



Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución 2020 – 2034

Febrero 2020

Contenido

| | | |
|-------|---|----|
| I. | Introducción..... | 7 |
| II. | Marco Normativo..... | 10 |
| III. | Estructura actual de las redes generales de distribución del Sistema Eléctrico Nacional. | 13 |
| 3.1 | Infraestructura de las redes generales de distribución..... | 14 |
| 3.2 | Infraestructura de medición. | 15 |
| IV. | Supuestos para la planificación de las redes generales de distribución. | 17 |
| 4.1 | Pronóstico de la demanda máxima del Sistema Eléctrico de Distribución. | 17 |
| 4.2 | Criterios para la ampliación y modernización de la infraestructura de medición. | 20 |
| 4.3 | Pronósticos de generación distribuida..... | 21 |
| 4.4 | Supuestos económicos. | 22 |
| 4.4.1 | Vida útil de los proyectos. | 22 |
| 4.4.2 | Tasa de descuento..... | 22 |
| 4.4.3 | Costos..... | 22 |
| 4.4.4 | Beneficios. | 22 |
| 4.4.5 | Indicadores de rentabilidad. | 23 |
| 4.4.6 | Variables macroeconómicas del proyecto. | 24 |
| 4.5 | Indicadores de desempeño. | 24 |
| V. | Diagnóstico de las redes generales de distribución. | 26 |
| 5.1 | Confiabilidad. | 26 |
| 5.1.1 | Índice de la duración promedio de las interrupciones del sistema (SAIDI _D)..... | 27 |
| 5.1.2 | Índice de la frecuencia promedio de las interrupciones del sistema (SAIFI _D)..... | 28 |
| 5.1.3 | Índice de la duración promedio de las interrupciones en los usuarios afectados (CAIDI _D). 29 | |
| 5.2 | Calidad de la potencia eléctrica..... | 29 |
| 5.2.1 | Índice de variaciones de tensión. | 30 |
| 5.2.2 | Índice de factor de potencia. | 31 |
| 5.3 | Eficiencia en la distribución de la energía eléctrica..... | 31 |
| 5.3.1 | Balance de energía. | 32 |
| 5.3.2 | Pérdidas técnicas..... | 33 |
| 5.3.3 | Pronóstico de pérdidas técnicas..... | 36 |
| 5.3.4 | Pérdidas no técnicas. | 37 |
| 5.4 | Equipamiento para la medición de la energía eléctrica..... | 38 |
| VI. | Resumen de inversiones para la ampliación y modernización de las RGD..... | 40 |
| VII. | Programas de ampliación de las RGD. | 41 |
| 7.1 | Programa para el incremento de la eficiencia operativa de las RGD mediante la reducción de pérdidas técnicas..... | 41 |

| | | |
|--------|---|----|
| 7.2 | Programa para la regularización de colonias populares. | 43 |
| 7.3 | Programa para la adquisición de acometidas y medidores de distribución. | 43 |
| VIII. | Programas de modernización de las RGD. | 46 |
| 8.1 | Programa para modernización de subestaciones de distribución. | 46 |
| 8.2 | Programa para la modernización interruptores de potencia de media tensión en subestaciones de las RGD. | 51 |
| 8.3 | Programa para la modernización transformadores de distribución de media a baja tensión de las RGD. | 52 |
| 8.4 | Programa para incrementar la confiabilidad y calidad en las RDG. | 53 |
| IX. | Proyectos específicos de ampliación y modernización de las redes generales de distribución. | 56 |
| 9.1 | Reemplazo del cable submarino de Isla Mujeres. | 56 |
| 9.2 | Conexión de la Isla de Holbox. | 59 |
| X. | Proyectos de redes eléctricas inteligentes de las RGD. | 62 |
| 10.1 | Operación remota y automatismo en las redes generales de distribución. | 65 |
| 10.2 | Infraestructura de medición avanzada (AMI). | 66 |
| 10.3 | Escalamiento de la medición a AMI. | 67 |
| 10.4 | Gestión del balance de energía de las redes generales de distribución para el Mercado Eléctrico Mayorista. | 69 |
| 10.5 | Nuevo Sistema de Gestión Empresarial de Distribución-Suministro. | 73 |
| XI. | Acceso abierto a la generación distribuida. | 74 |
| 11.1 | Nivel de integración regional de la GD. | 75 |
| 11.2 | Pronósticos de la generación distribuida en las RGD. | 76 |
| 11.3 | Capacidad de alojamiento. | 78 |
| 11.3.1 | Criterios para determinar la capacidad de alojamiento. | 80 |
| 11.3.2 | Resultado de los estudios. | 81 |
| 11.4 | Estrategias para la mitigación del impacto en la penetración de la generación distribuida en las RGD. | 83 |
| 11.5 | Conclusiones. | 84 |
| 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 2019. | 14 |
| Tabla III.2 Datos de transformadores 2019..... | 15 |
| Tabla III.3. Datos de redes de distribución 2019..... | 15 |
| Tabla III.4. Resumen de servicios instalados a nivel Nacional en CFE Distribución por tipo de medidor. | 16 |
| Tabla III.5. Resumen de medidores instalados por servicio a nivel Nacional en CFE Distribución... | 16 |
| Tabla IV.1. Pronóstico 2020 - 2034 de la demanda máxima no coincidente en las Redes Generales de Distribución. | 18 |
| Tabla IV.2 Tipos de medidor de energía eléctrica utilizados en la CFE Distribución tipo Socket, Gabinete, Electromecánico y Electrónico. | 20 |
| Tabla IV.3 Criterios para el uso de medidores. | 21 |
| Tabla V.1 Indicadores de Confiabilidad en las 16 Divisiones de la EPS CFE Distribución. | 27 |
| 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. | 30 |
| Tabla V.3 Balance de energía de las RGD. | 32 |
| Tabla V.4 Clasificación de pérdidas técnicas por componente de las RGD (TWh/año). | 34 |
| Tabla V.5 Resultados de Indicadores de pérdidas de energía comparativo 2018 vs. 2019. | 35 |
| Tabla V.6 Área de oportunidad 2019 para cumplir el 5% de pérdidas técnicas de energía | 36 |
| Tabla V.7 Estadística de actividades sustantivas del proceso de medición. | 39 |
| Tabla V.8 Pronóstico de la distribución acumulada de medidores por tipo. | 39 |
| Tabla VI.1. Resumen de los programas y proyectos de inversión de las RGD 2020-2024. | 40 |
| Tabla VII.1 Resumen de inversiones de los programas de ampliación de las RGD. | 41 |
| Tabla VII.2. Número de proyectos y Pérdidas Técnicas evitadas para 2020. | 42 |
| Tabla VII.3. Estrategias del para el incremento de la eficiencia operativa de las RGD 2020. | 42 |
| Tabla VIII.1 Resumen de inversiones de los programas de modernización de las RGD..... | 46 |
| Tabla VIII.2. Alcance del programa de modernización de subestaciones de Distribución. | 47 |
| Tabla VIII.3 Elementos de transformación que requieren su reemplazo en el período 2020 a 2024. | 47 |
| Tabla VIII.4 Alcances del programa de modernización de interruptores de potencia de media tensión en subestaciones de las RGD. | 52 |
| Tabla VIII.5 Alcances del programa de modernización de transformadores de distribución de media tensión a baja tensión de las RGD. | 53 |
| Tabla IX.1 Resumen de los proyectos específicos de ampliación y modernización de las RGD..... | 56 |
| Tabla IX.2 Historial de fallas en el cable de energía de Isla Mujeres de 1989 a 2019..... | 57 |
| 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. Metas físicas para la instalación de EPROSEC telecontrolados..... | 66 |
| Tabla X.4 Alcance del proyecto de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI). | 67 |
| Tabla X.5 Necesidades de equipos para la medición de Puntos de Entrega / Puntos de Recepción para el Mercado Eléctrico Mayorista..... | 69 |
| Tabla X.6 Elementos requeridos para el proyecto Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM..... | 70 |
| Tabla X.7. Equipamiento necesario para la trayectoria de los circuitos de media tensión..... | 70 |
| Tabla X.8. Equipamiento necesario para las subestaciones eléctricas de alta a media tensión..... | 70 |
| Tabla X.9. Módulos que componen el proyecto. | 73 |
| Tabla X.10 Módulos que componen el proyecto. | 73 |
| Tabla II.1 Solicitudes de interconexión recibidas en media y baja tensión, de 2017 a 2019. | 77 |
| Tabla II.2 Tendencia de la capacidad instalada en centrales eléctricas de GD por División. | 78 |
| Tabla II.4 Impacto de la interconexión de centrales eléctricas de generación distribuida a las RGD. | 81 |
| Tabla II.5 Capacidad de alojamiento de generación distribuida. | 82 |
| Tabla II.6 Medidas para mitigar el impacto de la generación distribuida. | 83 |
| Tabla XII.1. Obras autorizadas por el comité técnico de FSUE en el 2019 para extensiones de red. | 86 |
| Tabla XII.2 Obras autorizadas por el comité técnico de FSUE en el 2019 para sistemas aislados. . | 86 |
| Tabla XII.3 Estadística del grado de electrificación 2019 por División de Distribución y meta al año 2020..... | 86 |

Índice de Figuras.

| | |
|---|----|
| Figura III.1 Divisiones de Distribución de CFE Distribución. | 13 |
| 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. | 19 |
| 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. | 19 |
| Figura IV.3 Tendencia de la capacidad instalada en pequeña y mediana escala. | 21 |
| Figura V.1 Componentes principales de las RGD..... | 26 |
| Figura V.2. Cumplimiento del indicador SAIDI _D por División de Distribución..... | 28 |
| Figura V.3 Cumplimiento del indicador SAIFI _D por División de Distribución..... | 28 |
| Figura V.4 Cumplimiento del indicador CAIDI _D por División de Distribución. | 29 |
| Figura V.5 Cumplimiento del indicador de variaciones de tensión por División de Distribución. | 30 |
| Figura V.6 Cumplimiento del factor de potencia promedio mensual por División de Distribución..... | 31 |
| Figura V.7 Correspondencia entre el crecimiento de las energías ingresadas y entregadas por las RGD, por División de Distribución. | 33 |
| Figura V.8 Distribución nacional de pérdidas técnicas por segmento de la RGD..... | 34 |
| Figura V.9 Mapeo del índice de pérdidas técnicas en Media y Baja tensión por División de Distribución de Distribución. | 35 |
| Figura V.10 Proyección de pérdidas de energía con inversión en los años 2018-2019. | 37 |
| Figura V.11 Distribución de pérdidas no técnicas por División de Distribución | 37 |
| Figura V.12 Mapeo del índice de pérdidas No técnicas en Media y Baja tensión por División de Distribución de Distribución | 38 |
| Figura VIII.1 Curva de daño de elementos de transformación de alta a media tensión..... | 46 |
| Figura IX.1 Ubicación geográfica del cable submarino que será reemplazado. | 56 |
| Figura IX.2 Diagrama unifilar de circuitos BNP-53140 y BNP-53130. | 57 |
| Figura IX.3 Historial de fallas en el cable de energía de Isla Mujeres de 2007 a 2019..... | 58 |
| Figura IX.4 Fallas por arrastre e impacto de ancla. | 59 |
| 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 | 71 |
| Figura X.3. Esquema general de equipos, componentes e interconexión para los puntos de medición al interior de subestaciones..... | 72 |
| Figura X.4. Esquema general de equipos, componentes e interconexión para los puntos de medición al exterior de subestaciones..... | 72 |
| Figura II.1 Potencial de radiación solar en la República Mexicana. | 75 |

| | |
|--|----|
| Figura II.2 Capacidad integrada de centrales de generación distribuida por División de Distribución. | 76 |
| Figura II.4 Solicitudes de interconexión recibidas en media y baja tensión, de 2017 a 2019. | 76 |
| Figura II.5 Tendencia de la capacidad instalada en centrales eléctricas con capacidad menor a 500 kW..... | 77 |
| Figura II.6 Escenarios de simulación estocástica para la distribución de la capacidad incremental de pequeñas centrales eléctricas a lo largo de un circuito de distribución. | 79 |
| Figura II.7 Evolución de la capacidad de generación integrada a las RGD anualmente en media tensión, de 2017 a 2019. | 80 |
| Figura II.8 Evolución de la capacidad de generación integrada a las RGD anualmente en baja tensión, de 2017 a 2019 | 80 |
| Figura II.9 Impacto de la intermitencia de la generación distribuida en las RGD. Fuente EPRI. | 81 |
| Figura II.10. Capacidad de alojamiento disponible para la generación distribuida en circuitos. | 82 |
| Figura XII.1 Evolución del grado de electrificación 2019-2033..... | 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 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 2019 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 2020-2034 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 2019 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 2019 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 IX** 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 General de Transmisión y las Redes Generales de Distribución (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/151/2016.- 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 08-IV-2016

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/063/2018.- Acuerdo mediante el cual la Comisión Reguladora de Energía extendió la vigencia del periodo tarifario inicial contenido en el A/074/2015.
27-XII-2018.

