1598
	Inversión	[MDP]	180	313	323	332	342	1490
Peninsular	Acometidas	[km]	713	1990	2050	2111	2174	9038
	Medidores	[miles]	88	151	155	160	164	718
	Inversión	[MDP]	88	182	187	193	198	848
Sureste	Acometidas	[km]	307	3260	3356	3457	3560	13 940
	Medidores	[miles]	224	281	288	297	307	1397
	Inversión	[MDP]	155	240	249	255	266	1165
Valle de México Centro	Acometidas	[km]	761	2179	2244	2311	2381	9876
	Medidores	[miles]	92	100	103	106	109	510
	Inversión	[MDP]	71	104	107	110	113	505
Valle de México Norte	Acometidas	[km]	1088	1971	2030	2091	2154	9334
	Medidores	[miles]	98	168	173	178	183	800
	Inversión	[MDP]	76	139	143	147	151	656
Valle de México Sur	Acometidas	[km]	1618	3598	3706	3818	3932	16 672
	Medidores	[miles]	228	168	173	178	184	931
	Inversión	[MDP]	170	151	155	160	165	801
Nacional	Acometidas	[km]	19 025	47 345	48 765	50 228	51 735	217 098
	Medidores	[miles]	2973	4005	4125	4249	4377	19 729
	Inversión	[MDP]	2358	3630	3739	3851	3967	17 545

Fuente: CFE Distribución.

VIII. Programas de modernización de las RGD.

La Tabla VIII.1 muestra en resumen de las inversiones necesarias para los programas de modernización de las RGD, cuyo objetivo principal es incrementar la calidad, continuidad, confiabilidad y seguridad de las RGD.

Tabla VIII.1 Resumen de inversiones de los programas de modernización de las RGD.

Programa o proyecto de inversión de las RGD	Inversión anual [millones de pesos (MDP)]					Inversión Total [MDP]
	2023	2024	2025	2026	2027	
Programas de modernización de las RGD						
Modernización de subestaciones de distribución (Transformadores AT/MT).	191.82	319.36	290.87	278.03	286.33	1366.41
Modernización de interruptores MT de subestaciones de distribución.		278.45	276.5	280.84	282.13	1117.92
Modernización de transformadores de MT/BT de las RGD.		221.44	186.77	195.75	192.56	796.52
Confiabilidad y calidad de las Redes Generales de Distribución.		185.08	176.12	180.19	173.84	715.23
Calidad de la energía de las Redes Generales de Distribución		1513.41	203.28	59.57	25.87	1802.13
Subtotal	191.82*	2517.74	1133.54	994.38	960.73	5798.21

Fuente: CFE Distribución

*La asignación de presupuesto de inversión 2023 para la EPS CFE Distribución fue menor al declarado como necesario en el PAM de las RGD 2022-2036, motivo por el cual se asignó recurso solamente al Programa de Inversión; Modernización de subestaciones de distribución (Transformadores AT/MT).

8.1 Programa para modernización de subestaciones de distribución.

Objetivo.

Incrementar la calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad en la operación de las RGD mediante la modernización de los elementos de transformación de alta a media tensión de las subestaciones de distribución con vida útil terminada, a fin de restablecer sus condiciones de operación normal para atender la demanda actual y el crecimiento de los servicios de Suministro Eléctrico. Asimismo, mejorar la Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad de las RGD y reducir los costos de distribución de energía al evitar altos operativos para el mantenimiento de estos transformadores por falta de refaccionamiento, dada su obsolescencia.

Descripción.

El promedio de vida útil de un transformador de potencia de alta a media tensión es de 30 años, en servicio continuo. La curva de daño de la Figura VIII.1 muestra que durante su vida útil (período de operación normal) de un transformador de potencia es posible que se presenten fallas aleatorias con una tasa de falla constante de baja magnitud, sin embargo conforme se rebasa su período de vida útil, se presenta un crecimiento exponencial en la tasa esperada de fallas, por lo que se tiene el riesgo de un mayor número de interrupciones y una mayor gravedad de los daños posibles, tales como

incendios en las subestaciones, debidas a desgaste, envejecimiento o deterioro de los materiales con los que están fabricados.

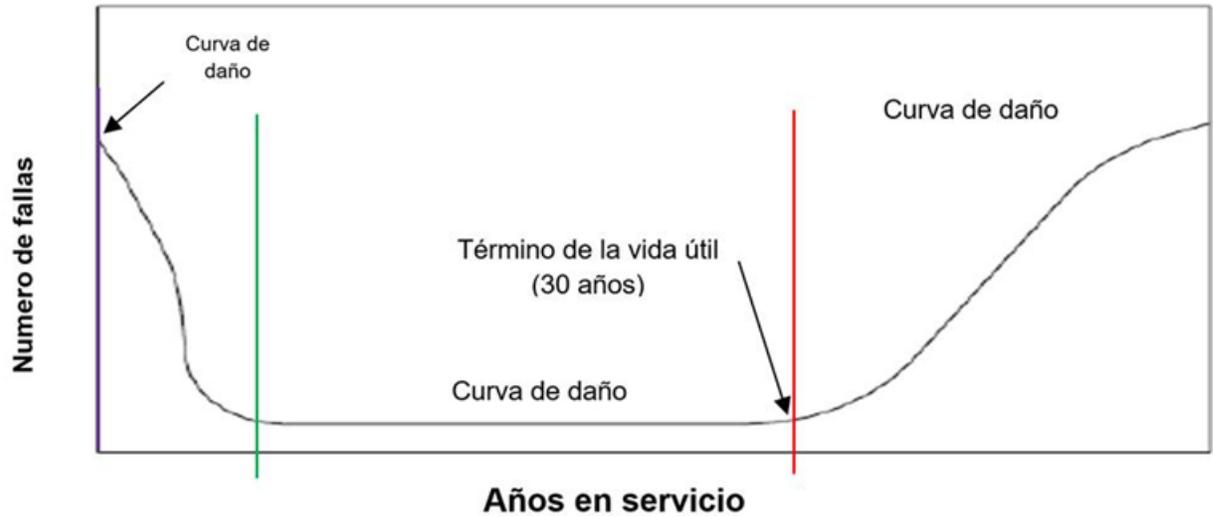


Figura VIII.1 Curva de daño de elementos de transformación de alta a media tensión.

Actualmente CFE Distribución cuenta con 3264 transformadores de potencia, de los cuales el 20.15% excede su vida útil, lo que implica que debe ser programado su reemplazo en un corto plazo para no seguir incrementando el riesgo de afectar la calidad, continuidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía eléctrica y el desempeño en la operación.

Inversión y alcances.

Para el período de 2023-2027 se propone la sustitución de 79 elementos de transformación de alta a media tensión, con una capacidad total de 1894.38 MVA y una inversión total de 1366.41 millones de pesos, cuya programación anual se muestra en la Tabla VIII.2.

Tabla VIII.2. Inversión y alcance del programa de modernización de subestaciones de Distribución.

Concepto	2023	2024	2025	2026	2027	Total
N° de transformadores de potencia.	9	18	18	17	17	79
Capacidad [MVA]	188.13	498.75	415.00	373.13	419.38	1894.38
Inversión [MDP].	191.82	319.36	290.87	278.03	286.33	1366.41

Fuente: CFE Distribución

La Tabla VIII.3 muestran cada uno de los elementos de transformación que requieren su reemplazo en el período 2023 a 2027.

Tabla VIII.3 Elementos de transformación que requieren su reemplazo en el período 2023 a 2027.
2023

No.	División	Zona	Subestación	Banco	Capacidad MVA	Año de reemplazo	Año de fabricación
1	Centro Oriente	Tulancingo	El Carmen	T1	20	2023	1971
2	Golfo Centro	Victoria	Olivo	T1	20	2023	1970

2023

No.	División	Zona	Subestación	Banco	Capacidad MVA	Año de reemplazo	Año de fabricación
3	Centro Oriente	Matamoros de Izúcar	Huhuetlán	T1	9.375	2023	1970
4	Sureste	San Cristóbal	Ocosingo	T3	30	2023	1978
5	Centro Sur	Valle de Bravo	Agustín Millán	T1	30	2023	1970
6	Noroeste	Caborca	Antimonio	T1	30	2023	1973
7	Norte	Torreón	Torreón	T1	30	2023	1970
8	Centro Oriente	Matamoros de Izúcar	Huehuetlán	T2	9.375	2023	1970
9	Centro Oriente	Tecamachalco	Serdán	T1	9.375	2023	1977

Fuente: CFE Distribución

2024

No.	División	Zona	Subestación	Banco	Capacidad MVA	Año de reemplazo	Año de fabricación
1	Baja California	Baja California	Valle de Guadalupe	T2	20	2024	1972
2	Bajío	Irapuato	Salamanca	T4	20	2024	1968
3	Centro Occidente	Colima	Minita	T1	9.375	2024	1970
4	Centro Oriente	Matamoros	Izúcar de Matamoros	T2	20	2024	1975
5	Centro Sur	Morelos	CIVAC	T2	30	2024	1972
6	Golfo Centro	San Luis Potosí	San Luis Poniente	T1	30	2024	1980
7	Golfo Norte	Metropolitana Norte	Santo Domingo	T1	20	2024	1964
8	Golfo Norte	Nuevo Laredo	Nuevo Laredo	T2	20	2024	1963
9	Jalisco	Metropolitana Hidalgo	Alameda	T1	40	2024	1978
10	Noroeste	Hermosillo	Subestación Ocho	T1	20	2024	1965
11	Norte	Parral	Búfalo	T1	9.375	2024	1958
12	Oriente	Coahuila	Nanchital	T1	40	2024	1970
13	Oriente	Poza Rica	Agua Fría	T1	20	2024	1977
14	Peninsular	Campeche	Lerma	T5	20	2024	1970
15	Sureste	Villahermosa	Villahermosa Dos	T2	30	2024	1981
16	Valle de México Centro	Aeropuerto	Merced	T1	60	2024	1978
17	Valle de México Norte	Basílica	Vallejo	T2	60	2024	1990
18	Valle de México Sur	Toluca	Atenco	T7	30	2024	1969

Fuente: CFE Distribución

2025

No.	División	Zona	Subestación	Banco	Capacidad MVA	Año de reemplazo	Año de fabricación
1	Baja California	Constitución	Miramar	T1	6.25	2025	1970
2	Bajío	Zacatecas	Guadalupe	T2	20	2025	1969
3	Bajío	León	El Granjeno	T2	20	2025	1976
4	Centro Occidente	Morelia	Morelia Dos	T2	20	2025	1992
5	Centro Oriente	Tulancingo	El Carmen	T2	20	2025	1971
6	Centro Sur	Toluca	San Mateo	T2	20	2025	1974
7	Golfo Centro	San Luis Potosí	San Luis Progreso	T1	30	2025	1981
8	Golfo Norte	Metropolitana Oriente	Fundidora	T3	20	2025	1968

2025

No.	División	Zona	Subestación	Banco	Capacidad MVA	Año de reemplazo	Año de fabricación
9	Jalisco	Metropolitana Hidalgo	Alameda	T2	40	2025	1978
10	Noroeste	Los Mochis	Hornillos	T1	20	2025	1969
11	Noroeste	Los Mochis	José Ángel Espinoza	T1	20	2025	1970
12	Norte	Parral	Santiago Uno	T1	9.375	2025	1963
13	Oriente	Poza Rica	Entabladero	T2	30	2025	1968
14	Oriente	Teziutlán	Zacapoaxtla	T2	20	2025	1970
15	Peninsular	Motul	Kopté	T1	20	2025	1978
16	Sureste	Tuxtla	Independencia	T1	9.375	2025	1969
17	Valle de México Norte	Ecatepec	Valle de México	T1	30	2025	1964
18	Valle de México Sur	Lomas	Cuajimalpa	T1	60	2025	1979

Fuente: CFE Distribución

2026

No.	División	Zona	Subestación	Banco	Capacidad MVA	Año de reemplazo	Año de fabricación
1	Baja California	Constitución	Villa Constitución	T10	20	2026	1979
2	Bajío	Salvatierra	Moroleon	T1	30	2026	1976
3	Centro Occidente	Morelia	Campestre	T1	20	2026	1981
4	Centro Oriente	Pachuca	Pachuca	T3	30	2026	1970
5	Golfo Centro	Huejutla	Atlapeco	T1	9.375	2026	1986
6	Golfo Centro	San Luis Potosí	San Luis Poniente	T2	30	2026	1986
7	Golfo Norte	Metropolitana Poniente	Tecnológico	T5	30	2026	1980
8	Golfo Norte	Reynosa	Valadeces	T1	6.25	2026	1963
9	Jalisco	Vallarta	Flamingos	T1	20	2026	1979
10	Noroeste	Guaymas	Centinela	T1	30	2026	1978
11	Norte	Delicias	Francisco Villa	T1	20	2026	1968
12	Oriente	Los Tuxtlas	San Andrés II	T1	12.5	2026	1970
13	Oriente	Papaloapan	Playa Vicente	T1	12.5	2026	1969
14	Peninsular	Cancún	Yaxche	T2	30	2026	1983
15	Sureste	Chontalpa	Paraíso Provisional	T1	12.5	2026	1970
16	Valle de México Centro	Zócalo	Jamaica	T5	30	2026	1979
17	Valle de México Norte	Ecatepec	Valle de México	T2	30	2026	1964

Fuente: CFE Distribución

2027

No.	División	Zona	Subestación	Banco	Capacidad MVA	Año de reemplazo	Año de fabricación
1	Baja California	Ensenada	Manadero	T2	9.375	2027	1981
2	Bajío	Aguascalientes	El Tecuan	T1	20	2027	1982
3	Bajío	Aguascalientes	Encarnación de Díaz	T1	20	2027	1982
4	Centro Occidente	Colima	Valle de Tecomán	T1	20	2027	1980
5	Centro Sur	Morelos	CIVAC	T1	30	2027	1985
6	Golfo Centro	San Luis Potosí	Satélite	T1	20	2027	1985
7	Golfo Norte	Matamoros	Empalme	T1	10	2027	1963

2027

No.	División	Zona	Subestación	Banco	Capacidad MVA	Año de reemplazo	Año de fabricación
8	Jalisco	Tepic	Tepic Industrial	T1	20	2027	1979
9	Noroeste	Culiacán	Culiacán Uno	T1	30	2027	1980
10	Norte	Delicias	Lázaro Cárdenas	T1	20	2027	1970
11	Oriente	Poza Rica	Poza Rica Tres	T1	30	2027	1973
12	Peninsular	Mérida	Nachi Cocom	T4	30	2027	1980
13	Sureste	Oaxaca	Etla	T1	20	2027	1981
14	Sureste	Chontalpa	Tulipán	T1	20	2027	1981
15	Valle de México Centro	Zócalo	Jamaica	T7	30	2027	1969
16	Valle de México Norte	Azteca	Madero	T3	60	2027	1981
17	Valle de México Sur	Tenango	Zictepec	T2	30	2027	1992

Fuente: CFE Distribución

8.2 Programa para la modernización interruptores de potencia de media tensión en subestaciones de las RGD.

Objetivo.

Incrementar la calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad en la operación de las RGD mediante la modernización de los interruptores de potencia de media tensión de las subestaciones distribución que presentan terminación en su vida útil de servicio dado que cuentan con más de 30 años de servicio o presentan daños irreparables ya que por su obsolescencia no es posible conseguir refacciones a precio de mercado y sus costos de fabricación resultan excesivos.

Descripción.

Los interruptores de potencia de media tensión permiten interrumpir las fallas aleatorias que se presentan en los circuitos de media tensión de las RGD mediante la extinción de las corrientes de falla de forma rápida (milisegundos) a fin de proteger a las personas y al equipo eléctrico de daños catastróficos. Por lo que estos equipos brindan seguridad en la operación de las RGD mediante el aislamiento de fallas que ocurren en los circuitos de media tensión, y permiten restablecer el Suministro Eléctrico una vez que los elementos de protección instalados en la red aíslan las secciones falladas del circuito o una vez que estas fallas han sido reparadas.

Estos equipos cuentan con partes móviles y diferentes medios para la extinción del arco eléctrico, en su interior, las cuales se deterioran conforme se incrementa el número de interrupciones y sus años de servicio. Cuando estos equipos operan de forma incorrecta propagan la falla a otros elementos e incrementan los tiempos de restablecimiento, deteriorando la confiabilidad y calidad del Suministro Eléctrico.

Normalmente, la vida útil de un interruptor de potencia de media tensión es de 30 años, pero esta se puede reducir debido a la frecuencia de sus operaciones y la magnitud de la interrupción de la corriente de falla.

Inversión y alcances.

La Tabla VIII.4 muestra las metas físicas de este programa para el período 2024-2027 y la tabla VIII.5 la inversión necesaria

Tabla VIII.4 Alcances del programa de modernización de interruptores de potencia de media tensión en subestaciones de las RGD.

No.	División	2024	2025	2026	2027	Total
1	Baja California	17	14	9	56	96
2	Noroeste	5	21	25	32	83
3	Norte	21	24	23	29	97
4	Golfo Norte	32	40	30	19	121
5	Centro Occidente	38	19	24	13	94
6	Centro Sur	48	14	5	1	68
7	Oriente	21	11	22	34	88
8	Sureste	48	52	22	20	142
9	Valle de México Norte	5	1	0	3	9
10	Valle de México Centro	0	0	9	0	9
11	Valle de México Sur	0	0	10	3	13
12	Bajío	17	51	31	19	118
13	Golfo Centro	2	30	28	26	86
14	Centro Oriente	24	11	31	32	98
15	Peninsular	0	0	28	4	32
16	Jalisco	22	12	3	9	46
Total		300	300	300	300	1200

Fuente: CFE Distribución

Tabla VIII.5 Inversión necesaria del programa de modernización de interruptores de potencia de media tensión en subestaciones de las RGD.

Concepto	Inversión anual en MDP				
	2024	2025	2026	2027	Total
Interruptores de potencia	278.45	276.50	280.84	282.13	1117.92

Fuente: CFE Distribución

8.3 Programa para la modernización transformadores de distribución de media a baja tensión de las RGD.

Objetivo.

Incrementar la calidad y continuidad del Suministro Eléctrico a las redes de baja tensión mediante la modernización de los elementos de transformación de media a baja tensión de las RGD que presentan terminación de su vida útil debido a que cuentan con más de 30 años de servicio o presentan daños irreparables ya que por su obsolescencia no es posible conseguir refacciones a precio de mercado y sus costos de fabricación resultan excesivos.

Descripción.

Los transformadores de distribución permiten cambiar la tensión recibida de los circuitos de media tensión al nivel de utilización en baja tensión para distribuir la energía eléctrica a estos servicios ya sea a través de una red de baja tensión o directamente conectados a sus terminales.

Los transformadores de distribución de media a baja tensión cuentan con elementos aislantes que se degradan por excesos de calentamiento producidos por corrientes de falla en las redes de baja tensión y sobrecargas que excedan sus límites de diseño, así como sus años en operación. Normalmente la vida útil de un transformador de distribución es de 30 años, pero esta puede reducirse debido a la intensidad de las sobrecargas y frecuencia de fallas en las redes de baja tensión. Por lo que se tiene el riesgo de un mayor número de interrupciones y una mayor gravedad de los daños posibles, tales como incendios provocados por fugas de aceite o explosiones, provocadas por el desgaste, envejecimiento o deterioro de los materiales con los que están fabricados.

Inversión y alcances.

La Tabla VIII.6 muestra la inversión necesaria y metas físicas de este programa para el período 2024-2027.

Tabla VIII.6 Inversión necesaria y alcances del programa de modernización de transformadores de distribución de media tensión a baja tensión de las RGD.

División	Concepto	2024	2025	2026	2027	Total
Baja California	N° transformadores MT/BT	60	63	60	51	234
	Inversión [MDP]	2.04	2.30	1.90	1.80	8.04
Noroeste	N° transformadores MT/BT	687	542	560	719	2508
	Inversión [MDP]	25.83	19.64	20.19	25.80	91.46
Norte	N° transformadores MT/BT	412	339	359	335	1445
	Inversión [MDP]	15.57	12.42	13.48	12.39	53.85
Golfo Norte	N° transformadores MT/BT	633	573	591	344	2141
	Inversión [MDP]	21.80	19.32	22.39	11.15	74.65
Centro Occidente	N° transformadores MT/BT	113	93	87	81	374
	Inversión [MDP]	3.32	3.01	2.59	2.55	11.47
Centro Sur	N° transformadores MT/BT	267	219	236	242	964
	Inversión [MDP]	7.22	5.69	6.41	6.43	25.76
Oriente	N° transformadores MT/BT	619	552	540	526	2237
	Inversión [MDP]	23.30	20.26	20.35	19.41	83.31
Sureste	N° transformadores MT/BT	643	524	670	884	2721
	Inversión [MDP]	16.16	13.69	17.50	21.95	69.30
Valle de México Norte	N° transformadores MT/BT	13	5	5	5	28
	Inversión [MDP]	0.60	0.29	0.29	0.29	1.46
Valle de México Centro	N° transformadores MT/BT	30	16	16	16	78
	Inversión [MDP]	1.84	0.90	0.90	0.90	4.55
Valle de México Sur	N° transformadores MT/BT	18	3	3	3	27
	Inversión [MDP]	2.04	0.19	0.19	0.19	2.61
Bajío	N° transformadores MT/BT	712	643	638	631	2624
	Inversión [MDP]	26.37	23.12	23.06	22.60	95.14
Golfo Centro	N° transformadores MT/BT	413	352	359	371	1495
	Inversión [MDP]	14.81	12.94	12.79	12.94	53.48
Centro Oriente	N° transformadores MT/BT	145	107	103	117	472
	Inversión [MDP]	5.75	3.42	3.31	3.72	16.20

División	Concepto	2024	2025	2026	2027	Total
Peninsular	N° transformadores MT/BT	312	256	326	317	1211
	Inversión [MDP]	11.97	9.39	11.23	11.25	43.84
Jalisco	N° transformadores MT/BT	925	917	883	892	3617
	Inversión [MDP]	42.83	40.19	39.18	39.20	161.40
Nacional	N° transformadores MT/BT	6002	5204	5436	5534	22 176
	Inversión [MDP]	221.44	186.77	195.75	192.56	796.52

Fuente: CFE Distribución

8.4 Programa para incrementar la confiabilidad y calidad en las RDG.

Objetivo.

Incrementar la Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad de las RDG mediante la modernización de los circuitos de media tensión y equipos auxiliares las instalaciones, equipos y Redes que componen las RDG, para brindar un servicio con mayor Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad para cumplir con los parámetros operativos establecidos por los indicadores de desempeño indicados en la Tabla IV.5.

El proceso de mantenimiento de las Redes Generales de Distribución ha realizado trabajos de mantenimiento, principalmente de poda de árboles, cambio de aislamiento, reemplazo de apartarrayos, entre otros, con la finalidad de contribuir a la contención de los índices de continuidad, los montos ejercidos a nivel nacional, por estos trabajos, se muestran en la siguiente tabla.

Tabla VIII.7 Monto ejercido en los años 2019, 2020 y 2021 para trabajos de mantenimiento (instalación de apartarrayos, aislamiento, poda y brecha de árboles).

Concepto	Monto en MDP			
	2019	2020	2021	Total
Apartarrayos	69	72	72	213
Aislamiento	17	18	18	53
Poda y brecha	380	395	395	1170
Total	466	485	485	1436

Fuente: CFE Distribución

Descripción.

El proyecto considera una inversión de 715.23 millones de pesos en proyectos a ejecutar en 14 Divisiones de Distribución en el periodo 2024–2027.

Inversión y alcances.

Es la necesaria para la realización del programa, como se muestra la Tabla VIII.8 .7 siguiente:

Tabla VIII.8 Inversión para mejorar la confiabilidad en Redes Generales de Distribución 2024-2027.

División	2024	2025	2026	2027	Total
Bajío	17.12	16.29	16.67	16.08	66.16
Centro Occidente	0.73	0.7	0.71	0.69	2.83
Centro Oriente	11.55	10.99	11.25	10.85	44.64
Centro Sur	11.92	11.35	11.61	11.2	46.08

División	2024	2025	2026	2027	Total
Golfo Centro	5.5	5.23	5.35	5.17	21.25
Golfo Norte	1.94	1.85	1.89	1.82	7.5
Jalisco	0.05	0.05	0.05	0.05	0.2
Noroeste	9.21	8.76	8.96	8.65	35.58
Norte	23.38	22.25	22.76	21.96	90.35
Oriente	21.17	20.14	20.61	19.88	81.8
Peninsular	12.97	12.34	12.63	12.18	50.12
Sureste	48.26	45.92	46.98	45.33	186.49
Valle México Centro	11.82	11.25	11.51	11.1	45.68
Valle México Sur	9.46	9	9.21	8.88	36.55
Total	185.08	176.12	180.19	173.84	715.23

MDP: Millones de pesos
Fuente: CFE Distribución

A continuación, se presentan los alcances del programa de acuerdo con la siguiente Tabla VIII.9 .9

Tabla VIII.9 Metas físicas para mejorar la confiabilidad 2023-2027 en las 16 Divisiones de Distribución

Concepto	2024	2025	2026	2027	Total	Unidades
Reconfiguración de Redes MT	317	301	308	297	1223	km-C
Recalibración de Redes MT	58	55	56	54	223	km-C
Reconfiguración de Redes BT	6	6	6	6	24	km-C
Compensación Reactiva en MT	20 590	19 594	20 046	19 341	0	kVAr
EPROSEC	26	25	26	25	102	Pza
Transformadores de distribución	10	9	10	9	38	Pza
Postes	1742	1658	1696	1637	6733	Pza
Aisladores	44 279	42 138	43 109	41 592	0	Pza
Apartarrayos	15 143	14 411	14 743	14 224	0	Pza
Cortacircuitos	7513	7150	7315	7057	29 035	Pza
Cuchillas	129	123	126	122	500	Pza
Reguladores	16	15	15	15	61	Pza
Portafusibles	294	280	286	276	1136	Pza
Estructuras tipo H	12	11	11	11	45	Pza

Fuente: CFE Distribución

Como complemento a las obras antes citadas para mejorar la confiabilidad en las RGD se tiene el proyecto de Red Eléctrica Inteligente: Operación Remota y Automatismo de las RGD definido más adelante.

La prestación del Servicio Público de Distribución deberá realizarse bajo principios que garanticen la Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad, tanto de las instalaciones y equipos que componen las RGD, así como de las instalaciones y equipos de los Usuarios Finales.

8.5 Calidad de la energía de las Redes Generales de Distribución

Objetivo

Contener o incrementar el factor de potencia de los circuitos de media tensión de 0.95 o superior a nivel nacional, así como llevar a cabo mejoras en la caída de tensión.

El programa considera obras de inversión en las Redes Generales de Distribución, tales como:

- Instalación de nuevos equipos de compensación reactiva (banco de capacitores).

- b) Reemplazo de equipos de compensación reactiva dañados.
- c) Reemplazo de equipos de compensación reactiva obsoletos.
- d) Instalación de reguladores de voltaje.
- e) Reemplazo de reguladores de voltaje dañados.
- f) Reemplazo de reguladores de voltaje obsoletos.

Lo anterior para cumplir con los niveles de referencia en materia de la calidad de la potencia de energía eléctrica establecidos en el Código de Red, emitido por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), aplicando las mejores prácticas de la industria en la eficiencia, continuidad, calidad y seguridad de la prestación del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica generando rentabilidad y valor económico para la CFE y el Estado Mexicano.

Descripción

Este programa considera instalación de 1937 bancos de capacitores, la modernización e instalación de 1483 equipos de regulación de voltaje, en las 16 Divisiones de Distribución para niveles de tensión de 13.8 kV hasta 34.5 kV.

Inversión y Alcances

La inversión necesaria para este proyecto en el horizonte 2024-2027 es de 582.41 millones de pesos para bancos de capacitores como se muestra la tabla VIII.10 y 1219.72 millones de pesos como se muestra en la tabla VIII.11.

Tabla VIII.10 Metas físicas para mejorar la calidad de la energía en las RGD Bancos de capacitores

DIVISION	2024		2025		2026		2027		Inv. MDP Total	Cant. Total
	Inv. MDP	Cant.	Inv. MDP	Cant.	Inv. MDP	Cant.	Inv. MDP	Cant.		
Baja California	52.08	166	7.75	36	6.81	32	6.31	22	72.95	256
Noroeste	71.84	197							71.84	197
Norte	47.5	312	4.05	39	5.91	40	2.94	29	60.4	420
Golfo Norte	11.99	113							11.99	113
Centro Occidente	34.2	70	1.1	3	1.41	3			36.71	76
Centro Sur	1.51	5							1.51	5
Oriente	12.81	48							12.81	48
Sureste	87.69	203	9.09	17	8.21	15	0.99	3	105.98	238
Valle de México Norte	45.73	81							45.73	81
Valle de México Centro	14.86	43							14.86	43
Valle de México Sur	2.72	24	1.92	17	1.13	10	1.02	9	6.79	60
Bajío	115.19	314							115.19	314
Golfo Centro	7.1	45			0.12	1			7.22	46
Centro Oriente	12.05	20							12.05	20
Peninsular	5.02	14	0.9	2	0.46	4			6.38	20
TOTAL	522.29	1655	24.81	114	24.05	105	11.26	63	582.41	1937

Fuente: CFE Distribución

Tabla VIII.11 Metas físicas para mejorar la calidad de la energía en las RGD Reguladores de Tensión

DIVISION	2024		2025		2026		2027		Inv. MDP Total	Cant. Total
	Inv. MDP	Cant.	Inv. MDP	Cant.	Inv. MDP	Cant.	Inv. MDP	Cant.		
Baja California	4.76	5							4.76	5
Noroeste	274.72	298							274.72	298
Norte	12.37	12	0.91	1					13.28	13
Golfo Norte	76.51	105							76.51	105
Centro Occidente	19.78	18	9.32	9	2.97	3			32.07	30
Centro Sur	31.3	51	2.73	3					34.03	54
Oriente	151.71	199	71.32	81	10.89	13	11.26	12	245.18	305
Sureste	23.12	25	1.81	1					24.93	26
Valle de México Norte			5.45	6					5.45	6
Bajío	53.55	63	27.78	30	11.08	12			92.41	105
Golfo Centro	138.24	186	47.77	75	10.58	21	3.35	6	199.94	288
Centro Oriente	96.23	96							96.23	96
Peninsular	33.45	51	3.42	6					36.87	57
Jalisco	75.38	87	7.96	8					83.34	95
TOTAL	991.12	1196	178.47	220	35.52	49	14.61	18	1219.72	1483

Fuente: CFE Distribución

IX. Proyectos específicos de ampliación y modernización de las Redes Generales de Distribución.

La Tabla IX.1 muestra el resumen de las inversiones necesarias para los proyectos específicos de ampliación y modernización de las RGD, cuyo propósito es

Tabla IX.1 Resumen de inversiones de los proyectos específicos de ampliación y modernización de las RGD.

Programa o proyecto de inversión de las RGD	Inversión anual millones de pesos (MDP)					Inversión Total MDP
	2023	2024	2025	2026	2027	
Proyectos específicos de ampliación y modernización de las RGD.						
Reemplazo del cable submarino de Isla Mujeres.	244.2					244.2
Conexión de la Isla de Holbox.	251.2					251.2
Subtotal	495.4					495.4

Fuente: CFE Distribución

9.1 Reemplazo del cable submarino de Isla Mujeres.

Objetivo.

Incrementar la confiabilidad, continuidad y seguridad del Suministro Eléctrico además de satisfacer el crecimiento de la demanda en el municipio de Isla Mujeres, mediante la sustitución e incremento en la capacidad de transmisión de los cables submarinos de media tensión que conectan la RGD de la Isla con la RGD del lado insular, de 6.9 km de longitud, por el término de vida útil ocasionada por el daño estructural y de aislamiento que este cable presenta en distintas secciones, ocasionado por golpes de embarcaciones y anclajes que han fracturado el aislamiento de los conductores, además de su envejecimiento por sus 32 años en servicio.

Descripción.

Actualmente se proporciona el Suministro Eléctrico en el municipio de Isla Mujeres a través de dos circuitos de media tensión en 34.5 kV, uno preferente (BNP-53140) y otro emergente (BNP 53130), desde la subestación Bonampak, cuya relación de transformación es de 115/34.5 kV y su capacidad es de 20 MVA, la cual se encuentra ubicada en el oriente de la ciudad de Cancún, en el estado de Quintana Roo (Figura IX.2). Estos circuitos convergen en un tramo de cable submarino que consta de 4 cables de potencia de 6.9 km de longitud, como se muestra en la Figura IX.1.