CRE A/058/2016.- Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía define entre otros criterios, el criterio de interpretación administrativo 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

CRE ACTUALIZACIÓN.- de las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el período que comprende del 1 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2017.
DOF 07-IV-2017

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 de energía eléctrica y sus ventas de energía, por División de Distribución, al cierre de 2019.

Tabla III.1 Estadísticas de las Divisiones de Distribución 2012 y 2019.

| 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 | 2,019 | 632 | 16,672 | 4,611 | 1,474 | 12,572 |
| | 2019 | 5,269 | 709 | 21,260 | 4,965 | 1,819 | 14,513 |
| | % anual | 14.69% | 1.66% | 3.53% | 1.06% | 3.05% | 2.07% |
| Noroeste | 2012 | 4,996 | 897 | 36,694 | 5,270 | 1,823 | 16,089 |
| | 2019 | 6,245 | 1,045 | 40,686 | 6,125 | 2,126 | 16,931 |
| | % anual | 3.24% | 2.21% | 1.49% | 2.17% | 2.22% | 0.73% |
| Norte | 2012 | 4,956 | 762 | 38,679 | 2,366 | 1,896 | 16,557 |
| | 2019 | 6,577 | 925 | 40,872 | 2,569 | 2,283 | 19,710 |
| | % anual | 4.12% | 2.81% | 0.79% | 1.18% | 2.69% | 2.52% |
| Golfo Norte | 2012 | 8,070 | 1,199 | 28,054 | 5,427 | 2,919 | 30,792 |
| | 2019 | 9,801 | 1,488 | 35,382 | 5,792 | 3,501 | 33,383 |
| | % anual | 2.81% | 3.13% | 3.37% | 0.94% | 2.63% | 1.16% |
| Golfo Centro | 2012 | 2,311 | 436 | 28,306 | 2,470 | 1,685 | 10,236 |
| | 2019 | 2,859 | 516 | 30,872 | 2,736 | 1,974 | 10,281 |
| | % anual | 3.09% | 2.44% | 1.25% | 1.47% | 2.29% | 0.06% |
| Bajío | 2012 | 5,067 | 944 | 60,173 | 3,632 | 3,632 | 21,670 |
| | 2019 | 6,475 | 1,096 | 65,254 | 4,472 | 4,534 | 24,705 |
| | % anual | 3.57% | 2.16% | 1.16% | 3.02% | 3.22% | 1.89% |
| Jalisco | 2012 | 3,518 | 559 | 23,354 | 2,793 | 2,681 | 12,536 |
| | 2019 | 4,720 | 681 | 33,178 | 3,267 | 3,278 | 14,347 |
| | % anual | 4.29% | 2.86% | 5.14% | 2.26% | 2.91% | 1.95% |
| Centro Occidente | 2012 | 1,932 | 628 | 22,040 | 1,919 | 1,968 | 9,369 |
| | 2019 | 2,231 | 725 | 31,788 | 2,265 | 2,379 | 10,427 |
| | % anual | 2.08% | 2.07% | 5.37% | 2.39% | 2.75% | 1.54% |
| Centro Sur | 2012 | 3,093 | 496 | 30,172 | 2,507 | 2,152 | 8,134 |
| | 2019 | 3,438 | 574 | 39,343 | 2,906 | 2,921 | 9,081 |
| | % anual | 1.52% | 2.11% | 3.86% | 2.13% | 4.46% | 1.59% |
| Centro Oriente | 2012 | 3,107 | 466 | 25,095 | 2,073 | 2,593 | 12,182 |
| | 2019 | 3,755 | 508 | 27,272 | 2,342 | 3,209 | 12,241 |
| | % anual | 2.74% | 1.24% | 1.20% | 1.76% | 3.09% | 0.07% |
| Oriente | 2012 | 3,407 | 556 | 32,995 | 2,413 | 2,634 | 11,027 |
| | 2019 | 3,762 | 648 | 45,207 | 2,825 | 3,132 | 10,368 |
| | % anual | 1.43% | 2.21% | 4.60% | 2.28% | 2.50% | -0.88% |
| Sureste | 2012 | 3,169 | 626 | 56,063 | 2,808 | 3,174 | 8,234 |
| | 2019 | 3,791 | 759 | 63,696 | 3,487 | 3,774 | 9,813 |
| | % anual | 2.59% | 2.79% | 1.84% | 3.14% | 2.50% | 2.54% |
| Peninsular | 2012 | 2,832 | 509 | 17,483 | 1,982 | 1,468 | 8,173 |
| | 2019 | 3,956 | 614 | 21,459 | 2,421 | 1,977 | 10,912 |
| | % anual | 4.89% | 2.72% | 2.97% | 2.90% | 4.34% | 4.22% |

| Divisiones | Año de referencia y tasa de crecimiento | Capacidad instalada en subestaciones de alta a media tensión (MVA) ¹¹ | 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) |
|------------------------|---|--|---------------------------------------|--|--|-----------------------------|-------------------------|
| Valle de México Norte | 2012 | 4,305 | 309 | 8,311 | 2,617 | 2,260 | 10,664 |
| | 2019 | 4,530 | 485 | 8,218 | 2,926 | 2,971 | 10,229 |
| | % anual | 5.23% | 56.96% | -1.12% | 11.82% | 31.46% | -4.08% |
| Valle de México Centro | 2012 | 3,630 | 358 | 3,471 | 2,649 | 1,907 | 8,572 |
| | 2019 | 4,177 | 439 | 5,904 | 3,369 | 2,115 | 8,181 |
| | % anual | 2.02% | 2.96% | 7.88% | 3.50% | 1.49% | -0.66% |
| Valle de México Sur | 2012 | 4,312 | 323 | 9,583 | 2,482 | 2,134 | 9,673 |
| | 2019 | 4,520 | 433 | 9,997 | 3,573 | 2,714 | 10,039 |
| | % anual | 0.68% | 4.28% | 0.61% | 5.34% | 3.49% | 0.53% |
| Total | 2012 | 60,724 | 9,700 | 437,145 | 48,019 | 36,400 | 206,480 |
| | 2019 | 76,107 | 11,645 | 520,386 | 56,040 | 44,707 | 225,161 |
| | % anual | 3.28% | 2.65% | 2.52% | 2.23% | 2.98% | 1.25% |

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 2019, mientras que en la Tabla III.3, la longitud de las líneas de distribución instaladas a diciembre de 2019, por nivel de tensión.

Tabla III.2 Datos de transformadores 2019.

| Cantidad total de Transformadores | | |
|--|---------------------------|--------|
| Nivel | Número de transformadores | MVA |
| Transformadores de Potencia de alta a media tensión | 3 211 | 76 107 |
| Transformadores en Redes de distribución de media a baja tensión | 1 513 132 | 56 040 |

Fuente: CFE Distribución, SIAD.

Tabla III.3. Datos de redes de distribución 2019.

| Cantidad total de Líneas | |
|---------------------------------|----------------|
| Nivel de tensión en kilovoltios | Longitud en km |
| 2.4 kV a 34.5 kV | 520 386 |
| Baja tensión | 331 539 |

Fuente: CFE Distribución, SIAD

3.2 Infraestructura de medición.

A diciembre de 2019 la CFE Distribución registró, a nivel nacional, un total de 44.7 millones de servicios para el suministro de energía eléctrica. 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 2019, por División de Distribución.

Actualmente, en 26.8 millones de servicios del suministro de energía eléctrica se utilizan medidores electrónicos de diferentes tecnologías: 50.8 % de medidores de autogestión, 1.3 % de medidores multifunción de media y alta tensión, 4.4 % de medidores son de infraestructura avanzada de

medición (AMI) y 0.4 % de medidores “escalados”. Sin embargo, existen 17.8 millones de medidores, utilizados actualmente por CFE Distribución que son de tipo electromecánico y no cumplen con la normatividad vigente, éstos representan el 39.8% del total de servicios de suministro de energía eléctrica. Por otra parte, 79 333 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 | 17.8 | 39.8 |
| Electrónico de autogestión | 22.7 | 50.8 |
| Electrónico escalado | 0.18 | 0.4 |
| Electrónico básico | 1.40 | 3.1 |
| Infraestructura Avanzada de Medición (AMI) | 1.98 | 4.4 |
| Multifunción para media y alta tensión | 0.56 | 1.3 |
| Sin medición | 0.08 | 0.2 |
| Total | 44.7 | 100 |

Fuente: CFE: SICOM

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

| División | Servicios con medidores electrónicos (modernos) | | | | | SubTotal de servicios con medidores Electrónicos | Servicios con medidores electro-mecánicos | Servicios sin medidor | Total Servicios | % Medidores modernos |
|------------------------|---|----------------|--------------------|----------------------------------|-----------------------------------|--|---|-----------------------|-------------------|----------------------|
| | Autogestión | | Electrónico Básico | Infraest. Avanzada de Med. (AMI) | Multifunción media y alta tensión | | | | | |
| | Normales | Escalados | | | | | | | | |
| Baja California | 937 549 | 0 | 47 281 | 19 339 | 31 841 | 1 036 010 | 782 968 | 327 | 1 819 305 | 56.95% |
| Bajío | 1 968 091 | 0 | 158 216 | 70 612 | 74 729 | 2 271 648 | 2 242 986 | 19 953 | 4 534 587 | 50.10% |
| Centro Occidente | 1 088 172 | 0 | 102 871 | 10 246 | 25 926 | 1 227 215 | 1 147 048 | 4 775 | 2 379 038 | 51.58% |
| Centro oriente | 1 797 356 | 0 | 96 683 | 6 749 | 22 462 | 1 923 250 | 1 282 051 | 3 431 | 3 208 732 | 59.94% |
| Centro sur | 1 732 559 | 0 | 70 231 | 100 047 | 17 380 | 1 920 217 | 994 346 | 7 005 | 2 921 568 | 65.73% |
| Golfo centro | 906 734 | 0 | 70 842 | 4 | 25 533 | 1 003 113 | 965 001 | 6 258 | 1 974 372 | 50.81% |
| Golfo norte | 1 673 504 | 0 | 139 200 | 11 440 | 85 001 | 1 909 145 | 1 588 920 | 2 571 | 3 500 636 | 54.54% |
| Jalisco | 1 641 952 | 0 | 121 837 | 24 227 | 42 017 | 1 830 033 | 1 435 840 | 11 946 | 3 277 819 | 55.83% |
| Noroeste | 1 168 200 | 0 | 75 722 | 21 794 | 41 935 | 1 307 651 | 817 155 | 1 510 | 2 126 316 | 61.50% |
| Norte | 1 296 770 | 0 | 124 814 | 16 425 | 59 092 | 1 497 101 | 782 377 | 3 391 | 2 282 869 | 65.58% |
| Oriente | 1 700 802 | 0 | 55 155 | 21 139 | 21 193 | 1 798 289 | 1 325 270 | 8 041 | 3 131 600 | 57.42% |
| Peninsular | 1 110 867 | 0 | 89 674 | 109 664 | 35 831 | 1 346 036 | 628 758 | 2 252 | 1 977 046 | 68.08% |
| Sureste | 1 465 553 | 0 | 138 914 | 143 361 | 30 331 | 1 778 159 | 1 988 159 | 7 558 | 3 773 876 | 47.12% |
| Valle de México Centro | 907 321 | 0 | 314 | 710 693 | 18 426 | 1 636 754 | 478 075 | 82 | 2 114 911 | 77.39% |
| Valle de México Norte | 1 866 303 | 180 000 | 23 413 | 406 440 | 15 100 | 2 491 256 | 479 304 | 121 | 2 970 681 | 83.86% |
| Valle de México Sur | 1 437 551 | 0 | 81 878 | 312 006 | 15 982 | 1 847 417 | 866 333 | 112 | 2 713 862 | 68.07% |
| Nacional | 22 699 284 | 180 000 | 1 397 045 | 1 984 186 | 562 779 | 26 823 294 | 17 804 591 | 79 333 | 44 707 218 | 60.00% |

Fuente: CFE: 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 2019 y estimaciones realizadas para el período septiembre-diciembre de 2019. 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 42 proyectos de ampliación de subestaciones de Distribución, los cuales se encuentran en proceso de construcción o licitación. Asimismo, con base en el PDS 2020-2034, se identificaron 24 nuevos requerimientos de ampliación en subestaciones, los cuales se proponen al CENACE para su identificación en el Programa de Ampliación y Modernización de las 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 2020-2024 y el horizonte a largo plazo, 2034. La tasa del crecimiento anual promedio (TMCA_H) observada en los últimos 3 años, a nivel nacional, fue del 2.92%; asimismo, se espera un crecimiento promedio anual del 2.57% para los próximos 5 años, y del 2.13% para los próximos 15 años.