Figura IX.1 Ubicación geográfica del cable submarino que será reemplazado.

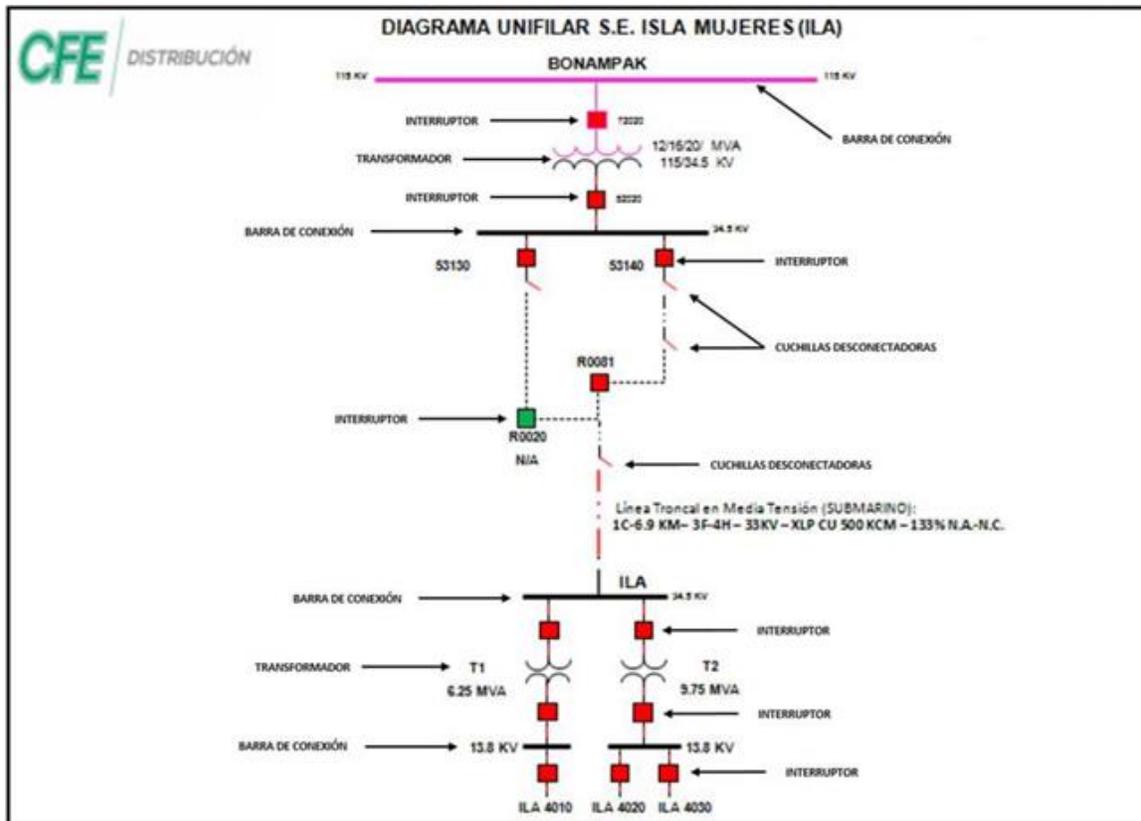


Figura IX.2 Diagrama unifilar de circuitos BNP-53140 y BNP-53130.

A diciembre de 2021, el municipio de Isla Mujeres cuenta con 8 730 servicios para el Suministro Eléctrico, con una demanda máxima registrada de 11.9 MW (

Figura IX.3), y se espera que, para el año 2027, la demanda ascenderá a 16.30 MW. Los cables submarinos se encuentran en operación continua desde el 19 de octubre de 1989 y debido al deterioro en su aislamiento su capacidad de transmisión de energía eléctrica se encuentra limitada a 14 MW, por lo que no será posible satisfacer el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en este municipio.

Asimismo, el número de fallas se han incremento en los últimos años (Tabla IX.2), siendo éstas más frecuentes desde el año 2017, dando lugar a una falta de continuidad en el Suministro Eléctrico a la Isla, con un total de 31 fallas y una energía total dejada de vender de 592.81 MWh.

Durante 2019 y 2020 se llevaron a cabo las siguientes obras a fin de mejorar la confiabilidad del Suministro Eléctrico al reforzar las fuentes de alimentación y contar como fuente preferente la S.E. Playa Mujeres y fuente emergente la S.E Bonampak. Asimismo, mejorar la calidad de la potencia eléctrica al acortar la longitud total de los circuitos subterráneos en 10 km, mejorando la regulación de la tensión eléctrica en Isla Mujeres:

- Ampliación de capacidad de transformación en la S.E. Playa Mujeres mediante la instalación del banco N° 2, con relación de transformación 115/34.5 kV y de 20 MVA de capacidad.
- Construcción de tramo de circuito de 34.5 kV con las siguientes características: 1C-0.5 km-3F-4H-33kV-XLP-CU-500 kCM, desde la S.E. Playa Mujeres al punto de transición subterráneo-submarino, lado continental.

Tabla IX.2 Historial de fallas en el cable de energía de Isla Mujeres de 1989 a 2020.

No.	Año	SE/Equipo	Demanda (kW)	Usuarios afectados	Duración (Min)	MWh	Observaciones
1	1989	BNP 53140					Falla por defecto de empalmes fase "C".
2	1989	BNP 53140					Falla por defecto de empalmes fase "B".
3	1990	BNP 53140					Falla mecánica por impacto a la armadura de cable fase "B".
4	1997	BNP 53140					Falla mecánica por impacto a la armadura de cable fase "B".
5	2006	BNP 53130	200	100	19	0.06	Maniobra cambio de fases que alimentan la isla
6	2007	BNP 53140	4950	4876	57	4.70	Falla cable dañado fase B.
7	2007	BNP 53130	4500	4973	69	5.18	Falla mecánica por impacto de Draga en cable "D".
8	2011	BNP 53130	5100	5256	50	4.25	Falla fase "C" aislamiento empalme
9	2013	BNP 53130	5751	5256	85	8.15	Falla de aislamiento del cable en fase C.
10	2014	BNP 53130	6713	6223	73	8.17	Falla aislamiento del cable fase "C"
11	2014	BNP 53130	6100	6352	50	5.08	Falla por Vandalismo. Cable Fase "B" penetrado con objeto punzo cortante. Robo de la Protección Catódica
12	2015	BNP 53130	7380	6352	45	5.54	Falla de aislamiento Se encontró cable Fase "C"
13	2016	BNP 53140	10 571	6550	36	6.34	Conductor con maltrato mecánico o quemado cable "C"
14	2016	BNP 53140	10 571	6550	25	4.40	Falla de aislamiento fase "C"
15	2017	BNP 53140	7000	7260	33	3.85	Falla mecánica por impacto de embarcación en fases "B" y "C"
16	2017	BNP 53140	7300	7260	924	112.42	Falla mecánica por impacto de embarcación en fases "B" y "C"
17	2017	BNP 53140	7300	7260	139	16.91	Falla mecánica por impacto de embarcación en fases "B" y "C"
18	2017	BNP 53140	11 931	7542	38	7.56	Vandalismo
19	2017	BNP 53140	12 931	7542	49	9.74	Frente Frío
20	2018	BNP 53140	13 931	7542	33	6.56	Empalme con Aislamiento quemado
21	2018	BNP 53140	9060	7542	37	5.59	Falla de Conductores
22	2018	BNP 53140	11 001	7542	35	6.42	Falla de Conductores
23	2018	BNP 53140	11 600	7542	689	133.21	Vandalismo
24	2018	BNP 53140	11 931	7542	785	156.1	Degradación del aislamiento
25	2018	BNP 53140	11 150	7542	55	10.22	Degradación del aislamiento
26	2019	BNP 53140	12 933	8196	44	9.48	Vandalismo al excavar en arena cable C
27	2019	BNP 53140	11 841	8196	35	6.91	Personal ajeno ocasiona daño mecánico dentro del agua
28	2019	BNP 53140	11 841	8196	57	11.25	Degradación de aislamiento cable B
29	2019	BNP 53140	11 841	8196	53	10.46	Daño mecánico cable C por golpes durante oleaje del FF 51
30	2019	BNP 53140	11 563	8400	155	29.87	Personal ajeno al excavar retira baliza y daña cables B y C
31	2020	BNP 53140	8460	8690	18	2.538	Vandalismo provoca daño en fase C tramo submarino

Fuente: CFE Distribución

La

Figura IX.3 muestra el historial de fallas, la duración en minutos, el número de usuarios afectados y la demanda de energía afectada.



Fuente: CFE Distribución

Figura IX.3 Historial de fallas en el cable de energía de Isla Mujeres de 2007 a 2020.

En las Figura IX.4 y Figura IX.5 se muestran algunos de los daños ocasionados al cable submarino por el impacto y arrastre del ancla de alguna embarcación sobre la fase "B", así como el daño ocasionado por la propela de una embarcación en el cable de la fase C.



Figura IX.4 Fallas por arrastre e impacto de ancla.

Imagen VII.3



Figura IX.5 Falla ocasionada por propela de una embarcación.

Fuente: CFE Distribución

Inversión y alcances.

La Tabla IX.3 muestra que la inversión aproximada es de 244.2 millones de pesos para ejecutarse en el año 2023.

Tabla IX.3 Inversión para la modernización del cable submarino de Isla Mujeres en 2023.

Concepto de Inversión	Inversión (MDP)
	2023
Modernización del Cable Submarino de Isla Mujeres	244.20

Fuente: CFE Distribución; MDP. - millones de pesos

9.2 Conexión de la Isla de Holbox.

Objetivo.

Actualmente la Isla de Holbox es alimentada por generación existente en sitio, ya que no existe conexión eléctrica con la península, por lo que el proyecto consiste en dar de baja la generación y alimentar a la isla de Holbox con las Redes Generales de Distribución provenientes del continente, a través de un cable que conecte a la nueva subestación eléctrica que se construirá para que se alimente a la red de media tensión de la isla. La conexión más cercana en el lado continental es la S.E. Popolnah, 9.375 MVA 115/34.5 kV, de la Zona de distribución Tizimín. El sistema de Generación que se tiene actualmente en la Isla data del año 2004 de acuerdo con datos de placa y que permanece en operación continua (ver problemática). Lo anterior permitirá tener ahorros operativos, beneficios en demanda incremental y disminuir riesgos a la biodiversidad del lugar.

Las obras de distribución incluidas en este proyecto tendrán una vida útil de 30 años y garantizarán el Suministro Eléctrico, con la Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad requeridas, atendiendo a 2323 usuarios actuales y futuros en la Isla de Holbox.

Descripción.

Actualmente, la Isla Holbox tiene un sistema eléctrico aislado de las Redes Generales de Distribución. Se tiene un sistema de generación de energía eléctrica en la isla con 4 plantas generadoras de combustión interna a diésel, con una capacidad de 800 kW en capacidad firme cada una y dos plantas de emergencia de 1 800 kW cada una en 440 V. Es preciso señalar que las 4 unidades base y las 2 de emergencia, sólo operan al 75 % de su capacidad, debido a la antigüedad y diseño respectivamente de los equipos. Además, se requiere del constante traslado de combustible a la isla para su operación, con costos que resultan muy altos, sin tomar en cuenta los costos de mantenimiento de cada una de las unidades de generación.

Debido al crecimiento de los costos de operación y crecimiento de la demanda de energía eléctrica en la Isla de Holbox, es necesario llevar a cabo acciones para evitar los altos costos operativos y atender el crecimiento de la demanda de energía en el corto y mediano plazos. Adicional a lo anterior, se debe considerar que las plantas presentan derrateos que no permiten su operación nominal y en caso de aumentar la demanda de energía en el corto plazo se deberán negar los servicios. Ver la Tabla IX.4

Tabla IX.4 Capacidad firme instalada con derrateo, contra la Demanda máxima al año 2020 y la esperada al 2023, Fecha de Entrada en Operación (FEO) del proyecto

Proyecto	Capacidad sin proyecto	Demanda Máxima 2020	Demanda Máxima Esperada 2023
	[kW]	[kW]	[kW]
Conexión de la Isla de Holbox	2400	3060	4300

Fuente CFE Distribución

Esta isla está localizada en el extremo norte del estado de Quintana Roo, perteneciente al municipio de Lázaro Cárdenas, 10 km frente a la costa noreste de la península de Yucatán tiene una extensión de 40 km de largo, 2 km de ancho y 34 km de playa hacia el norte, con una demanda 3060 kW.

La Isla de Holbox tiene un sistema eléctrico aislado de las Redes Generales de Distribución y dado que la isla es un atractivo turístico, se ha presentado un crecimiento en la demanda eléctrica derivado del aumento de nuevos servicios, este crecimiento se puede considerar explosivo debido a la relevancia que está teniendo en la región. La demanda pronosticada para el 2023 es de 4300 kW.

En 2020 la Planta de Generación de la isla de Holbox, fuente de abastecimiento del lugar, generó, 19.36 GWh de energía, de los cuales vendió 16.93 GWh, lo que se tradujo en una facturación de 41.9 millones de pesos (MDP). El costo de producción para generar esa energía en ese año fue de 92.10 MDP, de los cuales 18.20 MDP representaron costos administrativos y 92.10 MDP costos operativos. La Tabla IX.5 muestra las ventas del producto, costos administrativos; costos totales de generación, operación y mantenimiento de la Planta Eléctrica Holbox.

Tabla IX.5 Costos de la generación actual en la Isla Holbox.

Año	Ventas del Producto [MDP]	Ventas [GWh]	Generación [GWh]	Costo Operativo de Generación [MDP]	Costo Administrativo [MDP]	Costo de Producción [MDP]
2014	12.6	5.943	7.172	28.9	2.6	31.5
2015	15.4	7.502	9.066	39.7	13.7	53.4
2016	19.3	9.028	10.960	56.6	17.1	73.7
2017	25.4	10.260	12.004	79.3	7.3	86.5
2018	32.9	13.402	14.566	88.3	6.1	94.4

Año	Ventas del Producto [MDP]	Ventas [GWh]	Generación [GWh]	Costo Operativo de Generación [MDP]	Costo Administrativo [MDP]	Costo de Producción [MDP]
2019	41.9	16.928	18.090	90.9	7.4	98.3
2020	45.1	17.9	19.2	111.8	8.2	119.9

Fuente CFE Distribución

Costo Operativo de Generación: Costo anual erogado por el uso de combustible Diesel para la generación de energía eléctrica.

Costo Administrativo: Costo erogado por el envío de combustible de la Central de Generación Felipe Carrillo Puerto a la Isla de Holbox, la fuerza de trabajo de 4 Operadores además de indirectos relacionados al pasivo laboral e indirectos del corporativo nacional.



Fuente: CFE Distribución

Figura IX.6 Instalaciones actuales de las unidades de generación en Isla Holbox.

Inversión y alcances.

La Tabla IX.6 muestra que la inversión aproximada para el proyecto es de 251.2 millones de pesos a ejecutarse en 2023.

Tabla IX.6 Inversión por año para la conexión de la Isla Holbox.