Tabla IV.1. Pronóstico 2020 - 2034 de la demanda máxima no coincidente en las Redes Generales de Distribución.

| División de Distribución | Historial (MW) | | | Pronóstico (MW) | | | | | | Tasa Media de Crecimiento Anual (%) | | |
|--------------------------|----------------|---------------|--------------------|-----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--|--|---|
| | 2017 | 2018 | 2019 ^{1/} | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2034 | TMCA _H últimos 3 años (2017 – 2019) | TMCA _F a 5 años (2019 – 2024) | TMCA _F a 15 años (2019 – 2034) |
| Baja california | 3 164 | 3 291 | 3 357 | 3 461 | 3 561 | 3 659 | 3 753 | 3 838 | 4 652 | 2.99% | 2.72% | 2.20% |
| Bajío | 4 056 | 4 137 | 4 296 | 4 422 | 4 532 | 4 647 | 4 764 | 4 873 | 6 022 | 2.92% | 2.55% | 2.28% |
| Centro Occidente | 1 169 | 1 219 | 1 283 | 1 329 | 1 365 | 1 392 | 1 420 | 1 452 | 1 746 | 4.74% | 2.52% | 2.08% |
| Centro Oriente | 2 104 | 2 108 | 2 187 | 2 251 | 2 312 | 2 360 | 2 408 | 2 452 | 2 896 | 1.94% | 2.32% | 1.89% |
| Centro Sur | 1 465 | 1 502 | 1 560 | 1 587 | 1 628 | 1 662 | 1 695 | 1 728 | 2 014 | 3.19% | 2.07% | 1.72% |
| Golfo Centro | 1 565 | 1 640 | 1 730 | 1 792 | 1 846 | 1 899 | 1 951 | 1 993 | 2 466 | 5.13% | 2.88% | 2.39% |
| Golfo Norte | 6 161 | 6 332 | 6 560 | 6 756 | 6 940 | 7 129 | 7 317 | 7 509 | 9 348 | 3.18% | 2.74% | 2.39% |
| Jalisco | 2 721 | 2 758 | 2 840 | 2 917 | 2 992 | 3 068 | 3 142 | 3 212 | 3 854 | 2.15% | 2.50% | 2.06% |
| Noroeste | 4 335 | 4 401 | 4 574 | 4 695 | 4 797 | 4 892 | 4 984 | 5 077 | 6 029 | 2.71% | 2.11% | 1.86% |
| Norte | 4 062 | 4 156 | 4 299 | 4 471 | 4 626 | 4 749 | 4 858 | 4 958 | 6 017 | 2.87% | 2.89% | 2.27% |
| Oriente | 2 165 | 2 186 | 2 297 | 2 326 | 2 369 | 2 406 | 2 444 | 2 493 | 2 888 | 3.01% | 1.65% | 1.54% |
| Peninsular | 2 180 | 2 262 | 2 420 | 2 544 | 2 656 | 2 788 | 2 882 | 2 995 | 3 875 | 5.36% | 4.35% | 3.19% |
| Sureste | 2 223 | 2 260 | 2 397 | 2 459 | 2 501 | 2 548 | 2 591 | 2 626 | 3 090 | 3.85% | 1.83% | 1.71% |
| Valle de México Centro | 1 845 | 1 856 | 1 919 | 1 998 | 2 081 | 2 118 | 2 176 | 2 228 | 2 631 | 2.00% | 3.03% | 2.13% |
| Valle de México Norte | 2 392 | 2 366 | 2 431 | 2 491 | 2 552 | 2 608 | 2 663 | 2 715 | 3 154 | 0.81% | 2.23% | 1.75% |
| Valle de México Sur | 2 427 | 2 428 | 2 491 | 2 550 | 2 605 | 2 690 | 2 746 | 2 800 | 3 264 | 1.32% | 2.36% | 1.82% |
| Total | 44 035 | 44 902 | 46 640 | 48 049 | 49 362 | 50 617 | 51 793 | 52 948 | 63 948 | 2.92% | 2.57% | 2.13% |

Nota: 1/ Información real demanda máximas mensuales a enero-agosto de 2019 (MWh/h), estimado septiembre-diciembre de 2019.

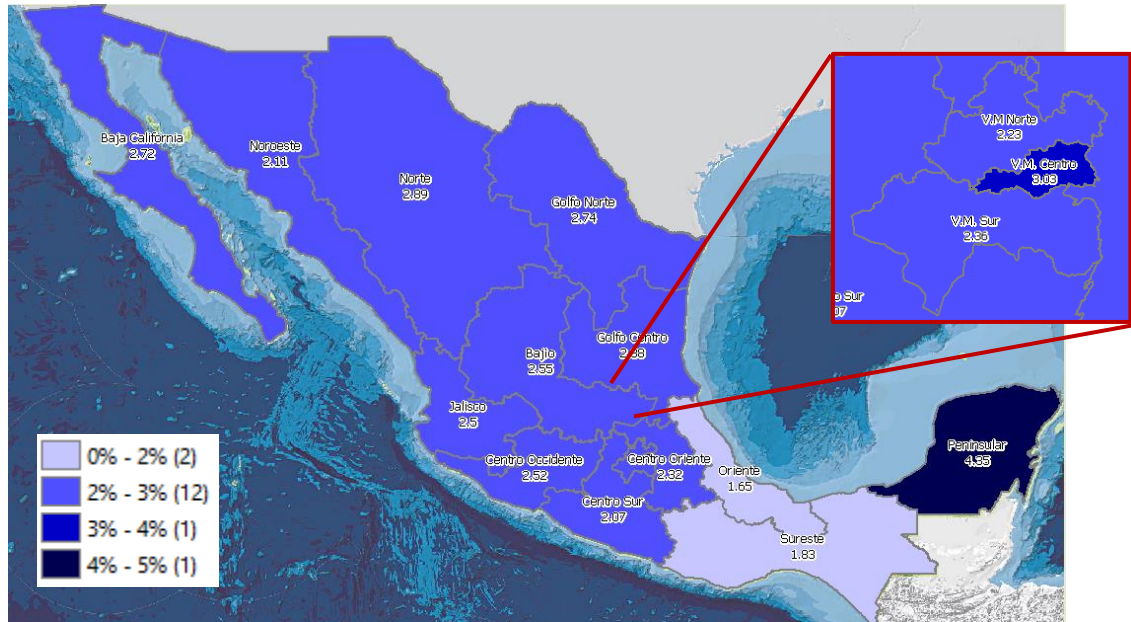
Fuente CENACE: PDS, Escenario de Planeación, 2020-2034-2040

En lo que respecta al período de corto plazo: 2020-2024, la División de Distribución Peninsular presenta la mayor tasa de crecimiento con el 4.35 %, seguida por la División Valle de México Centro con el 3.03%. En doce Divisiones: Norte, Golfo Centro, Golfo Norte, Baja california, Bajío, Centro Occidente, Jalisco, Valle de México Sur, Centro Oriente, Valle de México Norte, Noroeste, Centro Sur, se espera un crecimiento entre el 2% y el 3%, y en las Divisiones: Sureste y Oriente, éste será del 1.83 % y 1.65 %, respectivamente.

Para el período de largo plazo: 2020-2034, la División Peninsular se mantiene en primer lugar con una tasa de 3.19 %, ocho Divisiones: Golfo Centro, Golfo Norte, Bajío, Norte, Baja california, Valle de México Centro, Centro Occidente y Jalisco, presentan una tasa entre 2.06 % y 2.39 % y en seis Divisiones: Centro Oriente, Noroeste, Valle de México Sur, Valle de México Norte, Centro Sur y Sureste, la tasa se encuentra entre 1.54 % y 1.89 %.

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: 2020–2024, mientras que en la Figura IV.2 se

muestra dicha distribución a largo plazo: 2020–2034. Como se observa el mayor crecimiento se concentra en la península de Yucatán, así como en el centro y norte del País.



Fuente CENACE: PDS Escenario de planeación 2020-2034

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 2020-2034

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% |
| Costo del medidor en (pesos) | Sin fabricación | 985 | 2 210 | 621 | 7 200 |

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) |

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 2019, la capacidad instalada en generación limpia distribuida creció de 0.003 MW a 975 MW, con un porcentaje de 99.4% de generación fotovoltaica. La Figura IV.3 muestra la tendencia actual en la evolución de la capacidad instalada en centrales menores a 500 kW; para el año 2024 se espera una capacidad instalada de 3 905 MW.

Generación Distribuida

Tendencia en la evolución de capacidad instalada

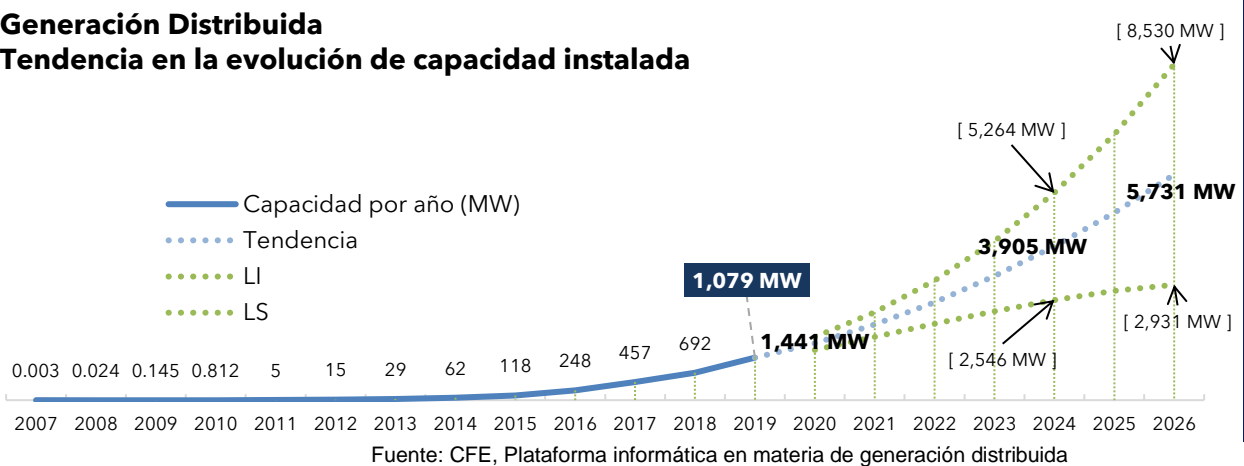


Figura IV.3 Tendencia de la capacidad instalada en pequeña y mediana escala.

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 11.18 %, 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 2 600 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.

Resultado neto de operación (RNO): Representa una comparación entre beneficios y costos a valor presente de la operación durante la vida útil del proyecto y se calcula como:

$RNO = \text{beneficios (energía incremental + ahorros operativos + energía no suministrada)} - (\text{costos de Distribución operación y mantenimiento en valor presente})$.