Concepto de Inversión	Inversión (MDP)
	2023
Conexión de la Isla de Holbox	251.2

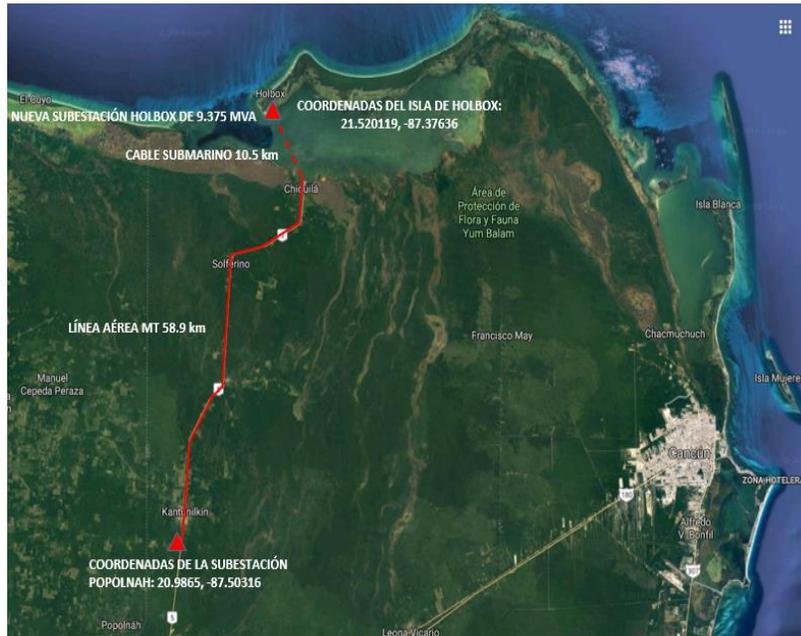
Fuente: CFE Distribución; MDP. - millones de pesos

El proyecto considera la construcción de un alimentador en 34.5 kV en la S.E. Popolnah con 58.9 km en un circuito en M.T. 3F-4H-34.5 kV-ACSR-477, al poblado de Chiquilá con fibra óptica y un seccionador tipo pedestal STP-SF6-S-35 kV, la construcción de un circuito 3F-4H-34.5kV-500 kCM de Cu-XLP-NA 133% submarino con una longitud de 10.5 km para cruzar de Chiquilá hacia Holbox, el cual incluyendo fibra óptica, el cuarto hilo es de reserva, la construcción de la subestación Holbox, 1T-3F- 20 MVA-34.5/13.8 kV-1A/2A, en bajo perfil y repotenciación del nivel de tensión de 2.4 a 13.8 kV de los 89 transformadores existentes los cuales son de diversas capacidades, con una capacidad

instalada de 3 675 kVA , la red de media tensión de distribución en la Isla tiene aislamiento para 15 kV, la cual opera a un nivel de tensión de 2.4 kV.

Los costos por mes de combustible se eliminarán al quitar las plantas existentes. Así como el riesgo de daño al medio ambiente por el traslado de combustibles.

La Figura IX.7 muestra la ubicación geográfica del proyecto.



Fuente: CFE Distribución

Figura IX.7 ubicación geográfica del proyecto.

X. Proyectos de redes eléctricas inteligentes de las RGD.

La Ley de la Industria Eléctrica (LIE) plantea como premisa fundamental que el despliegue de las Redes Eléctricas Inteligentes (REI) deberá de contribuir a mejorar la eficiencia, confiabilidad, calidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional con la incorporación de tecnologías avanzadas de medición, monitoreo, comunicación y operación, entre otras, que facilite el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución, permitiendo la integración de las fuentes de energías limpias y renovables.

Conforme a la Ley de Transición Energética (LTE) en el Programa de Redes Eléctricas Inteligentes (PREI) se identifican, evalúan, diseñan, establecen e instrumentan las estrategias, acciones y proyectos en materia de redes eléctricas, entre las que se consideran las siguientes:

- El uso de información digital y de tecnologías de control para mejorar la confiabilidad, estabilidad, seguridad y eficiencia de las Redes Generales de Distribución;
- La optimización dinámica de la operación de las Redes Generales de Distribución, y sus recursos;
- La integración de proyectos de Generación Distribuida;
- El despliegue de tecnologías inteligentes para la medición y comunicación en las REI;
- El desarrollo de estándares de comunicación e interoperabilidad de los aparatos y equipos conectados a las Redes Generales de Distribución, incluyendo la infraestructura que le da servicio a dichas Redes.

Como se muestra en la Tabla X.1, el PREI 2017-2019 incluye tres proyectos en desarrollo y dos proyectos candidatos a ser desarrollados por CFE Distribución. Adicionalmente en este Programa de Ampliación y Modernización (PAM) se incluyen dos proyectos complementarios en el que participa la EPS CFE Suministrador de Servicios Básicos. La Figura X.1 muestra el mapa de ruta para el despliegue de REI en CFE Distribución.

Tabla X.1 Proyectos de REI de las RGD.

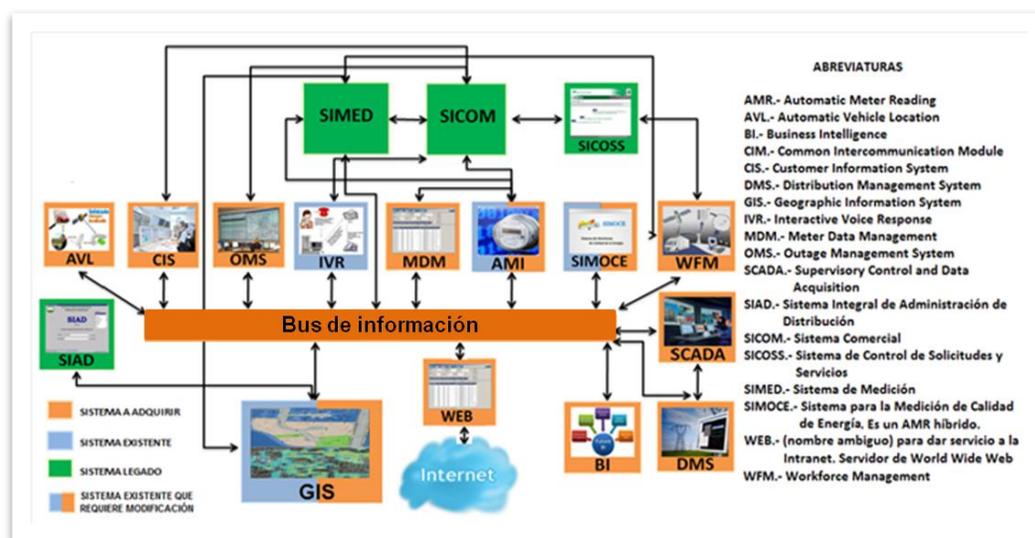
Proyectos de REI	Alineación	Nombre del proyecto
En desarrollo (PREI 2017-2019)	<ul style="list-style-type: none"> • Uso de información digital y de tecnologías de control para mejorar la confiabilidad y seguridad de las RGD. • Integración de proyectos de Generación Distribuida. 	<ul style="list-style-type: none"> • Operación remota y automatismo en redes de distribución. • Sistema de información geográfica de las RGD. • Infraestructura de medición avanzada.
Candidatos a desarrollar (PREI 2017-2019)	<ul style="list-style-type: none"> • Despliegue de tecnologías inteligentes para la medición y comunicación en las REI. 	<ul style="list-style-type: none"> • Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM.
	<ul style="list-style-type: none"> • Optimización dinámica de la operación de las RGD. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de Administración de Distribución Avanzado.
Otros proyectos (CFE SSB)	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollo de estándares de comunicación e interoperabilidad de los aparatos y equipos conectados a las Redes Generales de Distribución, incluyendo la infraestructura que le da servicio a dichas Redes 	<ul style="list-style-type: none"> • Nuevo sistema de gestión empresarial de Distribución-Suministro. • Escalamiento de la medición a AMI.

Fuente: CFE Distribución

Para el PREI 2020-2022, actualmente en revisión por la SENER, a propuesta del CENACE, se tiene considerado lo siguiente:

- El proyecto denominado “*Sistema de Administración de Distribución Avanzado*”, se encuentra en revisión, considerando nuevos alcances tomando en cuenta desarrollos propios de CFE Distribución que permitan reducir costos de implementación ya que originalmente se tenía considerada la adquisición de un sistema completo “llave en mano”.
- El proyecto denominado “*Sistema de información geográfica de las RGD*” concluyó en 2019 sus etapas de implementación básicas; sin embargo, es necesario replantear su desarrollo con una plataforma tecnológica de licenciamiento abierto que permita reducir los costos de implementación y mantenimiento, por lo que se propone cancelar este proyecto, e incluirlo dentro de los alcances de un proyecto propuesto para el CEMIE REDES.

Por lo que estos dos proyectos se excluyen de este PAM y se continuará su revisión para considerar su eventual inclusión en subsiguientes programas.



Fuente: CFE Distribución

Figura X.1. Principales componentes de una Red Eléctrica Inteligente (REI) en distribución.

La Tabla X.2 muestra en resumen las inversiones requeridas para los proyectos de redes eléctricas inteligentes de las RGD que requieren inversión en el período 2023-2027.

Tabla X.2 Resumen de inversiones de los proyectos de REI de las RGD.

Programa o proyecto de inversión de las RGD	Inversión anual [millones de pesos (MDP)]					Inversión Total [MDP]
	2023	2024	2025	2026	2027	
Proyectos de redes eléctricas inteligentes de las RGD						
Operación remota y automatismo en redes de distribución.	336.00	351.00	402.00	374.00	350.00	1813.00
Escalamiento de la medición a AMI.		205.00	197.00	199.00	198.00	799.00
Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM.		270.51	270.03			540.54
Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE)		226.98	287.00	124.82	112.42	751.22
Equipo de radiocomunicación de voz y datos para la operación de las RGD		353.07	289.38	208.13	168.01	1018.59
Modernización de equipo de control supervisorio y redes de comunicación operativas para subestaciones y centros de control de Distribución		438.20	283.84	260.83	239.83	1222.70
Subtotal	336.00*	1844.76	1729.25	1166.78	1068.26	6145.05

* La asignación de presupuesto de inversión 2023 para la EPS CFE Distribución fue menor al declarado como necesario en el PAM de las RGD 2022-2036, motivo por el cual se asignó recurso solamente al Programa de Inversión; Operación remota y automatismo en redes de distribución.

10.1 Operación remota y automatismo en las Redes Generales de Distribución.

Objetivo.

Este programa tiene como objetivo lograr mejoras en la Confiabilidad de las RGD a través de la reducción en el tiempo de restablecimiento de las interrupciones al Suministro Eléctrico y la reducción significativa del número de servicios afectados de forma permanente en cada interrupción con la instalación de equipos de protección y seccionamiento (EPROSEC) con funciones para su operación remota y el automatismo de las RGD. Así como contar con contribuir al desarrollo de redes inteligentes al instrumentar lógicas para el automatismo en la operación de las RGD.

Descripción.

Actualmente existe un gran número de equipos de seccionamiento y de restablecimiento automático (restauradores) de operación manual instalados en las RGD, por lo que, ante una falla, se prolonga el tiempo de restablecimiento de los servicios localizados en tramos no fallados, dependiendo del horario en el que ocurra la falla, las condiciones climatológicas, la disponibilidad de personal, así como la habilidad de operadores y cuadrillas para su localización y aislamiento. Por otra parte, la configuración de los circuitos, la ubicación y número de equipos de protección y seccionamiento disponibles en la actualidad, da lugar a que el número de servicios afectados de forma permanente durante la reparación de la falla llegue a ser significativo.

Inversión y alcance.

Para el período de 2023 a 2027 se tiene considerado la instalación de 5195 EPROSEC telecontrolados, para tensiones de operación de 13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV, para lo que se requiere una inversión total de 1813 millones de pesos. La Tabla X.3 muestra la inversión y metas físicas del programa en un período de 5 años.

Tabla X.3. Inversión y metas físicas para la instalación de EPROSEC telecontrolados.

Descripción	2023	2024	2025	2026	2027	Total
Inversión [Millones de pesos]	336	351	402	374	350	1813
N° de Equipos de protección y seccionamiento (EPROSEC)	963	1005	1152	1072	1003	5195

Fuente: CFE Distribución

10.2 Escalamiento de la medición a AMI.

Objetivo.

El proyecto de inversión tiene como objetivo la disminución de pérdidas de energía por causas no técnicas ocasionadas por el robo de energía eléctrica, así como apoyar la modernización de las

Redes Generales de Distribución para mantener una infraestructura confiable y segura, que satisfaga la demanda eléctrica de manera económicamente eficiente y sustentable, además de que facilite la incorporación de nuevas tecnologías que promuevan la reducción de costos del sector eléctrico, contribuyendo a mejorar la eficiencia, confiabilidad, calidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional con la incorporación de las tecnologías de escalamiento, además de asegurar la medición y reducir las pérdidas de energía por causas no técnicas, facilitando el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a las Redes Generales de Distribución.

Descripción.

La característica principal del proyecto de escalamiento de medidores a AMI es la instalación física de una tarjeta electrónica de comunicación por radiofrecuencia en el interior del medidor digital utilizado en los servicios proporcionados en baja tensión, con lo que se incrementa las capacidades de los medidores para lograr realizar la comunicación remota y se opere mediante los sistemas informáticos institucionales existentes en CFE.

El proyecto considera el escalamiento de la medición de 73 556 servicios con tarjeta electrónica de comunicación en un periodo de 4 años.

Inversión y alcances.

En la tabla X.4 se muestran las inversiones necesarias para el proyecto.

Tabla X.4. Monto de inversión para el escalamiento de la medición (millones de pesos) por División.

Área	Inversión (MDP)				Total
	2024	2025	2026	2027	
Baja California	8.5	8.2	8.3	8.3	33.3
Noroeste	9.6	9.2	9.3	9.3	37.4
Norte	10.2	9.8	9.9	9.8	39.7
Golfo Norte	15.7	15.1	15.2	15.2	61.2
Centro Occidente	11.0	10.6	10.7	10.6	42.9
Centro Sur	13.6	13.1	13.2	13.1	53
Oriente	14.2	13.7	13.8	13.8	55.5
Sureste	17.4	16.7	16.9	16.8	67.8
Valle de México Norte	13.4	12.8	13.0	12.9	52.1
Valle de México Centro	9.3	9.0	9.1	9.0	36.4
Valle de México Sur	12.6	12.1	12.3	12.2	49.2
Bajío	21.0	20.1	20.3	20.2	81.6
Golfo Centro	9.1	8.8	8.8	8.8	35.5
Centro Oriente	15.0	14.4	14.6	14.5	58.5
Peninsular	9.2	8.8	8.9	8.9	35.8
Jalisco	15.2	14.6	14.7	14.6	59.1
Nacional	205.0	197.0	199.0	198.0	799.0

Fuente: CFE Distribución; MDP. - millones de pesos

En la tabla X.5 se muestra la cantidad de servicios por año que se escalaran.

Tabla X.5. Cantidad de servicios

Área	Cantidad por Año				Total
	2024	2025	2026	2027	
Baja California	787	756	764	760	3067
Noroeste	884	850	858	854	3446
Norte	935	898	907	903	3643
Golfo Norte	1445	1389	1403	1396	5633
Centro Occidente	1011	972	982	977	3942
Centro Sur	1253	1204	1216	1210	4883
Oriente	1311	1260	1273	1267	5111
Sureste	1601	1539	1554	1547	6241
Valle de México Norte	1230	1182	1194	1188	4794
Valle de México Centro	860	826	834	830	3350
Valle de México Sur	1163	1118	1129	1123	4533
Bajío	1929	1853	1872	1863	7517
Golfo Centro	839	806	814	810	3269
Centro Oriente	1383	1329	1343	1336	5391
Peninsular	846	813	822	818	3299
Jalisco	1395	1341	1355	1346	5437
Nacional	18 872	18 136	18 320	18 228	73 556

Fuente: CFE Distribución

10.3 Gestión del balance de energía de las Redes Generales de Distribución para el Mercado Eléctrico Mayorista.

Objetivo.

El proyecto de inversión tiene como objetivo implementar fuera de subestaciones los sistemas de medición, comunicación y control necesarios para que las liquidaciones del Mercado Eléctrico Mayorista se puedan realizar de manera diaria y horaria, del registro del consumo de energía eléctrica de los equipos de intercambio de energía entre zonas minimizando la incertidumbre para el MEM ocasionada por las estimaciones que se emplean actualmente. Dando cumplimiento a los requerimientos funcionales que confiere la Reforma Energética, garantizando con ello el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio de las Redes Generales de Distribución se realicen de manera correcta, transparente y en apego a lo establecido en la normativa aplicable a las 150 Zonas de las 16 Divisiones que componen la CFE Distribución.

Las condiciones establecidas por la Ley de la Industria Eléctrica en su artículo 37 y la Base 16 del MEM requieren obtener el balance de energía en los puntos de intercambio de está de las denominadas Zonas de Carga, tales como salida de alimentadores en media tensión, transformador de potencia, intercambio de energía entre zonas. Por tanto, se requiere de la instalación de equipo de medición y comunicaciones en las Redes Generales de Distribución para obtener una medición

confiable y que todos los Participantes del MEM realicen las liquidaciones por energía correspondientes, esto es, diario y con un perfil de mediciones en tiempo real.