Flujo neto (FN): Compara año con año el total de beneficios con el total de costos del proyecto y representa el beneficio neto del mismo. El valor presente neto de este vector representa el valor presente neto o beneficio neto del proyecto. Se calcula como

$FN = RNO - \text{costo de inversión}$

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

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

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.

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 de energía eléctrica; (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.

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. 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 a Código de Red* publicado en el Diario Oficial de la Federación el 8 de abril de 2016, en la Resolución Núm. RES/151/2016.

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.4 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 |

| Critero | Indicador | Descripción | Límites | Cumplimiento |
|--|------------------------------|--|--|-------------------------------------|
| 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) | (-7 %, +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 Pérdidas no técnicas. | < 5 % respecto a la energía recibida en la División de Distribución. | Anual |

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 2019.

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 2019, la necesidad de los proyectos de ampliación y modernización para el periodo 2020-2034, 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.4).

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.

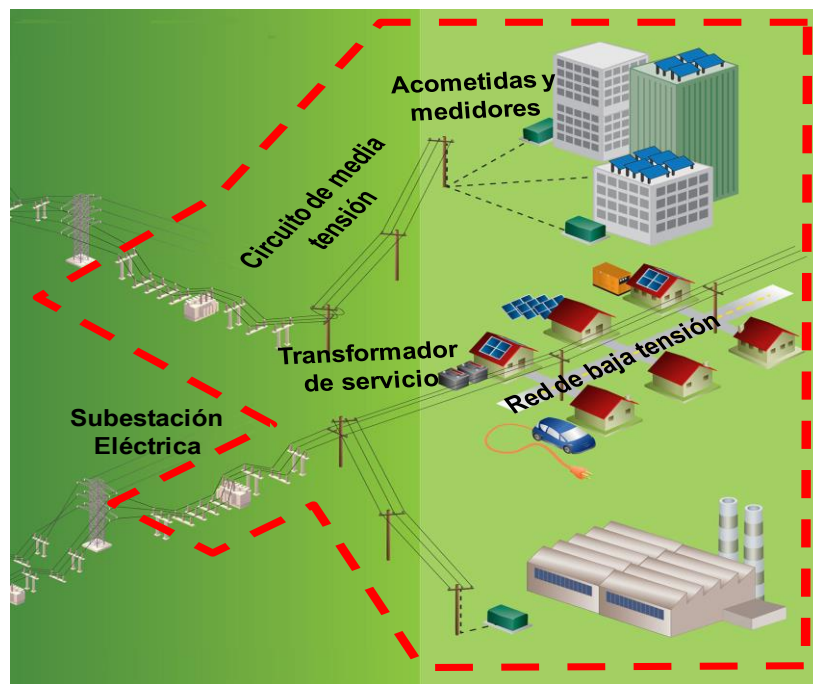


Figura V.1 Componentes principales de las RGD.

5.1 Confiabilidad.

La Tabla V.1 muestra los indicadores de Confiabilidad: SAIDI_D, SAIFI_D y CAIDI_D, observados a diciembre de 2019 en las 16 Divisiones de la EPS CFE Distribución, así como su evolución respecto al año anterior.

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] | | |
|------------------------|---|--------------|-----------|--|-------------|-----------|--|--------------|-----------|
| | 2018 | 2019 | Evolución | 2018 | 2019 | Evolución | 2018 | 2019 | Evolución |
| Baja California | 20.58 | 21.41 | -4% | 0.54 | 0.57 | -6% | 38.24 | 37.36 | 2% |
| Bajío | 22.48 | 21.44 | 5% | 0.35 | 0.35 | 0% | 64.42 | 61.23 | 5% |
| Centro Occidente | 18.94 | 18.31 | 3% | 0.38 | 0.35 | 9% | 49.39 | 52.89 | -7% |
| Centro Oriente | 17.6 | 17.12 | 3% | 0.3 | 0.27 | 10% | 59.36 | 63.47 | -7% |
| Centro Sur | 25.77 | 24.75 | 4% | 0.53 | 0.58 | -10% | 48.33 | 42.52 | 12% |
| Golfo Centro | 40.5 | 35.47 | 12% | 0.35 | 0.38 | -9% | 116.3 | 92.51 | 20% |
| Golfo Norte | 22.07 | 19.77 | 10% | 0.42 | 0.38 | 9% | 52.64 | 51.50 | 2% |
| Jalisco | 23.73 | 22.44 | 5% | 0.46 | 0.46 | -1% | 51.16 | 48.45 | 5% |
| Noroeste | 34.46 | 29.86 | 13% | 0.87 | 0.62 | 29% | 39.73 | 48.59 | -22% |
| Norte | 19.22 | 18.67 | 3% | 0.48 | 0.43 | 10% | 39.73 | 43.38 | -9% |
| Oriente | 26.62 | 22.17 | 17% | 0.31 | 0.33 | -7% | 84.97 | 66.99 | 21% |
| Peninsular | 19.24 | 17.24 | 10% | 0.51 | 0.45 | 12% | 38.1 | 38.44 | -1% |
| Sureste | 55.03 | 53.41 | 3% | 0.61 | 0.64 | -4% | 90.06 | 83.82 | 7% |
| Valle de México Centro | 20.82 | 18.37 | 12% | 0.66 | 0.55 | 17% | 31.77 | 33.65 | -6% |
| Valle de México Norte | 26.11 | 25.47 | 2% | 0.72 | 0.65 | 10% | 36.54 | 39.48 | -8% |
| Valle de México Sur | 31.83 | 27.79 | 13% | 0.74 | 0.70 | 6% | 42.78 | 39.73 | 7% |
| Nacional | 26.98 | 25.07 | 7% | 0.50 | 0.48 | 5% | 53.76 | 52.81 | 2% |

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.4 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 2019, con este criterio de confiabilidad, y mejoró un 7% (1.91 minutos) respecto al año anterior. Asimismo, 15 de las 16 Divisiones cumplieron con el criterio, a excepción de la División Sureste, en la cual el límite de aceptación se excede en 3.41 minutos por usuario. Por otra parte, 15 de las Divisiones mejoraron el indicador SAIDI_D, respecto al año anterior, a excepción de la División Baja California, en la cual, la duración promedio de las interrupciones, se incrementó un 4% (0.83 minutos).

La Figura V.2 muestra la distribución geográfica del comportamiento en el indicador SAIDI_D, a nivel Nacional. El sureste y el Golfo de México son las regiones con una mayor duración en las interrupciones al suministro de energía eléctrica en las RGD.

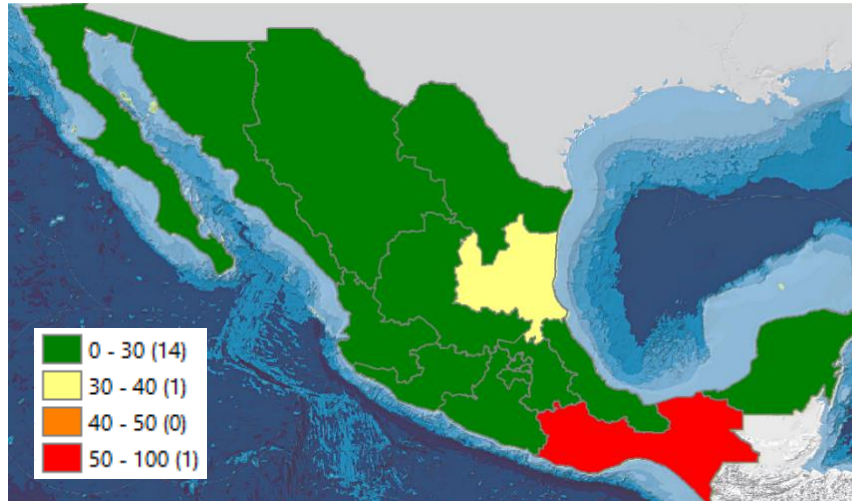


Figura V.2. Cumplimiento del indicador SAIDI_D por División de Distribución.

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 de energía eléctrica, por los usuarios conectados a las RGD. La Tabla IV.4 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 2019, con el criterio de Confiabilidad y mejoró un 5% (0.08 interrupciones por usuario) respecto al año anterior. Asimismo, todas las Divisiones cumplieron este criterio. Por otro lado, en 10 de las Divisiones se tuvo una mejora en el indicador SAIFI_D respecto al año anterior, con excepción de las divisiones: Centro Sur, Golfo Centro, Oriente, Baja California, Sureste y Jalisco.

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.

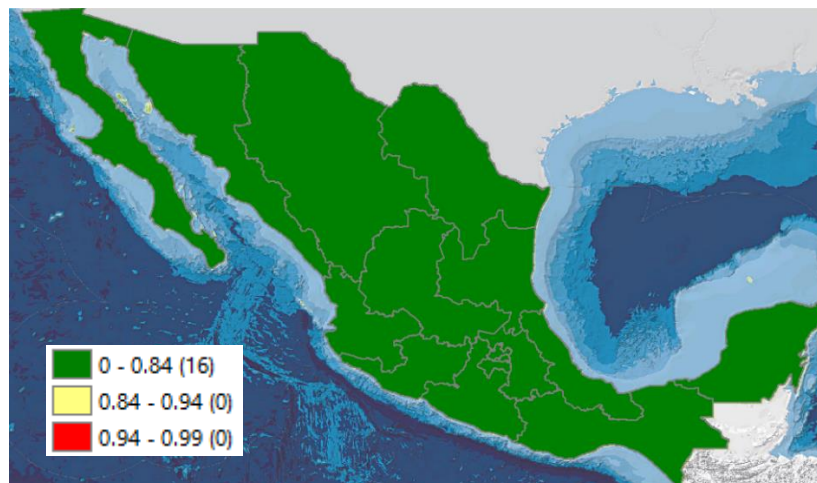


Figura V.3 Cumplimiento del indicador SAIFI_D por División de Distribución.

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 de energía eléctrica a los usuarios afectados por las interrupciones ocurridas en las RGD, en el año. La Tabla IV.4 muestra que la duración máxima promedio aceptable en las interrupciones a los usuarios del sistema es de 53 minutos por interrupción.

Con relación a CAIDI_D, las Divisiones de Distribución Bajío, Centro Oriente, Golfo Centro, Oriente y Sureste, exceden el límite de aceptación indicados en la Tabla IV.4; el resto cumple el indicador. El promedio general es de 55.22 min, con rango entre 31.77 y 116.3 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 de energía eléctrica en las RGD de acuerdo con los criterios de Confiabilidad establecidos.

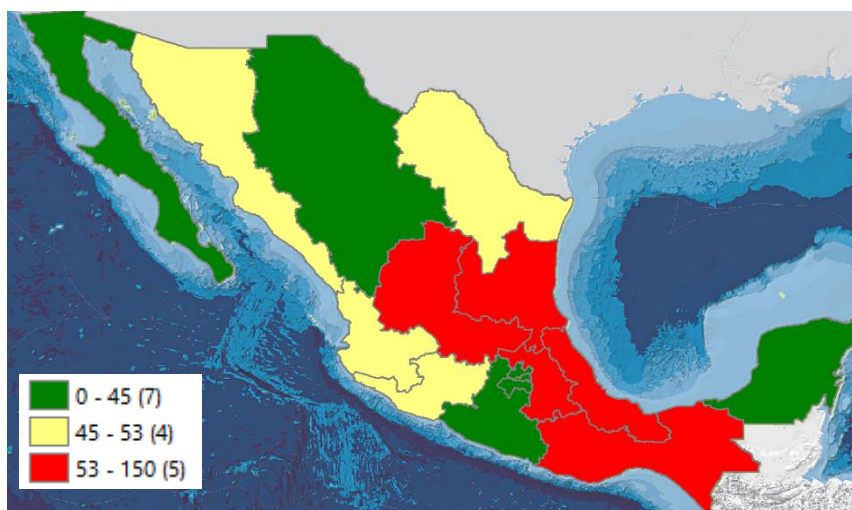


Figura V.4 Cumplimiento del indicador CAIDI_D por División de Distribución.