Actualmente se cuenta con el caso de negocio, sin embargo, no se han asignado recursos para su realización por lo en este Programa se hace un replanteamiento de sus alcances y del período de ejecución.

Descripción.

Este proyecto comprende la medición en los puntos de intercambio al interior y de las subestaciones eléctricas de alta a media tensión, así como la medición en los puntos de intercambio sobre la trayectoria de los circuitos de media tensión, distribuidos por División de Distribución como se muestra en la Tabla X..

La Figura X.2 se muestra el esquema conceptual del Sistema de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista y la **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** el esquema general de equipos, componentes e interconexión para los puntos de medición al exterior de subestaciones.

Inversión y alcance.

Para la instalación de un total de 1207 puntos, que incluye el suministro de equipos y materiales de medición, sistemas de comunicaciones y análisis de datos, puesta en servicio, mantenimiento y sistema de monitoreo para cada punto, se requiere una inversión total de 540.54 millones de pesos, como se indica en las Tabla X. y Tabla X..

Tabla X.6 Necesidades de equipos para la medición de Puntos de Entrega / Puntos de Recepción para el Mercado Eléctrico Mayorista.

<i>"Puntos de Entrega / Puntos de Recepción"</i>	Cantidad	Inversión necesaria [millones de pesos]
Trayectoria de circuitos MT	1207	540.54

Fuente: CFE Distribución

Tabla X.7 Inversión requerida del proyecto Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM.

Inversión requerida	Esquema de Inversión (MDP)		
	2024	2025	Subtotal
Puntos de Medición entre Zonas de Carga	270.51	270.03	540.54

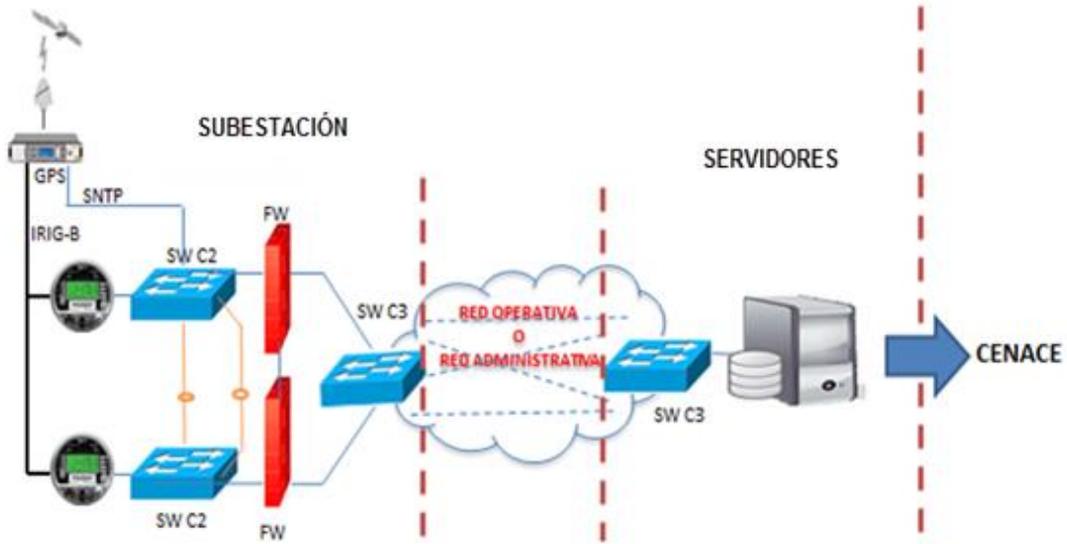
Fuente: CFE Distribución

Tabla X.8. Equipamiento necesario para la trayectoria de los circuitos de media tensión.

Confiabilidad de Puntos de Medición Fuera de Subestaciones			
División	Total de Puntos	2024	2025
Baja California	11	5	6
Bajío	61	30	31
Centro Occidente	62	31	31
Centro Oriente	142	71	71
Centro Sur	34	17	17
Golfo Centro	51	26	25
Golfo Norte	29	15	14
Jalisco	125	63	62
Noroeste	13	7	6
Norte	29	15	14
Oriente	61	31	30
Peninsular	11	6	5

Confiabilidad de Puntos de Medición Fuera de Subestaciones			
División	Total de Puntos	2024	2025
Sureste	45	23	22
Valle de México Centro	161	81	80
Valle de México Norte	150	75	75
Valle de México Sur	222	111	111
Total	1207	607	600

Fuente CFE Distribución



Mapa de flujo de información

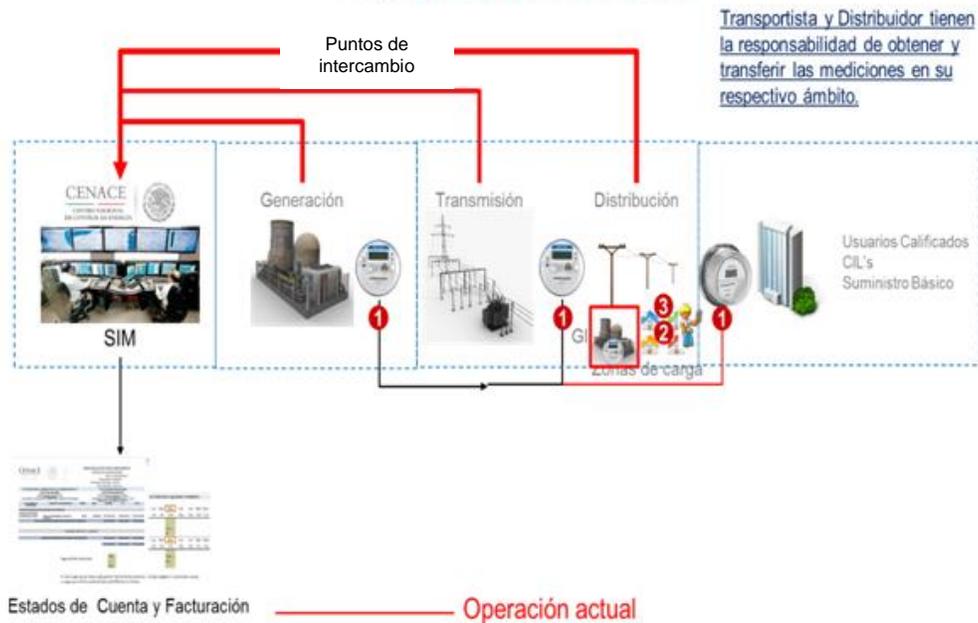


Figura X.2. Esquema conceptual del Sistema de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista

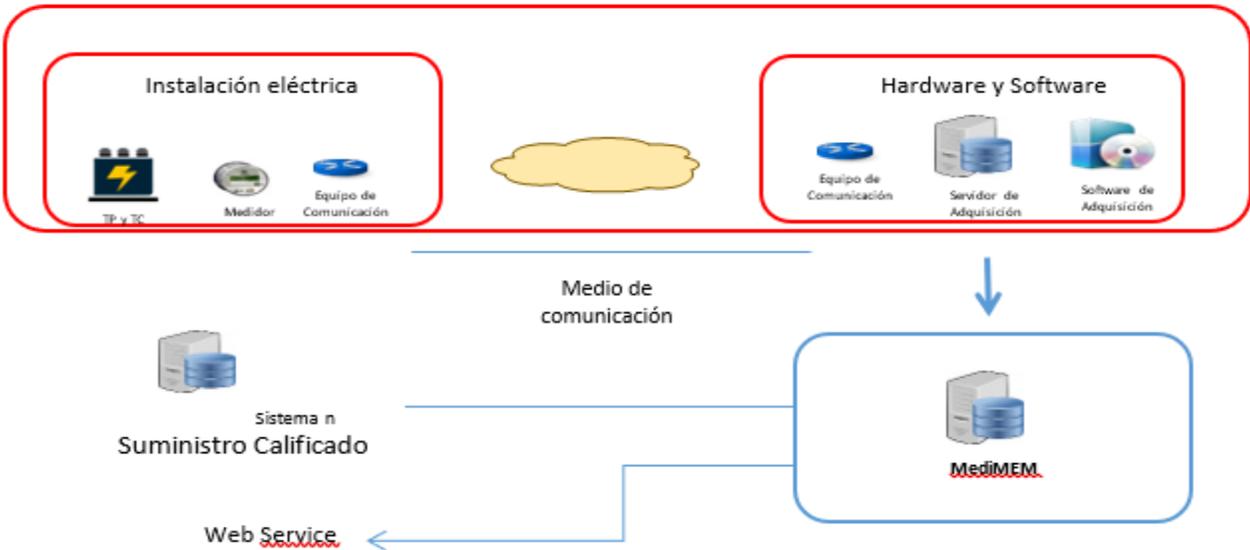


Figura X.3. Esquema general de equipos, componentes e interconexión para los puntos de medición al exterior de subestaciones

Para determinar los componentes del proyecto se llevan a cabo revisiones técnicas en las instalaciones de los puntos de intercambio en cada una de las Divisiones de CFE Distribución, dichas revisiones se realizan con el personal especializado del proceso de Distribución con la finalidad de identificar la necesidad de cada punto de intercambio.

El proyecto comprende la medición en puntos de intercambio fuera de subestaciones eléctricas y medición en puntos de intercambio dentro de subestaciones eléctricas.

10.4 Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE)

Objetivo.

El proyecto de inversión tiene como objetivo implementar los sistemas de medición y adquisición de datos, necesarios para que las liquidaciones del Mercado Eléctrico Mayorista se puedan realizar de manera diaria y horaria, minimizando la incertidumbre para el MEM ocasionada por las estimaciones que se emplean actualmente. Dando cumplimiento a los requerimientos funcionales que confiere la Reforma Energética, garantizando con ello el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio de las Redes Generales de Distribución se realicen de manera correcta, transparente y en apego a lo establecido en la normativa aplicable.

Descripción.

El proyecto, Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE) Gestión del Balance de Energía de las Redes Generales de Distribución para el Mercado Eléctrico Mayorista, es el resultado de la detección de necesidades conforme a lo establecido en los Términos de la Estricta Separación Legal de la C.F.E., así como cumplir con el objetivo de que los desarrolladores de proyectos potenciales, inversionistas, Integrantes de la Industria Eléctrica y demás personas interesadas en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista, estén en posibilidades de asumir compromisos y obligaciones, para ello es indispensable que el CENACE ponga a su disposición la información de dicho mercado que se encuentre en su posesión, salvo los casos en que tenga un impedimento legal para hacerlo o debido a una falla técnica fuera del control del propio CENACE. Para efectos de lo

anterior, el CENACE establecerá las interfaces que permitan la captura y almacenamiento de datos, con el objetivo de que los Integrantes de la Industria Eléctrica y los candidatos a Participantes del Mercado puedan cumplir con sus obligaciones de entregar información al CENACE.

Inversión y alcance.

Para el período de 2024 a 2027 se tiene considerado la instalación de 4465 medidores (tabla X.9), 150 unidades concentradoras (tabla X.10) y 1 servidor (tabla X.11), para lo que se requiere una inversión total de 751.22 millones de pesos (tabla X.12)

Tabla X.9. Cantidad de las necesidades de los puntos de intercambio (medidores)

División de CFE Distribución	2024	2025	2026	2027	Total
Baja California	63	80	35	31	209
Noroeste	140	178	77	70	465
Norte	138	176	76	69	459
Golfo Norte	200	255	110	100	665
Centro Occidente	15	20	8	8	51
Centro Sur	63	80	34	31	208
Oriente	85	108	46	42	281
Sureste	119	151	65	59	394
Valle de México Norte	57	72	31	28	188
Valle de México Centro	42	54	23	21	140
Valle de México Sur	34	43	19	17	113
Bajío	103	131	57	51	342
Golfo Centro	82	104	45	41	272
Centro Oriente	37	47	20	18	122
Peninsular	90	114	49	45	298
Jalisco	77	99	43	39	258
Nacional	1345	1712	738	670	4465

Fuente: CFE Distribución

Tabla X.10. Cantidad de las necesidades de los puntos de intercambio (unidades concentradoras)

División de CFE Distribución	2024	2025	2026	2027	Total
Baja California	2	2	1	1	6
Noroeste	3	3	2	1	9
Norte	2	3	2	1	8
Golfo Norte	3	4	2	2	11
Centro Occidente	3	4	2	2	11
Centro Sur	3	3	2	1	9
Oriente	2	3	1	1	7
Sureste	3	3	2	1	9
Valle de México Norte	2	2	2	1	7
Valle de México Centro	2	2	1	1	6
Valle de México Sur	2	2	1	1	6
Bajío	3	3	2	1	9
Golfo Centro	2	3	1	1	7
Centro Oriente	3	3	2	1	9
Peninsular	2	3	2	1	8
Jalisco	3	4	2	2	11
Nacional	40	47	27	19	133

Fuente: CFE Distribución

Tabla X.11. Cantidad de las necesidades de los puntos de intercambio (Servidores)

División de CFE Distribución	Servidores Divisionales
Sureste	1

Fuente: CFE Distribución

Tabla X.12. Acciones y esquema de Inversión del proyecto Gestión del Balance de Energía de las Redes Generales de Distribución para el Mercado Eléctrico Mayorista

Acción de Inversión	Inversión (MDP)				Subtotal
	2024	2025	2026	2027	
Medición para Liquidación (SIMOCE)	219.45	279.33	120.41	109.32	728.51
Equipos Concentradores	6.53	7.67	4.41	3.1	21.71
Servidores	1				1
Total	226.98	287	124.82	112.42	751.22

Fuente: CFE Distribución

10.5 Equipo de radiocomunicación de voz y datos para la operación de las RGD

Objetivo

Las adquisiciones de equipo de comunicación como es la Radiocomunicación de voz, que incluye radios base, móviles y portátiles, así como equipos repetidores y radios de datos, incluidos en este programa, reemplazará al equipo que ha cumplido su vida útil o ha resultado dañado, con la finalidad de garantizar el desarrollo de las actividades de operación, coordinación, despacho y telemetría que realiza personal de CFE Distribución.

Este proyecto considera la adquisición del equipo antes mencionado a nivel nacional, para las 16 Divisiones de Distribución, teniendo como objeto mejorar la seguridad del personal que realiza trabajos de operación en líneas energizadas y de mantenimiento en líneas desenergizadas principalmente al contar con equipo más confiable y eficiente para la coordinación de las actividades en campo, así como mejorar los tiempos de atención a los usuarios al existir mejor coordinación entre los grupos de trabajo, con ello se reducirán los costos operativos, generando rentabilidad y valor económico para CFE Distribución y el Estado Mexicano.

Descripción

Los equipos actualmente en operación tienen vida útil concluida o son obsoletos y poco confiables para el intercambio de información de voz y datos, debido principalmente al tiempo que tienen en operación y a que los modelos que se utilizan fueron descontinuados por los fabricantes hace varios años. El envejecimiento de sus componentes electrónicos ocasiona que sus parámetros de funcionamiento, a pesar de los ajustes que se realicen, no sean ya los óptimos, afectando con ello la calidad de las comunicaciones y requiriendo de mantenimientos más frecuentes. Esto aumenta el tiempo de trabajo que el personal de comunicaciones y control debe dedicar a estos equipos, dejando de realizar otras actividades productivas, que ocasionan retrasos al personal de campo. Así mismo, el mal funcionamiento de los equipos afecta la coordinación de trabajos y en ocasiones provoca la cancelación de las actividades programadas y de emergencia en líneas y redes de distribución.

Inversión

La inversión necesaria para este proyecto en el horizonte 2024-2027 es de a 1018.59 millones de pesos, como se muestra la tabla X.9.

Tabla X.9. Inversión requerida para la adquisición del programa

Concepto	Inversión anual (MDP)				Total
	2024	2025	2026	2027	
Adquisición de equipos de Radiocomunicación de voz y datos	353.07	289.38	208.13	168.01	1018.59

Fuente: CFE Distribución

Con las inversiones presentadas en la tabla X.10, se consideran las siguientes metas físicas:

Tabla X.10. Metas físicas

Concepto	Año (Unidades)				Total
	2024	2025	2026	2027	
Equipos de radiocomunicación voz portátiles	1168	953	669	541	3331
Equipos de radiocomunicación voz móviles	2874	2348	1663	1335	8220
Equipos de radiocomunicación voz fijos	425	336	190	157	1108
Equipos de radiocomunicación voz repetidores	149	119	73	66	407
Equipos de radiocomunicación de datos	3758	3114	2386	1893	11 151
Total	8374	6870	4981	3992	24 217

Fuente: CFE Distribución

10.6 Modernización de equipo de control supervisorio y redes de comunicación operativas para subestaciones y centros de control de Distribución

Objetivo

CFE Distribución tiene por objeto realizar las actividades necesarias para prestar el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, así como para llevar a cabo entre otras actividades, el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar el servicio público de distribución.

Con el objetivo de cumplir con el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y a fin de garantizar la operación del SEN en condiciones de Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y Sustentabilidad, de conformidad con lo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica, es indispensable contar con Equipos de Control Supervisorio y Redes de Comunicaciones Operativas capaces de soportar los requerimientos actuales y hacia futuro en el ámbito operativo, técnico y administrativo bajo los cuales se rige el mercado eléctrico nacional (Manual TIC) y que a su vez estén basadas en estándares internacionales de los diferentes rubros técnicos y de seguridad bajo las mejores prácticas de mercado a nivel global.

Descripción

Actualmente los equipos en operación son obsoletos para el manejo de información derivado del hecho que su software y hardware no están actualizados para el tratamiento óptimo de datos y el manejo de aplicaciones recientes no son soportadas, lo que no permite que las comunicaciones en las redes de comunicación fluyan de manera eficiente, afectando la productividad, calidad y la disponibilidad de la información de telemetría.

Tabla X.11. Inversión requerida para la adquisición del programa

Acción de Inversión	Inversión MDP
Equipos de Control Supervisorio	577.08
Equipos de Redes de Comunicación Operativas para Subestaciones y Centros de Control de Distribución.	645.62
Total	1222.70

Fuente: CFE Distribución

Inversión y alcances

La inversión por año en el periodo 2024 al 2027 se muestra en la tabla siguiente

Tabla X.12. Inversión por año en cada división.

División	2024	2025	2026	2027	TOTAL
Baja California	32.19	22.45	22.26	21.54	98.44
Bajío	37.83	26.5	28.44	25.4	118.17
Centro Occidente	17.6	14.61	14.61	13.79	60.61
Centro Oriente	18.32	11.42	10.86	11.84	52.44
Centro Sur	24.35	15.39	15.39	15.39	70.52
Golfo Centro	37.33	16.33	8.97	5.58	68.21
Golfo Norte	44.49	30.48	31.69	31.41	138.07
Jalisco	14.46	8.3	10.74	10.74	44.24
Noroeste	30.77	19.72	19.37	18.33	88.19
Norte	25.51	20.94	19.63	19.63	85.71
Oriente	44.88	28.07	28.47	21.93	123.35
Peninsular	30.75	18.56	16.56	15.59	81.46
Sureste	38.13	27.75	22.07	18.64	106.59
Valle de México Centro	8.53	5.86	5.44	5.44	25.27
Valle de México Norte	18.58	5.84	4.31	4.12	32.85
Valle de México Sur	14.48	11.62	2.02	0.46	28.58
TOTAL	438.2	283.84	260.83	239.83	1222.7

Fuente: CFE Distribución

Tabla X.13. Tabla Cantidad de equipos a adquirir por año.

Equipo	2024	2025	2026	2027	Total
Ruteador Para CCD	101				101
Switch OT capa 2 para CCD	175				175
Ruteador Industrial para Subestación	193	187	188	187	755
Switch Industrial Capa 2 para Subestación	821	679	673	648	2821
Módulo Procesador de Comunicaciones SCADA (Protocolo IEC 61850)	28	24	25	14	91
Módulo Procesador de Comunicaciones SCADA (Protocolo DNP)	484	399	330	309	1522
Módulo de Entradas y Salidas (MCADs)	1323	945	808	683	3759
Cantidad de Equipos	3125	2234	2024	1841	9224

Fuente: CFE Distribución

XI. Acceso abierto a la Generación Distribuida.

La LIE define a la Generación Distribuida (GD) como la generación de energía eléctrica que realiza un Generador Exento mediante una Central con capacidad menor a 0.5 MW y se interconecta a un circuito de distribución con alta concentración de Centros de Carga conforme a las Reglas de Mercado. La Ley de Transición Energética (LTE) extiende este concepto al de Generación Limpia Distribuida, el cual además de lo ya establecido en la LIE, indica que es la generación que se realiza a partir de energía limpias.

En su carácter de prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, la EPS CFE Distribución, en apego al Artículo 4 de la LIE, se encuentra obligada, entre otras cosas, a:

- Otorgar acceso abierto a las Redes Generales de Distribución en términos no indebidamente discriminatorios;
- Ofrecer y prestar el Suministro Eléctrico a todo aquel que lo solicite, cuando ello sea técnicamente factible, en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad;
- Cumplir con las obligaciones en materia de energías limpias y reducción de emisiones contaminantes que al efecto se establezcan en las disposiciones aplicables.

Asimismo, conforme al Artículo 33 de la LIE, se encuentra obligada a interconectar a sus redes, las Centrales Eléctricas cuyos representantes lo soliciten en condiciones no indebidamente discriminatorias, cuando ello sea técnicamente factible. Por lo cual, las Centrales Eléctricas de Generación Distribuida que busquen conectarse a la red podrán hacerlo cuando exista factibilidad técnica y cumplan con los requisitos de interconexión y normatividad aplicable, recibiendo el mismo trato que cualquier otro que se encuentre en las mismas condiciones.

Conforme al Artículo 34 de la LIE, las solicitudes recibidas de los interesados cuyas obras específicas de infraestructura requerida para su interconexión aporten un beneficio neto al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), serán incluidas en el Programa de Ampliación y Modernización de las RGD, a fin de ser consideradas en el PRODESEN conforme al apartado I del Artículo 68 de la LIE.

A la fecha de elaboración de este Programa, no se han recibido en CFE Distribución, solicitudes de este tipo. Asimismo, ya que las obras, ampliaciones o modificaciones necesarias para la interconexión que no aportan un beneficio neto al SEN no se incluyen en este Programa, de acuerdo con el Artículo 35 de la LIE, el Generador Exento deberá optar por realizarlas a su costa o por hacer aportaciones al Distribuidor para su realización y beneficiarse de las mismas, tomando en cuenta que no se construirán obras, ampliaciones o modificaciones de transmisión y distribución cuando el CENACE determine que se contraponen con las condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.

11.1 Estrategia en el proceso de planeación en materia de Generación Distribuida.

Por lo anterior y con base en el marco regulatorio vigente, se describe en la Figura XI.1 la estrategia general para considerar en el proceso de planeación de las RGD los requerimientos de ampliación y modernización de la infraestructura eléctrica asociados con la infraestructura requerida para la interconexión de Centrales Eléctricas de Generación Distribuida la cual se resume en los puntos siguientes:

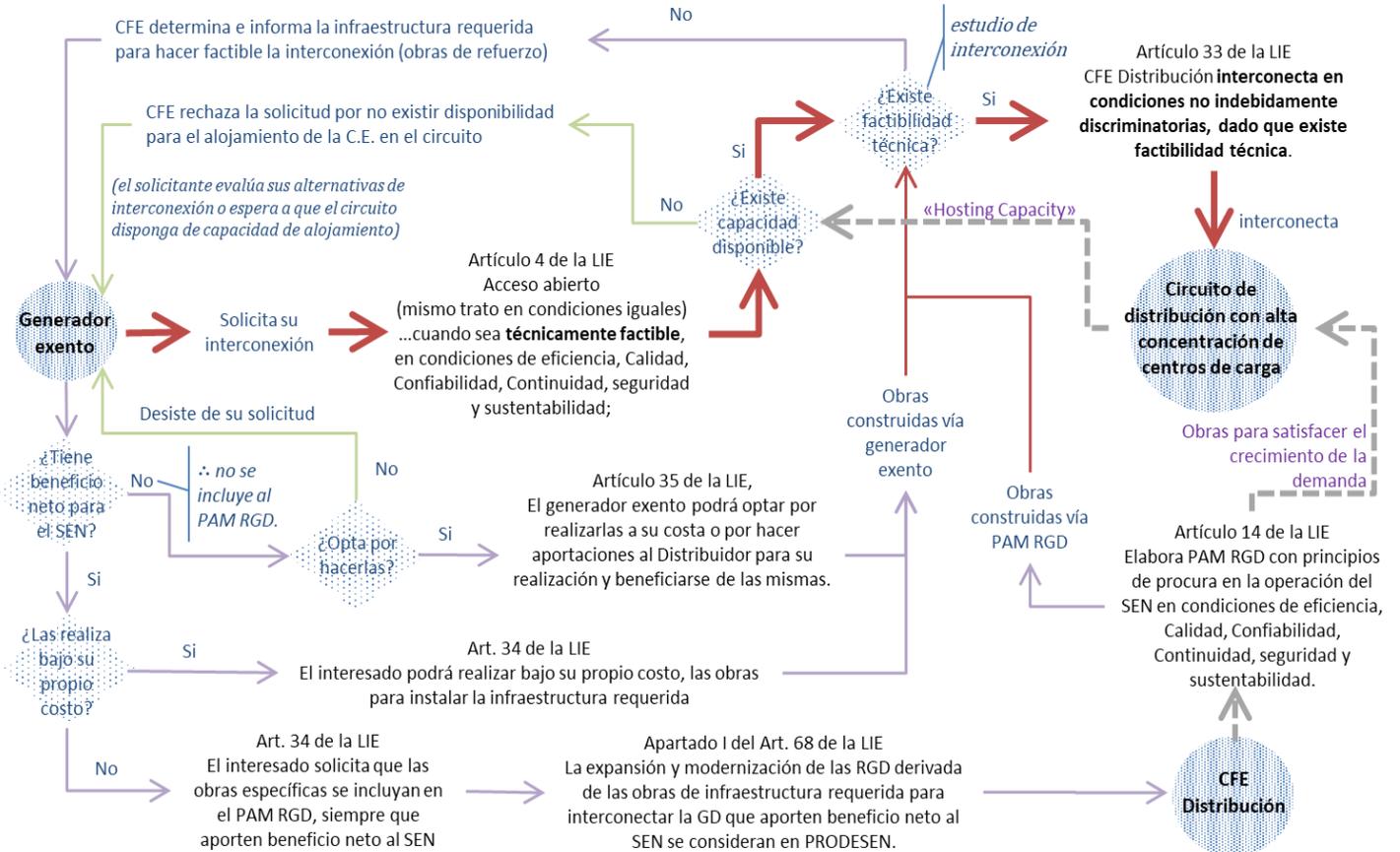


Figura XI.1 Estrategia para considerar en el proceso de planeación de las RGD los requerimientos de ampliación y modernización de la infraestructura eléctrica asociados con el incremento en la Generación Distribuida.

1. Programar la Ampliación y Modernización de la infraestructura necesaria en las RGD para mantener las condiciones aceptables de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad en la operación de estas, conforme al Artículo 14 de la LIE.
2. Utilizar instrumentos, metodologías y procedimientos con reconocimiento internacional para evaluar periódicamente la capacidad de alojamiento o «hosting capacity» de recursos energéticos distribuidos (DER por sus siglas en inglés) en cada uno de los circuitos eléctrico de distribución en media tensión.
3. Verificar, para cada nueva solicitud de interconexión, que exista tanto “capacidad de alojamiento” disponible como factibilidad técnica a través de los estudios de interconexión correspondientes.
4. Considerar en el Programa de Ampliación y Modernización de las RGD las solicitudes de los interesados la infraestructura requerida de interconexión que aporte beneficio neto al SEN.

11.2 Estadísticas de interconexión de Centrales Eléctricas de Generación Distribuida.

La capacidad total acumulada en Centrales Eléctricas de Generación Distribuida ascendió, al segundo semestre de 2022, a un total de 2629 MW, con un porcentaje de generación fotovoltaica mayor al 99%. La Figura XI.2 muestra la capacidad integrada de GD en la República Mexicana. Ésta es mayor en las Divisiones de Distribución localizadas al norte y occidente del País, mientras que, en las Penínsulas, Noroeste Bajío y Centro Occidente, es un nivel de integración relativo intermedio, y en el Golfo y Sureste el nivel de integración relativo es bajo.

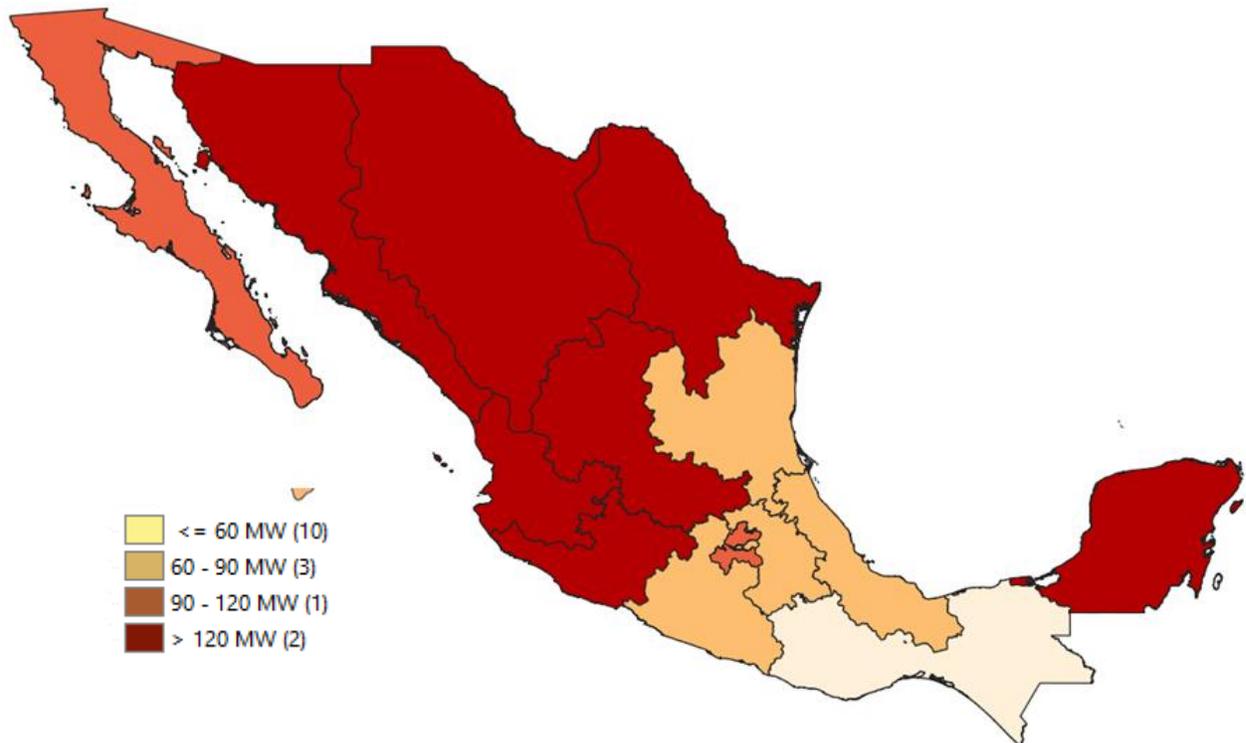


Figura XI.2 Capacidad integrada de Centrales de Generación Distribuida por División de Distribución.

Como se muestra en las Figura XI.4a, Figura XI.4b y Tabla XI.1, en el período de 2017 a 2022 se recibieron, anualmente en promedio, 47 912 solicitudes de interconexión en baja tensión, 92% en sistemas monofásicos y 8% en sistemas trifásicos. En el 99% de los casos de sistemas monofásicos su capacidad fue menor a 10 kW, mientras que, en sistemas trifásicos, el 99.2% de los casos fueron menores a 30 kW.