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 2019, 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 [%] | | |
|------------------------|--|---------------|------------|--|--------------|------------|
| | 2018 | 2019 | Evolución | 2018 | 2019 | Evolución |
| Baja California | 100.00 | 97.98 | -2% | 88.68 | 87.00 | -2% |
| Bajío | 95.34 | 92.00 | -4% | 74.50 | 76.86 | 3% |
| Centro Occidente | 98.36 | 100.00 | 2% | 89.92 | 91.78 | 2% |
| Centro Oriente | 90.29 | 93.20 | 3% | 90.70 | 84.84 | -6% |
| Centro Sur | 95.42 | 94.87 | -1% | 91.75 | 93.10 | 1% |
| Golfo Centro | 97.59 | 98.77 | 1% | 82.86 | 83.62 | 1% |
| Golfo Norte | 98.03 | 99.62 | 2% | 83.39 | 82.92 | -1% |
| Jalisco | 98.52 | 98.53 | 0% | 87.41 | 87.73 | 0% |
| Noroeste | 98.80 | 100.00 | 1% | 81.89 | 85.80 | 5% |
| Norte | 100.00 | 100.00 | 0% | 83.26 | 82.07 | -1% |
| Oriente | 95.60 | 87.59 | -8% | 87.96 | 86.71 | -1.4% |
| Peninsular | 94.90 | 95.65 | 1% | 84.37 | 84.53 | 0% |
| Sureste | 99.29 | 93.01 | -6% | 86.21 | 84.90 | -2% |
| Valle de México Centro | 100.00 | 100.00 | 0% | 78.35 | 84.86 | 8% |
| Valle de México Norte | 100.00 | 98.63 | -1% | 87.28 | 88.09 | 1% |
| Valle de México Sur | 100.00 | 97.70 | -2% | 93.85 | 91.97 | -2% |
| Mínimo | 90.29 | 87.59 | -3% | 74.50 | 76.86 | 3% |
| Promedio | 97.63 | 96.72 | -1% | 85.77 | 86.05 | 0% |
| Máximo | 100.00 | 100.00 | 0% | 93.85 | 93.10 | -1% |

Fuente: CFE Distribución, Tablero PQ.

5.2.1 Índice de variaciones de tensión.

De acuerdo con los criterios de la Tabla IV.4, el indicador de variaciones de tensión debe mantenerse entre un nivel mínimo de 7% 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. Se observa que a excepción de la División Oriente en la cual se tiene un cumplimiento del 87.59%, a nivel Nacional se cumple con este indicador. La Figura V.5 muestra la distribución espacial del comportamiento del índice de variación de tensión por División de Distribución.

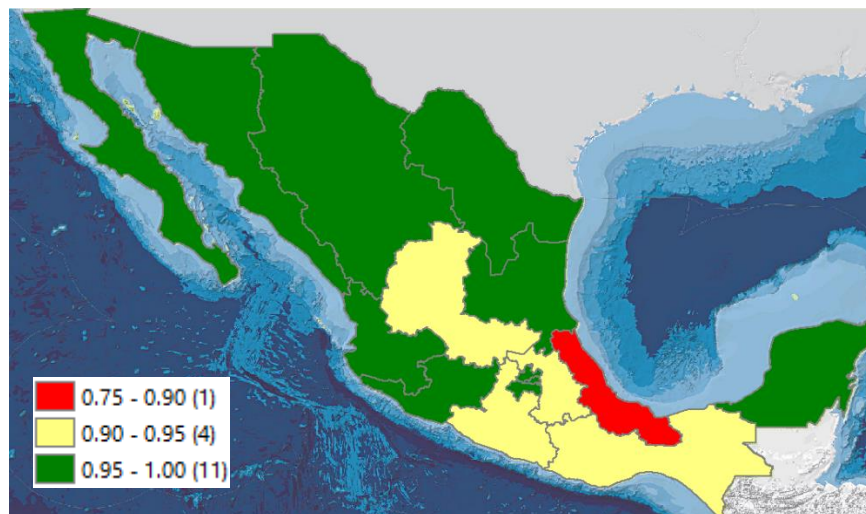


Figura V.5 Cumplimiento del indicador de variaciones de tensión por División de Distribución.

El indicador Porcentaje de Cumplimiento de Variaciones de Tensión (PCVT), evalúa el porcentaje de nodos que cumplen con la cantidad de mediciones dentro de los límites de tensión permitidos (+5%, -7%), en un periodo de un mes para una Zona o División. Este valor no es acumulativo, por lo que cada mes puede tener un comportamiento diferente al previo o al siguiente. Para el caso de la División Oriente, se observa que los meses de noviembre y diciembre 2019 tuvo incumplimiento, esto derivado de la baja carga presente en esa época del año lo que generó incremento en el potencial de algunos buses de media tensión en subestaciones de dicha División. Se anexa archivo donde se describe el comportamiento del año 2019 del indicador, en la cual se observa que hay un cumplimiento promedio anual con un valor de 94.90%, asimismo, la estrategia operativa para evitar el incumplimiento nuevamente para el año 2020. Archivo “PCVT División Oriente 2019”

5.2.2 Índice de factor de potencia.

De acuerdo con los criterios de la Tabla IV.4, 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. Se observa que, a excepción de la División Bajío, la cual presenta un cumplimiento del 76.86 %, a nivel Nacional se cumple con este indicador, con un deterioro del 1% respecto al año anterior. La Figura V.6 muestra la distribución espacial del comportamiento del índice de factor de potencia por División de Distribución

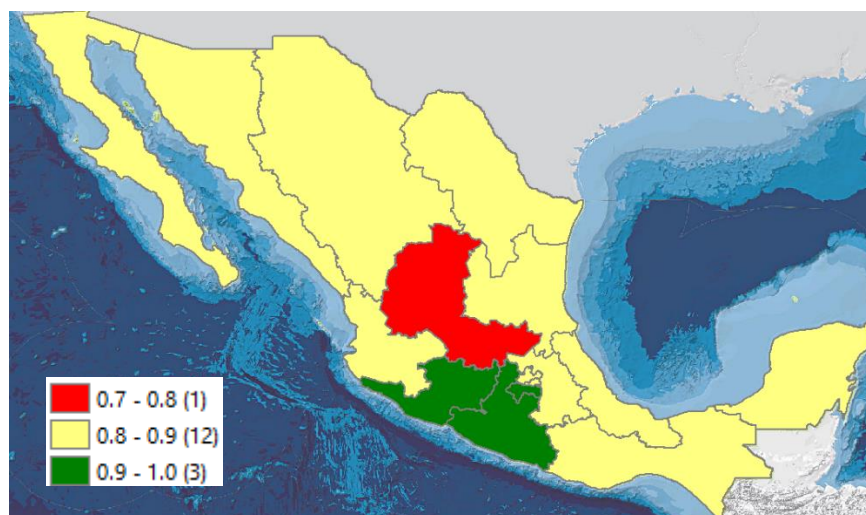


Figura V.6 Cumplimiento del factor de potencia promedio mensual por División de Distribución.

5.3 Eficiencia en la distribución de la energía eléctrica.

Los indicadores de eficiencia en la distribución de la energía eléctrica miden la proporción que existe entre la energía total facturada a los usuarios del servicio de energía eléctrica más la energía entregada a otras áreas, con respecto a la energía total ingresada a las RGD en el año. La diferencia entre estas dos magnitudes se conoce como pérdidas de energía eléctrica y se clasifican para su estudio en pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

Las pérdidas técnicas tienen un origen físico en el calentamiento que se produce por el paso de la corriente eléctrica a través de conductores y transformadores. Este fenómeno se conoce como efecto Joule y es irreversible ya que la energía calorífica es disipada al medioambiente. Por tanto, las pérdidas técnicas dependen de la configuración de las RGD, cuyos diseños han variado a través del tiempo, para lograr un cierto nivel de eficiencia.

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

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 2019. La energía total ingresada a las RGD, en 2019, ascendió a 240.991 TWh, a nivel Nacional, con un incremento de 6.38 TWh, equivalente al 2.7 % respecto a la energía ingresada en el año anterior. Asimismo, la suma de la energía facturada a usuarios, usos propios y exportación ascendió en 2019 a 208.844 TWh, con un incremento de 6.541 TWh, equivalente al 3.2 % respecto a la energía entregada en el año anterior.

Como resultado, las pérdidas de energía eléctrica en las RGD, al cierre de 2019 ascendieron 32.147 TWh, que representan un decremento del 0.15 TWh el 0.5 % con respecto al año anterior.

Para determinar la energía total ingresada a las RGD se consideró que la energía recibida del sistema de alta tensión es medida en el secundario de los transformadores AT/MT de las subestaciones de distribución, por lo cual se agregó un volumen de energía equivalente a las pérdidas en este componente como parte de la energía ingresada a las RGD.

Tabla V.3 Balance de energía de las RGD.

| Divisiones | Energía Ingresada a las RGD [TWh] | | | Energía entregada [TWh] | | | Energía perdida en las RGD [TWh] | | |
|------------------------|-----------------------------------|----------------|-------------|-------------------------|----------------|-------------|----------------------------------|---------------|--------------|
| | 2018 | 2019 | Evolución | 2018 | 2019 | Evolución | 2018 | 2019 | Evolución |
| Baja California | 14.450 | 14.559 | 0.8% | 13.469 | 13.586 | 0.9% | 0.981 | 0.972 | -0.9% |
| Bajío | 22.894 | 24.007 | 4.9% | 20.403 | 21.420 | 5.0% | 2.491 | 2.587 | 3.9% |
| Centro Occidente | 7.107 | 7.326 | 3.1% | 6.573 | 6.784 | 3.2% | 0.534 | 0.541 | 1.4% |
| Centro Oriente | 12.608 | 12.675 | 0.5% | 11.185 | 11.218 | 0.3% | 1.423 | 1.457 | 2.4% |
| Centro Sur | 8.511 | 8.704 | 2.3% | 7.189 | 7.387 | 2.7% | 1.321 | 1.318 | -0.3% |
| Golfo Centro | 8.428 | 8.958 | 6.3% | 7.447 | 7.877 | 5.8% | 0.981 | 1.081 | 10.2% |
| Golfo Norte | 31.303 | 32.464 | 3.7% | 26.557 | 27.631 | 4.0% | 4.745 | 4.833 | 1.8% |
| Jalisco | 15.466 | 15.868 | 2.6% | 13.307 | 13.798 | 3.7% | 2.159 | 2.070 | -4.1% |
| Noroeste | 18.626 | 18.794 | 0.9% | 16.892 | 16.970 | 0.5% | 1.734 | 1.824 | 5.2% |
| Norte | 20.257 | 20.914 | 3.2% | 18.204 | 18.257 | 0.3% | 2.053 | 2.657 | 29.5% |
| Oriente | 11.035 | 11.510 | 4.3% | 9.027 | 9.365 | 3.7% | 2.008 | 2.144 | 6.8% |
| Peninsular | 11.940 | 12.877 | 7.8% | 10.922 | 11.899 | 9.0% | 1.019 | 0.978 | -4.0% |
| Sureste | 11.920 | 12.535 | 5.2% | 10.119 | 10.838 | 7.1% | 1.801 | 1.697 | -5.8% |
| Valle de México Centro | 11.818 | 11.759 | -0.5% | 9.813 | 9.836 | 0.2% | 2.005 | 1.923 | -4.1% |
| Valle de México Norte | 15.461 | 15.373 | -0.6% | 11.753 | 12.058 | 2.6% | 3.708 | 3.315 | -10.6% |
| Valle de México Sur | 15.320 | 15.177 | -0.9% | 11.976 | 12.426 | 3.8% | 3.344 | 2.751 | -17.8% |
| Nacional | 234.608 | 240.991 | 2.7% | 202.302 | 208.844 | 3.2% | 32.306 | 32.147 | -0.5% |

Fuente: CFE Distribución, SIBE. Balance de energía 2019; SIPER: Pérdidas en transformadores de potencia.

Notas:

/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.

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, como se muestra en la Figura V.7. Se observa en 12 de las 16 Divisiones una fuerte correlación lineal, donde el incremento en la energía entregada se corresponde en proporción directa con el incremento en la energía ingresada.

Esto no se observa en las 3 Divisiones del Valle de México, en las cuales, aun cuando se redujo la energía ingresada, se incrementó significativamente la energía entregada por estas Divisiones. Este comportamiento se explica dado que los programas de reducción de pérdidas no técnicas

incrementan las ventas de energía y por lo tanto la energía entregada, de la misma manera esta condición reduce el uso indebido de la energía, lo cual tiene como consecuencia la reducción de energía recibida.

Por otra parte, en el caso de la División Norte se observa un incremento significativo del orden del 3% en la energía ingresada pero no se incrementa en la misma proporción la energía entregada, con apenas un 0.3%. debido al incremento de las pérdidas no técnicas.

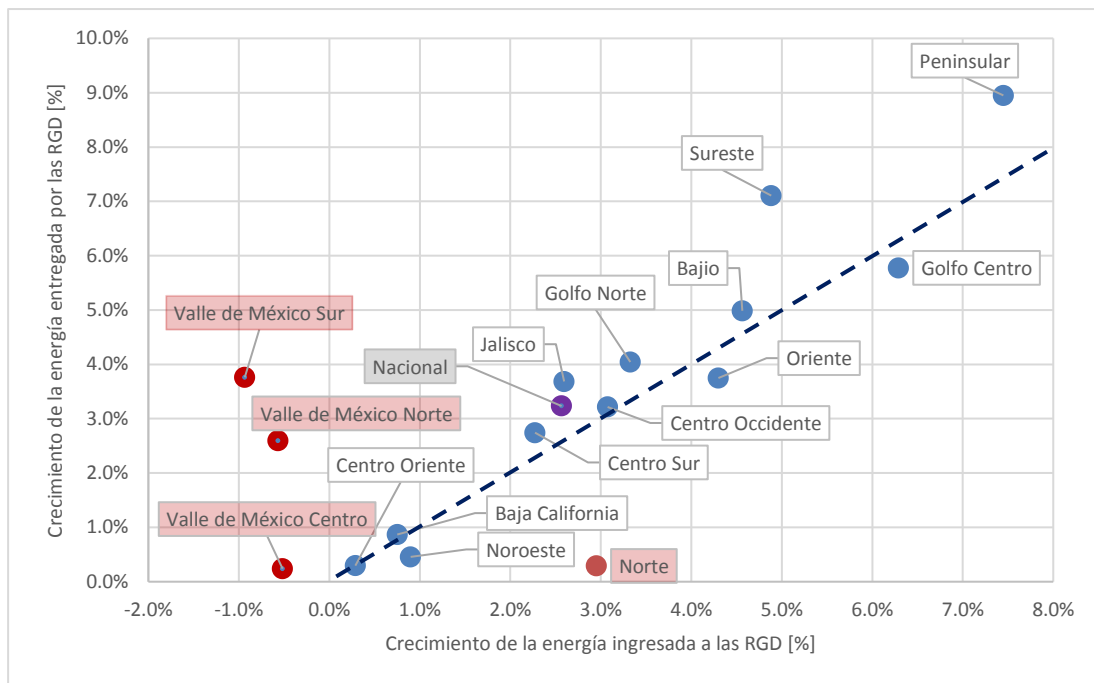


Figura V.7 Correspondencia entre el crecimiento de las energías ingresadas y entregadas por las RGD, por División de Distribución.

5.3.2 Pérdidas técnicas.

La energía perdida que es explicada por razones técnicas se determina aplicando diferentes metodologías de simulación y muestreo para calcular de manera exhaustiva la pérdida técnica en cada uno de los segmentos de las RGD (Figura V.1), y por diferencia determinar el volumen de pérdidas no técnicas por División. La Figura V.8 muestra la distribución de pérdidas técnicas en los segmentos de las RGD, a nivel Nacional.

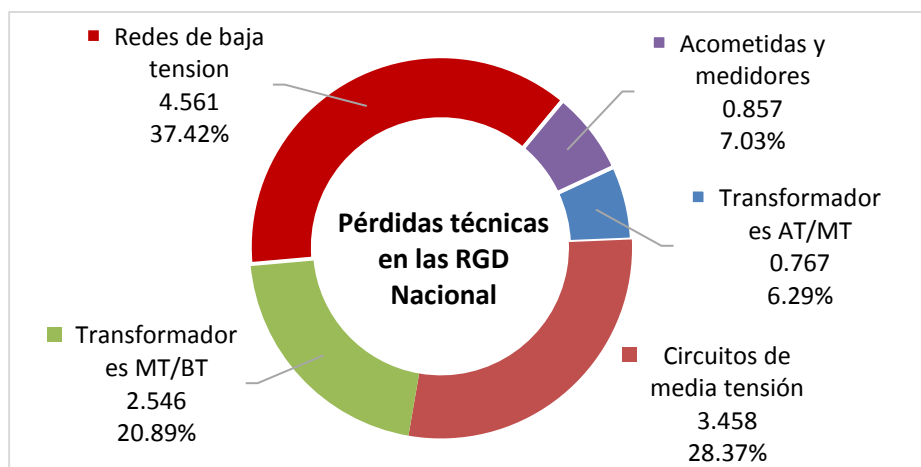


Figura V.8 Distribución nacional de pérdidas técnicas por segmento de la RGD.

El segmento con el mayor volumen de pérdidas técnicas lo constituyen las redes de baja tensión, con un total de energía perdida de 4.561 TWh/año, en 2019, con una contribución al indicador de pérdidas técnicas de 1.89%, seguido de los circuitos eléctricos de media tensión con una pérdida total de 3 458 GWh/año, los cuales contribuyen al indicador con 1.44%; en transformadores de servicio se pierden 2 546 GWh/año, que contribuyen con 1.06% al indicador.

La Tabla V.4 muestra el cálculo de la energía perdida por razones técnicas en los segmentos de las RGD, por 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 | 0.062 | 0.132 | 0.179 | 0.276 | 0.043 | 0.692 |
| Bajío | 0.093 | 0.395 | 0.199 | 0.463 | 0.087 | 1.238 |
| Centro Occidente | 0.030 | 0.087 | 0.104 | 0.156 | 0.043 | 0.420 |
| Centro Oriente | 0.045 | 0.168 | 0.133 | 0.240 | 0.060 | 0.646 |
| Centro Sur | 0.032 | 0.148 | 0.134 | 0.226 | 0.054 | 0.594 |
| Golfo Centro | 0.038 | 0.128 | 0.122 | 0.170 | 0.038 | 0.495 |
| Golfo Norte | 0.119 | 0.267 | 0.281 | 0.517 | 0.076 | 1.259 |
| Jalisco | 0.057 | 0.144 | 0.169 | 0.394 | 0.066 | 0.830 |
| Noroeste | 0.074 | 0.217 | 0.214 | 0.313 | 0.051 | 0.870 |
| Norte | 0.078 | 0.340 | 0.146 | 0.203 | 0.049 | 0.816 |
| Oriente | 0.043 | 0.230 | 0.141 | 0.294 | 0.058 | 0.767 |
| Peninsular | 0.053 | 0.211 | 0.120 | 0.204 | 0.040 | 0.627 |
| Sureste | 0.053 | 0.426 | 0.162 | 0.314 | 0.064 | 1.019 |
| Valle de México Centro | 0.032 | 0.062 | 0.134 | 0.260 | 0.042 | 0.531 |
| Valle de México Norte | 0.037 | 0.126 | 0.161 | 0.278 | 0.056 | 0.658 |
| Valle de México Sur | 0.040 | 0.123 | 0.173 | 0.345 | 0.051 | 0.732 |
| Nacional | 0.887 | 3.204 | 2.573 | 4.654 | 0.878 | 12.194 |

Fuente: CFE Distribución, SIPER. Datos preliminares de pérdidas técnicas 2019.

Como resultado del cálculo de pérdidas técnicas y tomando como referencia los datos de la Tabla V.3, se determina el volumen de energía perdida por causas no técnicas, así como los indicadores que se muestran en la Tabla V.5, en la cual también se muestra la evolución respecto a los resultados reales del año anterior.

Tabla V.5 Resultados de Indicadores de pérdidas de energía comparativo 2018 vs. 2019.

| División | Indicador de pérdidas técnicas [%] | | | Indicador de perdidas no técnicas [%] | | |
|------------------------|------------------------------------|-------------|-------------|---------------------------------------|-------------|-------------|
| | 2018 | 2019 | Evolución | 2018 | 2019 | Evolución |
| Baja California | 4.61 | 4.22 | -0.39 | 2.18 | 2.63 | 0.46 |
| Bajío | 5.22 | 5.19 | -0.03 | 5.66 | 6.26 | 0.60 |
| Centro Occidente | 5.70 | 5.77 | 0.06 | 1.81 | 1.75 | -0.06 |
| Centro Oriente | 4.95 | 5.35 | 0.40 | 6.34 | 6.94 | 0.60 |
| Centro Sur | 6.74 | 7.01 | 0.27 | 8.79 | 9.58 | 0.79 |
| Golfo Centro | 5.70 | 5.79 | 0.09 | 5.94 | 7.14 | 1.20 |
| Golfo Norte | 3.87 | 3.72 | -0.16 | 11.29 | 13.12 | 1.84 |
| Jalisco | 5.13 | 5.18 | 0.05 | 8.82 | 9.05 | 0.22 |
| Noroeste | 4.52 | 4.76 | 0.24 | 4.79 | 5.48 | 0.69 |
| Norte | 3.94 | 3.86 | -0.07 | 6.19 | 10.13 | 3.93 |
| Oriente | 6.71 | 6.75 | 0.04 | 11.49 | 14.60 | 3.11 |
| Peninsular | 5.10 | 4.81 | -0.29 | 3.43 | 3.01 | -0.42 |
| Sureste | 8.31 | 8.51 | 0.20 | 6.80 | 5.81 | -0.98 |
| Valle de México Centro | 4.30 | 4.71 | 0.41 | 12.67 | 13.92 | 1.25 |
| Valle de México Norte | 4.09 | 4.06 | -0.03 | 19.89 | 22.32 | 2.43 |
| Valle de México Sur | 4.58 | 4.82 | 0.24 | 17.26 | 16.25 | -1.00 |
| Nacional | 5.02 | 5.06 | 0.04 | 8.75 | 9.20 | 0.45 |

Fuente: CFE Distribución, SIPER. Se reportan datos finales del cierre de pérdidas de energía eléctrica de 2018. Datos preliminares de pérdidas técnicas y no técnicas de energía 2019.

La Figura V.9 muestra la distribución geográfica del indicador de pérdidas técnicas por División de Distribución.



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

Dos Divisiones de Distribución presentan un indicador mayor al 7%, una se encuentra entre 6% y 7%, cinco entre 5% y 6%, y ocho tienen un indicador menor o igual a 5%.

Se observa que, en lo que se refiere al indicador de pérdidas técnicas, las Divisiones de Distribución Centro Sur, Valle de México Centro, Valle de México Sur, Centro Oriente y Noroeste presentan un incremento en su indicador.

5.3.3 Pronóstico de pérdidas técnicas.

Las pérdidas técnicas aumentan proporcionalmente al volumen de la energía distribuida y no pueden eliminarse, aunque es posible atenuar su crecimiento mediante mejoras en la red. De acuerdo con los análisis realizados se obtiene, de forma aproximada, el siguiente comportamiento:

- En los transformadores de potencia y circuitos de distribución, aumentan en proporción cuadrática con el crecimiento de la demanda.
- En transformadores de distribución y redes de baja tensión, predomina su proporción lineal al crecimiento de ésta.

Las pérdidas técnicas están relacionadas al nivel de demanda que suministran las instalaciones, esta demanda se incrementa año con año, incrementando en porcentaje de utilización de las instalaciones existentes y como consecuencia, se incrementan las pérdidas técnicas, al invertir en nueva infraestructura este nivel de saturación en las instalaciones disminuye, lo que contribuye a contener o reducir los niveles de pérdidas.

Del resultado 2019, se puede observar que para alcanzar el cumplimiento de lo establecido por la CRE en el acuerdo A074 se tendría el siguiente panorama de reducción de pérdidas, presentando en 2019 un área de oportunidad en pérdidas técnicas de 1 033 GWh, la Tabla V.6 muestra el detalle.