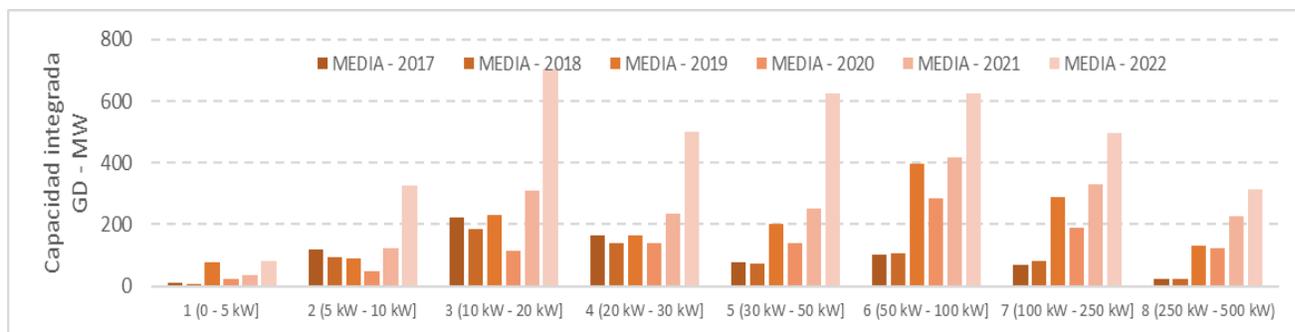


Figura XI.3a Solicitudes de interconexión recibidas en media tensión, de 2017 a 2022.

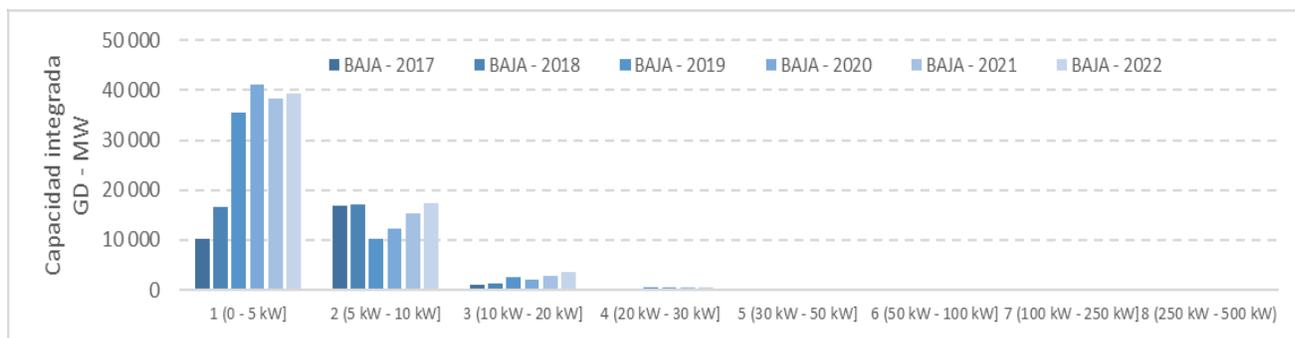


Figura XI.4b Solicitudes de interconexión recibidas en baja tensión, de 2017 a 2022.

En lo que respecta a las solicitudes de interconexión de media tensión, en el mismo período, se recibieron anualmente en promedio 1 624 solicitudes, 58% con capacidad menor a 50 kW, 34% con capacidad menor a 250 kW y 8 % en el rango de 250 kW a 500 kW.

Tabla XI.1 Solicitudes de interconexión recibidas en media y baja tensión, de 2017 a 2021.

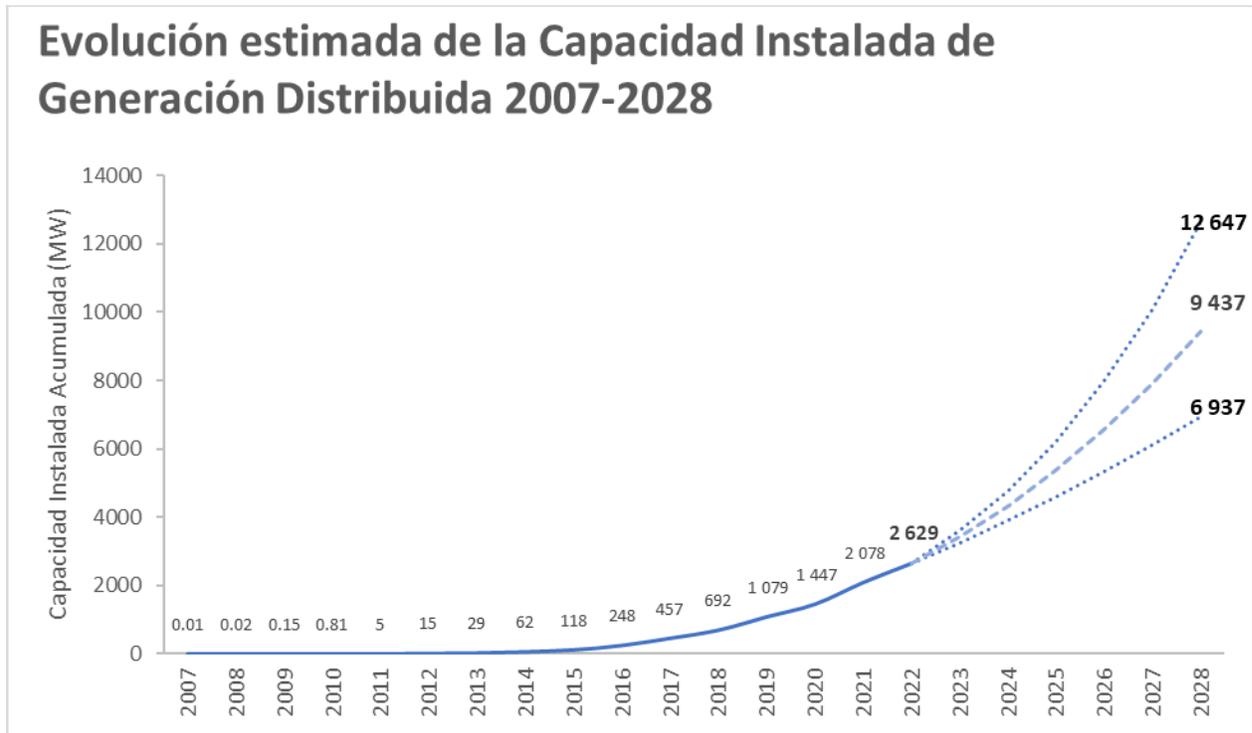
Total de solicitudes Rangos de capacidad	BAJA						MEDIA					
	BAJA - 2017	BAJA - 2018	BAJA - 2019	BAJA - 2020	BAJA - 2021	BAJA - 2022	MEDIA - 2017	MEDIA - 2018	MEDIA - 2019	MEDIA - 2020	MEDIA - 2021	MEDIA - 2022
1 (0 - 5 kW]	10 298	16 609	35 467	41 141	38 322	39 211	12	7	79	25	37	80
2 (5 kW - 10 kW]	16 974	17 130	10 284	12 162	15 338	17 413	120	95	90	48	121	328
3 (10 kW - 20 kW]	1055	1255	2612	2162	2932	3577	221	186	230	114	309	705
4 (20 kW - 30 kW]	97	176	535	436	564	478	163	139	163	139	234	500
5 (30 kW - 50 kW]	73	120	294	302	327	125	76	73	202	140	250	627
6 (50 kW - 100 kW]							103	107	396	283	417	624
7 (100 kW - 250 kW]							70	80	290	189	332	495
8 (250 kW - 500 kW]							25	25	132	125	225	315
Total general	28 497	35 290	49 192	56 203	57 483	60 804	790	712	1582	1063	1925	3674

Fuente: Plataforma informática en materia de Generación Distribuida

11.3 Pronósticos de la Generación Distribuida en las RGD.

Tomando como base el año de interconexión física, en la Figura IV.3 se muestra una tendencia de crecimiento en la capacidad total agregada de Centrales Eléctricas de GD para el período 2023-2028, con una tasa anual promedio de 18 %, la Figura XI.4 muestra el pronóstico.

La Figura XI.5, muestra la tendencia, para el mismo período, en la integración regional por División de Distribución.



Fuente: CFE, Plataforma informática en materia de Generación Distribuida

Figura XI.5 Evolución estimada de la Capacidad Instalada de Generación Distribuida 2007-2028.

De mantenerse esta tendencia, a finales de 2028 la capacidad total instalada en Centrales de GD sería del orden de 9437 MW, con un intervalo de confianza entre 6937 MW y 12 647 MW.

11.4 Capacidad de alojamiento.

La “Capacidad de Alojamiento” determina la magnitud de la capacidad de Generación Distribuida que puede ser integrada de forma técnicamente factible a un circuito de distribución sin causar algún impacto adverso a la calidad o la confiabilidad en la distribución de la energía eléctrica, bajo las condiciones actuales del circuito y sin requerir de refuerzos a su infraestructura.

La Capacidad de Alojamiento se evalúa semestralmente para reflejar las adiciones a la infraestructura de las RGD y revisar continuamente los límites de factibilidad técnica para la interconexión de nuevas Centrales Eléctricas de GD.

De acuerdo con el apartado 3.3.7 de las Bases de Mercado (DOF 08.09.2015), un circuito de distribución con una alta concentración de Centros de Carga, es aquel que en el momento de la interconexión de la Central Eléctrica o de la evaluación de la misma la Capacidad Instalada de la Central Eléctrica es menor que la demanda esperada de los Centros de Carga en el circuito de distribución al cual está conectada, en todo momento bajo las circunstancias esperadas, o bien, la instalación de la Central Eléctrica reduce o no tiene impacto en la carga máxima de cada elemento del circuito de distribución.

En el mismo apartado, se supone que todas las Centrales Eléctricas con capacidad menor a 500 kW, conectadas a las RGD cumplen con los criterios antes mencionados, y que este supuesto sólo se descartará si el CENACE realiza un estudio específico que determine lo contrario. Como veremos más adelante este supuesto no se cumple en todos los casos.

La interconexión de recursos energéticos distribuidos (DERs por sus siglas en inglés) puede ocasionar problemas operativos en las RGD tales como sobrevoltajes, sobrecargas y mala coordinación de protecciones. Para lidiar con estos problemas, una solución es reforzar el sistema eléctrico, lo cual puede ser muy costoso. Otra solución es delimitar la magnitud de la penetración de DERs a su Capacidad de Alojamiento.

En este proceso se utiliza la herramienta desarrollada por el Electric Power Research Institute (EPRI) denominada Distribution Resource Integration and Value Estimation (DRIVE) para el análisis estocástico de diferentes escenarios de penetración, con los que se simula la interconexión incremental de pequeñas Centrales Eléctricas distribuidas de manera efectiva a lo largo del circuito de distribución, como se ilustra en la Figura XI.6, asumiendo que la capacidad instalada en cada una de estas Centrales es menor o igual que la carga presente en cada nodo del sistema eléctrico al momento de máxima generación.

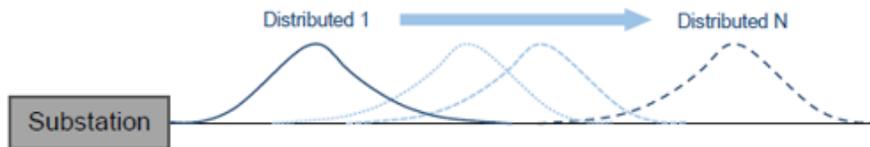


Figura XI.6 Escenarios de simulación estocástica para la distribución de la capacidad incremental de pequeñas Centrales Eléctricas a lo largo de un circuito de distribución.

Mientras la capacidad total agregada de generación sea menor que la Capacidad de Alojamiento, entonces se considerará factible, desde el punto de vista técnico, que nuevas Centrales Eléctricas se incorporen a las RGD. De este modo se asegura que la penetración de los DERs no tendrá efectos adversos en la Calidad, Confiabilidad y Seguridad en la operación del sistema.

Los resultados de estos estudios, las estadísticas de la integración de la Generación Distribuida a las RGD, la capacidad de los circuitos de distribución, la capacidad de generación interconectada a dichos circuitos y la capacidad disponible, se dan a conocer públicamente a los interesados, conforme a lo establecido en la Resolución RES/142/2017 y de forma indicativa a través de la Plataforma Informática en materia de Generación Distribuida (<https://www.gob.mx/cre/articulos/plataforma-informatica-en-materia-de-generacion-distribuida?idiom=es>).

11.4.1 Requerimientos de estudios de interconexión.

Como se observa en la Figura XI.7, las Centrales de Generación Distribuida interconectadas en media tensión, muestran una clara tendencia a la instalación de capacidades superiores a los 100 kW.

Esta tendencia muestra un propósito final hacia la venta de energía y en menor grado al uso propio de la energía con fines de autoabastecimiento, dando lugar a que se presenten solicitudes con una mayor concentración de generación en ciertos nodos del sistema eléctrico, que no se apegan a las consideraciones con las cuales se determina la capacidad de alojamiento de los circuitos de distribución, por lo que debe revisarse el impacto que tiene cada nueva solicitud de interconexión sobre el sistema eléctrico.

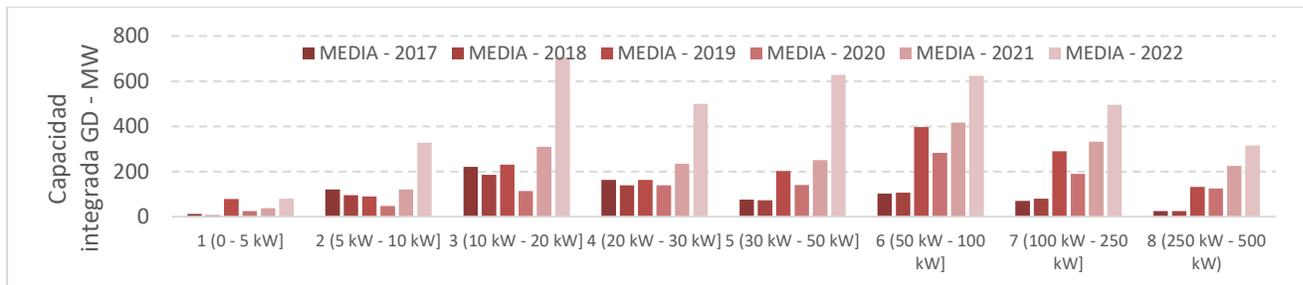


Figura XI.7 Evolución de la capacidad de generación integrada a las RGD anualmente en media tensión, de 2017 a 2022.

Por otro lado, en los sistemas de baja tensión las pequeñas Centrales Eléctricas se agrupan en rangos de capacidad menores a 10 kW. La tendencia observada es a la instalación de Centrales con capacidades menores a 5 kW.

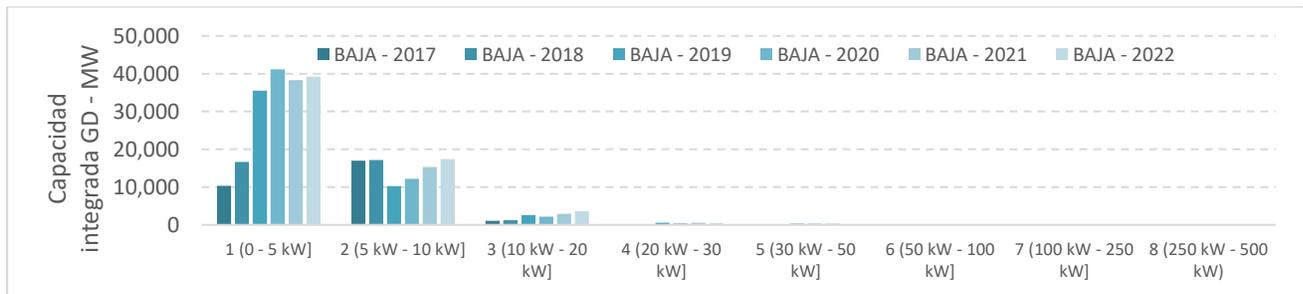


Figura XI.8 Evolución de la capacidad de generación integrada a las RGD anualmente en baja tensión, de 2017 a 2022

Si bien los estudios de capacidad de alojamiento garantizan la interconexión de las Centrales Eléctricas de Generación Distribuida bajo condiciones establecidas. La tendencia a la concentración de la capacidad de generación en Centrales de gran capacidad da lugar a la necesidad de revisar las condiciones operativas del circuito para cada nueva solicitud, a fin de verificar la factibilidad técnica de la interconexión.

11.5 Estrategias para la mitigación del impacto en la penetración de la Generación Distribuida en las RGD.

El análisis predictivo de la penetración de la GD en los circuitos de distribución permitiría identificar las condiciones necesarias y suficientes para mitigar los impactos de la Generación Distribuida futura. Sin embargo, la información de la tendencia de crecimiento de la capacidad interconectada total resulta insuficiente para determinar los proyectos de ampliación y modernización de las RGD que serían necesarios para mitigar, en su caso, su impacto, de manera preventiva.