Tabla V.6 Área de oportunidad 2019 para cumplir el 5% de pérdidas técnicas de energía .

| División | Pérdidas técnicas en exceso del 5% |
|-------------------------------------|------------------------------------|
| Valle de México Norte | -144.49 |
| Valle de México Sur | -27.56 |
| Oriente | 201.41 |
| Valle de México Centro | -34.32 |
| Centro Sur | 174.94 |
| Golfo Norte | -417.00 |
| Sureste | 440.39 |
| Jalisco | 28.39 |
| Golfo Centro | 70.45 |
| Centro Oriente | 44.13 |
| Bajío | 45.93 |
| Norte | -237.42 |
| Noroeste | -45.02 |
| Peninsular | -24.75 |
| Centro Occidente | 56.19 |
| Baja California | -112.90 |
| Total Nacional ^{/2} | 1 033.43 |

Nota:

/1 Las celdas marcadas en rojo representan un área de oportunidad, mientras que las marcadas en verde representan el cumplimiento del objetivo.

/2 Los totales consideran solamente las áreas de oportunidad positivas.

La Figura V.10 muestra el comportamiento de las pérdidas técnicas de acuerdo con la inversión realizada en cada año en el periodo 2020-2024.

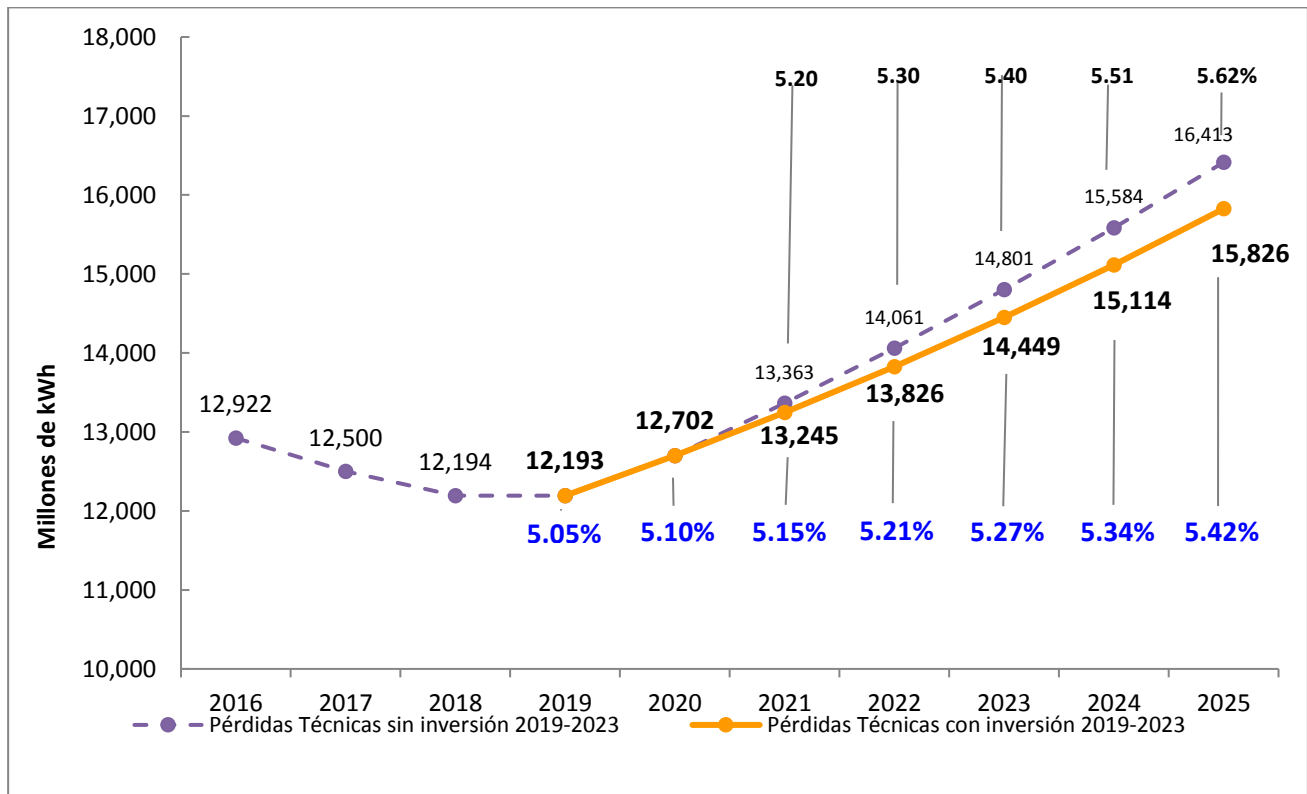


Figura V.10 Proyección de pérdidas de energía con inversión en los años 2018-2019.

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%.

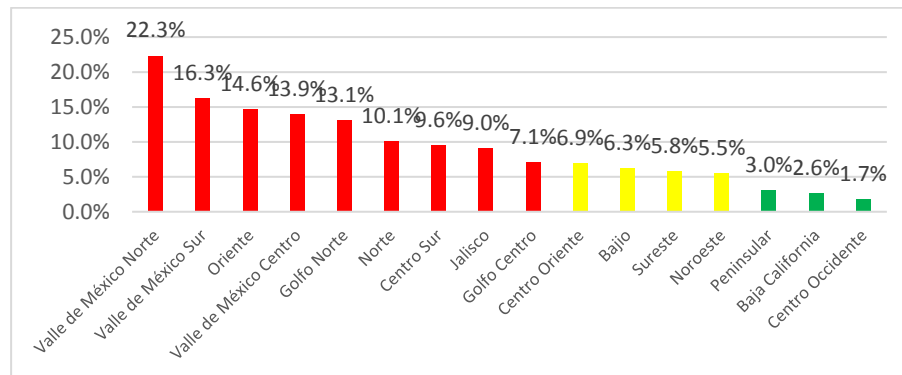


Figura V.11 Distribución de pérdidas no técnicas por División de Distribución

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

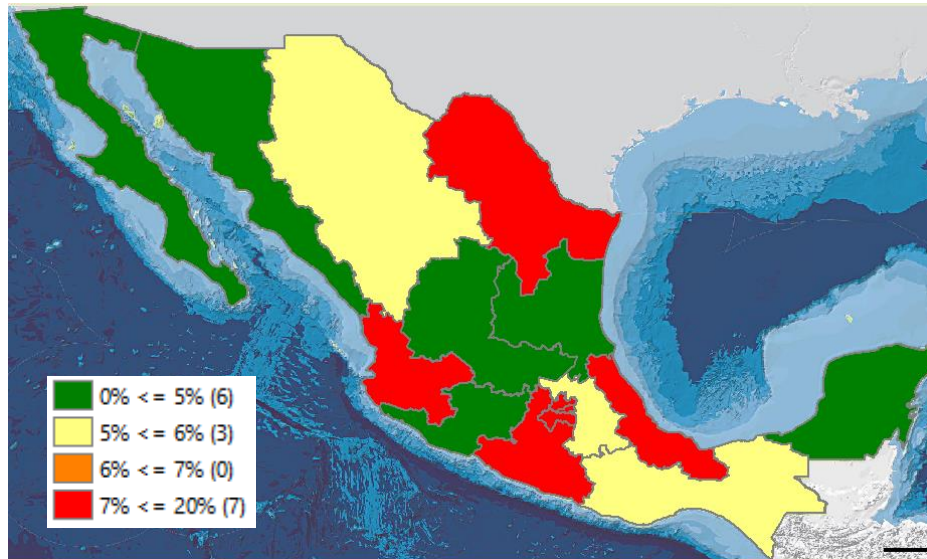


Figura V.12 Mapeo del índice de pérdidas No técnicas en Media y Baja tensión por División de Distribución de Distribución

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 de energía eléctrica 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 40% de la cobertura de la medición de estos servicios de suministro de energía eléctrica 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 de energía eléctrica, 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 2016 a 2019 se conectaron más de 2.4 millones de nuevos servicios y se llevaron a cabo cerca de 1.2 millones de modificaciones a servicios existentes anualmente, en promedio. Lo que permite estimar una necesidad de invertir en la adquisición del orden de 3.6 millones de medidores al año para estas actividades.

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

| Cantidades | Años | | | | Promedio |
|----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | |
| Conexiones | 2 806 923 | 2 474 768 | 2 503 179 | 2 429 811 | 2,553,670 |
| Modificaciones | 858 211 | 883 957 | 1 381 941 | 1 351 732 | 1,199,624 |
| Desconexiones | 1 549 264 | 1 057 866 | 1 090 414 | 1 100 952 | 1,118,960 |
| Total | 5 214 398 | 4 416 591 | 4 975 534 | 4 882 495 | 4,872,255 |

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 de energía eléctrica 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 2020-2024 se espera reducir el número de medidores electromecánicos instalados a 7.4 millones de medidores en 2024, así como incrementar la cantidad de medidores electrónicos a 43.4 millones para el mismo año.

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

| Tipo de medición (millones de piezas) | Año | | | | |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
| Electrónico de autogestión | 22.62 | 22.74 | 23.04 | 23.32 | 23.32 |
| Electrónico básico | 2.8 | 4.45 | 6.41 | 8.42 | 9.92 |
| Electrónico escalado | 3.43 | 5.18 | 6.06 | 6.93 | 6.93 |
| Infraestructura avanzada de medición (AMI) | 2.6 | 2.6 | 2.6 | 2.6 | 2.6 |
| Multifunción para media y alta tensión | 0.58 | 0.6 | 0.61 | 0.63 | 0.65 |
| Subtotal (electrónicos) | 32.03 | 35.57 | 38.72 | 41.9 | 43.42 |
| Electromecánicos* | 14.01 | 11.66 | 9.71 | 7.71 | 7.4 |
| Total | 46.04 | 47.23 | 48.43 | 49.62 | 50.82 |

*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.

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 2020-2024. En el Anexo se incluye una proyección de las necesidades anuales para el horizonte 2020-2034.

Tabla VI.1. Resumen de los programas y proyectos de inversión de las RGD 2020-2024.

| Programa o proyecto de inversión de las RGD |
|--|
| Incremento de la eficiencia operativa de las redes generales de distribución mediante la reducción de pérdidas técnicas. |
| Regularización de colonias populares. |
| Adquisición de acometidas y medidores de distribución. |
| Modernización de subestaciones de distribución (Transformadores AT/MT). |
| Modernización de interruptores MT de subestaciones de distribución. |
| Modernización de transformadores de MT/BT de las RGD. |
| Confiabilidad y calidad de las redes generales de distribución. |
| Reemplazo del cable submarino de Isla Mujeres. |
| Conexión de la Isla de Holbox. |
| Operación remota y automatismo en redes de distribución. |
| Infraestructura de medición avanzada. |
| Escalamiento de la medición a AMI. |
| Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM. |
| Nuevo sistema de gestión empresarial de Distribución-Suministro. |

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 2020-2034, 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 2020-2024, cuyos objetivos principales son el mejoramiento de la eficiencia en la distribución de la energía eléctrica e incrementa la cobertura en el suministro de energía eléctrica 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 |
|--|
| Incremento de la eficiencia operativa de las redes generales de distribución mediante la reducción de pérdidas técnicas. |
| Regularización de colonias populares. |
| Adquisición de acometidas y medidores de distribución. |

7.1 Programa para el incremento de la eficiencia operativa de las RGD 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.
- Instalación de equipos de compensación de potencia reactiva.
- 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.

Alcances.

La Tabla VII.1 muestra el resumen de la implementación de 2 500 proyectos distribuidos en el ámbito de las 16 Divisiones de Distribución, en un período de 5 años.

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 2020 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 131 GWh.