De acuerdo con el EPRI se podrían instrumentar algunas medidas de mitigación como las que se muestran en la Tabla XI.2, que van desde mejoras a la red, hasta cambios en la forma de operarlas, y por otra parte considerar cambios en las tecnologías utilizadas para la interconexión de los generadores.

Tabla XI.2 Medidas para mitigar el impacto de la Generación Distribuida.

	Opción de mitigación	Impacto a la capacidad de alojamiento		
		Voltaje	Térmico	Protección
Mejoras a la RGD	Recalibración	Si	Si	No
	Cambio de tensión	Si	Si	Si
	Cambio de transformador	Si	Si	Puede ser
	Reguladores de voltaje	Si	No	No
	Comm/control (curtailment)	Si	Si	Puede ser
	Relevadores adicionales	No	No	Si
Cambios operacionales	Cambio de regulador de voltaje	Si	No	No
	Ajuste de cambiadores de taps	Si	No	No
	Modificar ajustes de relevadores	No	No	Puede ser
Soluciones tecnológicas	Control de var en inversores	Si	No	No
	Control de watt en inversores	Si	Si	Puede ser
	Control distribuido de var	Si	No	No
	Almacenamiento de energía	Si	Si	Puede ser
	Orientación de paneles FV	Si	No	No
	Respuesta a la demanda	Puede ser	Puede ser	Puede ser
		Si	No	Puede ser

11.6 Conclusiones.

Los impactos de la interconexión de Centrales Eléctricas de GD comienzan a cobrar importancia conforme el número de Centrales se incrementa y cuando problemas operativos, tales como variaciones en la tensión de suministro o el disparo incorrecto de los equipos de protección y seccionamiento comienzan a ser evidentes.

Tradicionalmente, los factores principales que gobiernan la cantidad de GD que puede alojarse son:

- 1) Tamaño y ubicación de la GD,
- 2) Características físicas de la RGD, y
- 3) Tecnología utilizada para la GD.

Las condiciones operativas de los circuitos de distribución cambian año con año, éstos se reconfiguran y se adicionan nuevos circuitos para satisfacer el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, y en la ampliación y modernización de la infraestructura de las RGD se aplican diseños y consideraciones que permiten cumplir con las condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad, que marca la LIE.

La Capacidad de Alojamiento no es un valor estático, éste cambiará conforme cambie la red eléctrica de distribución, semestralmente se revisan y publican los estudios de capacidad de alojamiento de cada circuito, a fin de establecer la magnitud de la capacidad de alojamiento disponible en cada circuito, adicional a lo cual se debe tomar en cuenta que existen algunos circuitos presentan restricciones específicas por alimentar cargas especiales tales como los circuitos del Metro de la CDMX, o bien que la capacidad de alojamiento puede estar limitada por el sistema de alta tensión o de la subestación que lo alimenta.

Sin bien los estudios de capacidad de alojamiento no reemplazan el análisis detallado para determinar condiciones específicas derivadas de una solicitud de interconexión, si contribuyen a determinar si se requieren estudios específicos.

Actualmente, dado el bajo nivel de penetración, no se requieren programas adicionales, con el fin único de interconectar Centrales Eléctricas de Generación Distribuida.

Por lo tanto, mientras no se rebasen los límites de capacidad de alojamiento determinados para cada circuito de distribución, queda garantizado el acceso abierto a las Redes Generales de Distribución en términos no indebidamente discriminatorios para la interconexión de Centrales Eléctricas de Generación Distribuida, el proponer programas de ampliación y modernización, de otra manera, podría dar lugar a inversiones innecesarias que incrementarían, sin beneficio, el costo de la tarifa de distribución.

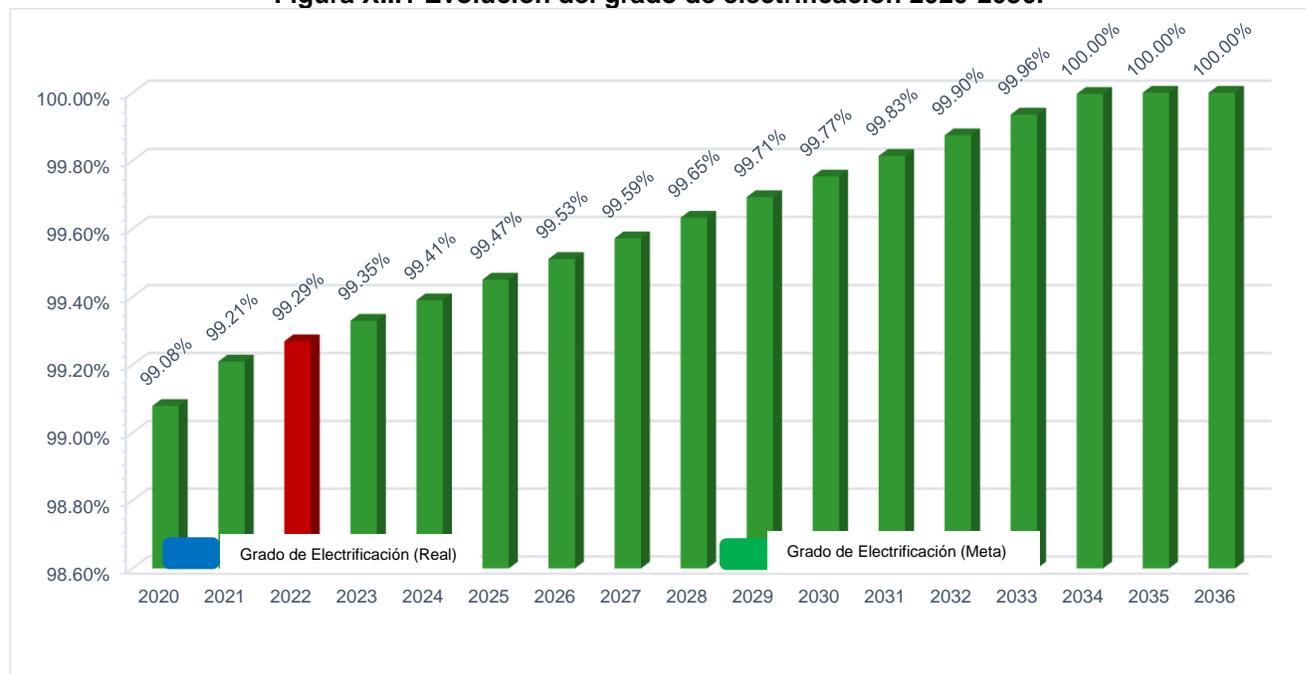
XII. Fondo de Servicio Universal Eléctrico.

El 14 de agosto de 1937 fue creada la CFE, siendo presidente el Gral. Lázaro Cárdenas del Río. Este hecho constituyó un factor clave para el desarrollo social y económico del país, ya que en ese entonces solamente el 38.2% de la población contaba con electricidad, debido a que se privilegiaba a los mercados más redituables, entre ellos los centros Urbanos.

En 1952, por acuerdo entre los gobiernos de los Estados y la CFE, se constituyeron las Juntas Estatales de Electrificación; la primera en el mismo año en el Estado de México y la última en Jalisco, en 1960. Veintitrés años después de crearse CFE, solo el 44% de la población contaba con electricidad. Esta situación favoreció que el entonces presidente Adolfo López Mateos nacionalizara la Industria Eléctrica el 27 de 1960.

El País tiene actualmente una cobertura eléctrica al cierre de 2022 del 99.29% de la población, con un servicio confiable, continuo y de calidad, estando aún pendientes de electrificar 917,888 habitantes, es decir, el 0.71% del total de la población, tanto en el ámbito rural como urbano como se observa en la Figura XII.1.

Figura XII.1 Evolución del grado de electrificación 2020-2036.



Fuente: CFE Distribución

12.1 Antecedentes.

El Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE) con base en el artículo 115 de la Ley de la Industria Eléctrica, tiene como objetivo “financiar acciones de electrificación en comunidades rurales y zonas urbanas marginadas, así como el suministro de lámparas eficientes y el Suministro Básico a Usuarios Finales en condiciones de marginación”.

Al cierre del 2022, se construyeron 2197 obras de electrificación convenidas con la Secretaría de Energía mediante el Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE) con una inversión de 2014.53 MDP, beneficiando a 204 966 habitantes en 29 Estados del País.

En 2021 – 2022, el Comité Técnico del FUSE aprobó 2358 proyectos de electrificación para construirse en 2023, por una inversión de 1581.87 MDP, para beneficiar a 141 356 habitantes, de los cuales 1673 proyectos corresponden al componente de Extensiones de Redes Generales de Distribución y 685 al componente de Instalación de Sistemas Aislados.

Tabla XII.1. Obras autorizadas por el comité técnico de FSUE en el 2021 – 2022 para extensiones de red para construirse en 2023.

División	No. de obras	N° de habitantes beneficiados	Inversión en millones de pesos
Baja California	9	808	8.82
Noroeste	134	3832	47.37
Norte	67	5812	63.54
Golfo Norte	16	916	12.66
Centro Occidente	97	2624	16.36
Centro Sur	71	5116	55.81
Oriente	152	13 032	151.05
Sureste	478	36 360	406.47
Valle de México Norte	29	4096	28.38
Valle de México Centro	14	3324	15.93
Valle de México Sur	6	1992	10.14
Bajío	68	3572	47.47
Golfo Centro	183	5048	69.05
Centro Oriente	180	17 772	151.12
Peninsular	55	3152	45.97
Jalisco	114	11 808	98.07
Nacional	1673	119 264	1228.19

Fuente: CFE Distribución

Tabla XII.2 Obras autorizadas por el comité técnico de FSUE en el 2021 – 2022 para sistemas aislados para construirse en 2023.

División	No. de obras	N° de habitantes beneficiados	Inversión en millones de pesos
Noroeste	177	3596	59.39
Norte	85	4428	68.9
Golfo Norte	4	40	0.73
Centro Occidente	43	889	14.99
Centro Sur	85	2908	43.9
Oriente	54	1831	28.2
Sureste	85	4408	74.88
Valle de México Norte	4	92	1.68
Bajío	27	428	6.21
Golfo Centro	13	504	9.19
Centro Oriente	45	1360	21.75
Peninsular	15	496	8.27
Jalisco	48	1112	15.59
Nacional	685	22 092	353.68

Fuente: CFE Distribución

A continuación, se describe el proceso del diagnóstico, área de oportunidad y proyectos para la realización las electrificaciones, así como la planeación del grado de electrificación por División de Distribución del 2022 al 2023 ver Tabla XII.3.

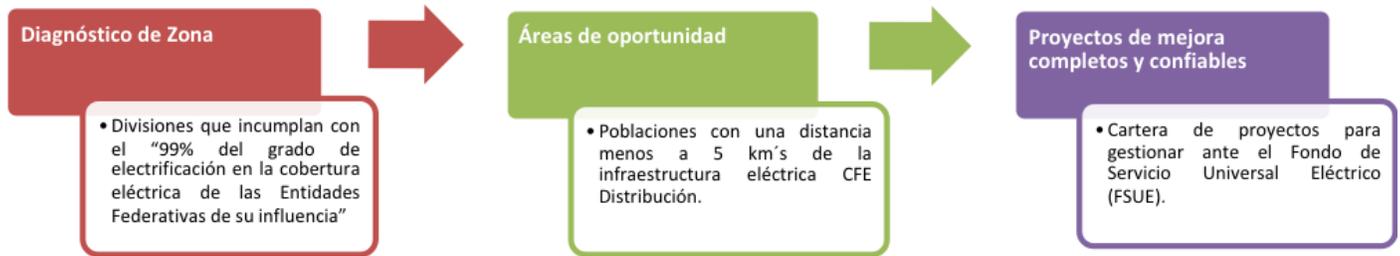


Tabla XII.3 Estadística del grado de electrificación 2022 por División de Distribución y meta al año 2023

División de Distribución	Grado de Electrificación 2022 (%)	Grado de Electrificación Meta 2023 (%)
Baja California	99.09%	99.16%
Noroeste	99.39%	99.44%
Norte	98.60%	98.71%
Golfo Norte	99.87%	99.88%
Centro Occidente	99.58%	99.62%
Centro Sur	98.78%	98.88%
Oriente	98.91%	99.00%
Sureste	98.42%	98.54%
Valle de México Norte	99.94%	99.95%
Valle de México Centro	99.97%	99.97%
Valle de México Sur	99.79%	99.81%
Bajío	99.40%	99.45%
Golfo Centro	99.16%	99.22%
Centro Oriente	99.51%	99.55%
Peninsular	99.16%	99.22%
Jalisco	99.19%	99.25%
Nacional	99.29%	99.35%

Fuente: CFE Distribución

Anexo.

Proyección de las inversiones necesarias para los programas y proyectos de ampliación y modernización de las RGD que no pertenecen al MEM, para el período 2023-2037.

Programa o proyecto de inversión de las RGD	Inversión															
	[millones de pesos (MDP)]															
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	Total
Programas de ampliación de las RGD																
Incremento de la eficiencia operativa de las Redes Generales de Distribución mediante la reducción de pérdidas técnicas.	995.9	945.0	956.0	987.0	996.0	991.0	985.0	992.0	997.0	983.0	986.0	991.0	994.0	997.0	991.0	14 786.9
Regularización de colonias populares.	156.0	157.0	166.0	165.0	165.0	152.0	157.0	162.0	167.0	172.0	177.0	182.0	187.0	193.0	199.0	2557.0
Adquisición de acometidas y medidores de distribución.	2358.0	3630.0	3739.0	3851.0	3967.0	4322.0	4452.0	4585.0	4723.0	4864.0	5010.0	5161.0	5315.0	5475.0	5635.0	67 087.0
Subtotal	3509.9	4732.0	4861.0	5003.0	5128.0	5465.0	5594.0	5739.0	5887.0	6019.0	6173.0	6334.0	6496.0	6665.0	6825.0	84 430.9
Programas de modernización de las RGD																
Modernización de subestaciones de distribución (Transformadores AT/MT).	191.8	319.4	290.9	278.0	286.3	292.0	301.0	310.0	319.0	329.0	339.0	349.0	359.0	370.0	381.0	4715.4
Modernización de interruptores MT de subestaciones de distribución.		278.5	276.5	280.8	282.1	239.0	236.0	235.0	228.0	242.0	239.0	238.0	231.0	244.0	241.0	3490.9
Modernización de transformadores de MT/BT de las RGD.		221.4	186.8	195.8	192.6	228.1	192.4	201.6	198.3	234.9	198.1	207.7	204.3	242.0	204.1	2908.0
Confiabilidad y calidad de las Redes Generales de Distribución.		185.1	176.1	180.2	173.8	191.0	187.0	178.0	182.0	176.0	193.0	189.0	180.0	184.0	177.0	2552.2
Calidad de la energía de las Redes Generales de Distribución		1513.4	203.3	59.6	25.9											1802.1
Subtotal	191.8	2517.7	1133.5	994.4	960.7	950.1	916.4	924.6	927.3	981.9	969.1	983.7	974.3	1040.0	1003.1	15 468.7
Proyectos específicos de ampliación y modernización de las RGD.																
Reemplazo del cable submarino de Isla Mujeres.	244.2															244.2
Conexión de la Isla de Holbox.	251.2															251.2
Subtotal	495.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	495.4
Proyectos de redes eléctricas inteligentes de las RGD																
Operación remota y automatismo en redes de distribución.	336.0	351.0	402.0	374.0	350.0	374.0	350.0	352.0	355.0	349.0	354.0	341.0	332.0	321.0	309.0	5250.0
Escalamiento de la medición a AMI.		205.0	197.0	199.0	198.0											799.0
Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM.		270.5	270.0													540.5
Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE)		227.0	287.0	124.8	112.4											751.2
Equipo de radiocomunicación de voz y datos para la operación de las RGD		353.1	289.4	208.1	168.0											1018.6
Modernización de equipo de control supervisorio y redes de comunicación operativas para subestaciones y centros de control de Distribución		438.2	283.8	260.8	239.8											1222.7
Subtotal	336.0	1844.8	1729.3	1166.8	1068.3	374.0	350.0	352.0	355.0	349.0	354.0	341.0	332.0	321.0	309.0	9582.1
Total	4533.1	9094.5	7723.8	7164.2	7157.0	6789.1	6860.4	7015.6	7169.3	7349.9	7496.1	7658.7	7802.3	8026.0	8137.1	109 977.1

Fuente: CFE Distribución