Tabla VII.2. Número de proyectos y Pérdidas Técnicas evitadas para 2020.

| División | Nº Proyectos | Pérdida técnica evitada [GWh] |
|---------------------|--------------|-------------------------------|
| Sureste | 37 | 32.763 |
| Oriente | 9 | 10.795 |
| Golfo Centro | 62 | 7.479 |
| Bajío | 12 | 3.984 |
| Peninsular | 20 | 6.193 |
| Centro Oriente | 25 | 9.001 |
| Valle México Sur | 43 | 6.31 |
| Noroeste | 27 | 6.048 |
| Valle México Centro | 14 | 5.075 |
| Valle México Norte | 21 | 3.749 |
| Norte | 11 | 13.101 |
| Golfo Norte | 35 | 11.09 |
| Centro Sur | 67 | 4.648 |
| Jalisco | 23 | 3.402 |
| Centro Occidente | 128 | 2.602 |
| Baja California | 28 | 4.766 |
| Total | 562 | 131.006 |

En la Tabla VII.3 se muestra el detalle del Programa 2020 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 2020.

| Concepto de inversión | | Divisiones de Distribución | | | | | | | | | | | | | | | | Nacional |
|---|------------------------|----------------------------|-----------|------------|-----------|------------|------------|-------------|------------|-----------|-------------|-------------|------------|-------------|------------|------------|------------|------------|
| | | BCA | BAJ | COC | COR | CSR | GCT | GNT | JAL | NOE | NTE | OTE | PEN | STE | VMC | VMN | VMS | |
| Creación de nuevas áreas en baja tensión | Pérd. Ev. [GWh] | 2.8 | 3.2 | 0.1 | 0.4 | 0.9 | 0.3 | 0.4 | 0.3 | 2.5 | 0 | 1.7 | 0.9 | 4.6 | 2.4 | 3.2 | 1.6 | 25.4 |
| | No. Proyectos | 15 | 8 | 22 | 7 | 37 | 12 | 4 | 3 | 11 | 0 | 3 | 8 | 7 | 9 | 19 | 21 | 186 |
| Sustitución de transformadores de distribución | Pérd. Ev. [GWh] | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.1 | 0.7 | 0 | 0.1 | 1.8 | |
| | No. Proyectos | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 2 | 1 | 0 | 2 | 6 |
| Reconfiguración de la red de baja tensión | Pérd. Ev. [GWh] | 1.3 | 0.4 | 0.3 | 0 | 0.7 | 0.5 | 1.2 | 1.8 | 0.2 | 0.3 | 0 | 0.3 | 0 | 1.2 | 0.5 | 0.8 | 9.4 |
| | No. Proyectos | 7 | 2 | 77 | 1 | 15 | 16 | 8 | 15 | 2 | 2 | 0 | 3 | 0 | 2 | 2 | 7 | 159 |
| Reconfiguración de circuitos de media tensión | Pérd. Ev. [GWh] | 0.2 | 0.1 | 0.3 | 6.3 | 0.1 | 3 | 7.7 | 0.6 | 0.6 | 5.4 | 1.8 | 0 | 2.5 | 0.8 | 0 | 1.8 | 31.3 |
| | No. Proyectos | 4 | 1 | 6 | 11 | 1 | 16 | 17 | 2 | 3 | 5 | 2 | 0 | 4 | 2 | 0 | 7 | 81 |
| Instalación de equipos de compensación de potencia reactiva | Pérd. Ev. [GWh] | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.2 |
| | No. Proyectos | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 7 |
| Recalibración del circuito de media tensión | Pérd. Ev. [GWh] | 0.1 | 0 | 1.6 | 0.5 | 0.8 | 2.1 | 0.5 | 0.2 | 1.4 | 3 | 0 | 2 | 13.2 | 0 | 0 | 2.1 | 27.6 |
| | No. Proyectos | 1 | 0 | 21 | 2 | 9 | 11 | 5 | 1 | 6 | 2 | 0 | 3 | 16 | 0 | 0 | 6 | 83 |
| Construcción de nuevo circuito de media tensión | Pérd. Ev. [GWh] | 0.4 | 0.3 | 0.1 | 1.8 | 1.5 | 1.5 | 1.3 | 0.5 | 0.1 | 4.4 | 7.4 | 2.9 | 11.3 | 0 | 0 | 0 | 33.5 |
| | No. Proyectos | 1 | 1 | 1 | 4 | 3 | 2 | 1 | 2 | 1 | 2 | 4 | 4 | 7 | 0 | 0 | 0 | 33 |
| Cambio de tensión de circuitos de media tensión | Pérd. Ev. [GWh] | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.1 | 0 | 0 | 0.1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.2 |
| | No. Proyectos | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 |
| Reordenamiento de las RGD | Pérd. Ev. [GWh] | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.5 |
| | No. Proyectos | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 |
| Total | Pérd. Ev. [GWh] | 4.8 | 4 | 2.6 | 9 | 4.6 | 7.5 | 11.1 | 3.4 | 6 | 13.1 | 10.8 | 6.2 | 32.8 | 5.1 | 3.7 | 6.3 | 131 |
| | No. Proyectos | 28 | 12 | 128 | 25 | 67 | 62 | 35 | 23 | 27 | 11 | 9 | 20 | 37 | 14 | 21 | 43 | 562 |

7.2 Programa para la 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).

Alcances.

Este programa tiene las metas físicas descritas en la Tabla VII.4.

Tabla VII.4. Metas del proyecto regularización de colonias populares 2020-2024

| Años | Usuarios a Regularizar | Energía ingresada a la facturación (GWh) | Postes | Transformadores de Distribución | | Línea de Media Tensión (km) |
|--------------|------------------------|--|------------------|---------------------------------|---------------------------|-----------------------------|
| | | | | Número | Capacidad Instalada (kVA) | |
| 2020 | 12 244 | 22.04 | 2 582.00 | 636.00 | 15 900.00 | 98.00 |
| 2021 | 8 324 | 14.98 | 2 391.00 | 453.00 | 9 632.50 | 44.67 |
| 2022 | 8 106 | 14.59 | 1 862.40 | 441.00 | 9 380.67 | 34.80 |
| 2023 | 8 215 | 14.79 | 1 888.00 | 447.00 | 9 506.58 | 35.27 |
| 2024 | 8 052 | 14.49 | 1 849.60 | 438.00 | 9 317.71 | 34.57 |
| TOTAL | 44 941 | 80.89 | 10 573.00 | 2 415.00 | 53 737.46 | 247.31 |

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 de energía eléctrica 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.

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 2020 es de 2 529 GWh en ventas de energía.

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

Alcances.

Este proyecto tiene 298 7997 km de acometidas y 12 704 miles de medidores, como se muestra en la Tabla VII..

Tabla VII.5 Metas físicas para el programa de para la adquisición de acometidas y medidores de distribución.

| División | Concepto | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | Total |
|------------------------|--------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|
| Baja California | N° Acometidas [km] | 2 078 | 2 141 | 2 205 | 2 271 | 2 205 | 10 900 |
| | N° Medidores [miles] | 49 | 50 | 52 | 54 | 52 | 257 |
| Bajío | Acometidas [km] | 5 023 | 5 174 | 5 329 | 5 489 | 5 329 | 26 344 |
| | Medidores [miles] | 275 | 283 | 292 | 301 | 292 | 1 443 |
| Centro Occidente | Acometidas [km] | 3 561 | 3 668 | 3 778 | 3 891 | 3 778 | 18 676 |
| | Medidores [miles] | 125 | 129 | 133 | 137 | 133 | 657 |
| Centro Oriente | Acometidas [km] | 3 685 | 3 796 | 3 909 | 4 026 | 3 909 | 19 325 |
| | Medidores [miles] | 195 | 201 | 207 | 213 | 207 | 1 023 |
| Centro Sur | Acometidas [km] | 5 676 | 5 847 | 6 022 | 6 203 | 6 022 | 29 770 |
| | Medidores [miles] | 165 | 170 | 175 | 180 | 175 | 865 |
| Golfo Centro | Acometidas [km] | 1 780 | 1 834 | 1 889 | 1 946 | 1 889 | 9 338 |
| | Medidores [miles] | 92 | 94 | 97 | 100 | 97 | 480 |
| Golfo Norte | Acometidas [km] | 4 750 | 4 893 | 5 040 | 5 191 | 5 040 | 24 914 |
| | Medidores [miles] | 174 | 179 | 185 | 191 | 185 | 914 |
| Jalisco | Acometidas [km] | 2 958 | 3 047 | 3 138 | 3 232 | 3 138 | 15 513 |
| | Medidores [miles] | 184 | 190 | 195 | 201 | 195 | 965 |
| Noroeste | Acometidas [km] | 2 232 | 2 300 | 2 369 | 2 440 | 2 369 | 11 710 |
| | Medidores [miles] | 126 | 129 | 133 | 137 | 133 | 658 |
| Norte | Acometidas [km] | 3 060 | 3 152 | 3 247 | 3 344 | 3 247 | 16 050 |
| | Medidores [miles] | 119 | 123 | 126 | 130 | 126 | 624 |
| Oriente | Acometidas [km] | 4 503 | 4 639 | 4 778 | 4 921 | 4 778 | 23 619 |
| | Medidores [miles] | 146 | 150 | 155 | 160 | 155 | 766 |
| Peninsular | Acometidas [km] | 2 368 | 2 440 | 2 513 | 2 588 | 2 513 | 12 422 |
| | Medidores [miles] | 111 | 114 | 118 | 122 | 118 | 583 |
| Sureste | Acometidas [km] | 3 658 | 3 768 | 3 881 | 3 997 | 3 881 | 19 185 |
| | Medidores [miles] | 230 | 237 | 244 | 251 | 244 | 1 206 |
| Valle de México Centro | Acometidas [km] | 2 453 | 2 527 | 2 602 | 2 680 | 2 602 | 12 864 |
| | Medidores [miles] | 78 | 80 | 82 | 84 | 82 | 406 |
| Valle de México Norte | Acometidas [km] | 3 707 | 3 819 | 3 934 | 4 052 | 3 934 | 19 446 |
| | Medidores [miles] | 154 | 158 | 163 | 168 | 163 | 806 |
| Valle de México Sur | Acometidas [km] | 5 476 | 5 641 | 5 810 | 5 984 | 5 810 | 28 721 |
| | Medidores [miles] | 200 | 206 | 213 | 219 | 213 | 1 051 |
| Nacional | Acometidas [km] | 56 968 | 58 686 | 60 444 | 62 255 | 60 444 | 298 797 |
| | Medidores [miles] | 2 423 | 2 493 | 2 570 | 2 648 | 2 570 | 12 704 |

VIII. Programas de modernización de las RGD.

La Tabla VIII.1 muestra en resumen de 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 |
|---|
| Modernización de subestaciones de distribución (Transformadores AT/MT). |
| Modernización de interruptores MT de subestaciones de distribución. |
| Modernización de transformadores de MT/BT de las RGD. |
| Confiabilidad y calidad de las redes generales de distribución. |

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 de energía eléctrica. 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.

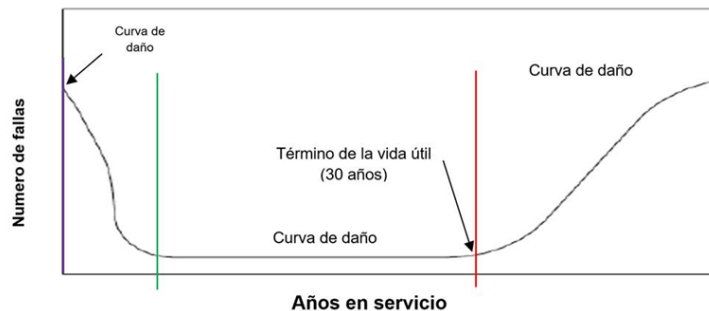


Figura VIII.1 Curva de daño de elementos de transformación de alta a media tensión.

En CFE Distribución se tienen en operación 364 transformadores de potencia que rebasan 30 años servicio continuo o que presentan daños irreparables debido a que por su obsolescencia no es posible obtener refacciones a costo de mercado y sus costos de fabricación son excesivos.

Alcances.

Durante el año 2019 se llevó a cabo la adquisición de transformadores de potencia, de diferentes capacidades, para el remplazo de 23 transformadores con vida útil terminada o dañados con una capacidad total de 517 MVA, estos proyectos continúan en construcción en 2020. Para el período de 2020-2024 se propone la sustitución de 95 elementos de transformación de alta a media tensión, con una capacidad total de 2 678 MVA, cuya programación anual se muestra en la Tabla VIII.2.

Tabla VIII.2. Alcance del programa de modernización de subestaciones de Distribución.

| Concepto | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | Total |
|-------------------------------------|------|------|------|------|------|-------|
| No. de transformadores de potencia. | 22 | 17 | 18 | 20 | 18 | 95 |
| Capacidad [MVA] | 464 | 571 | 363 | 880 | 400 | 2 678 |

La Tabla VIII.3 muestran cada uno de los elementos de transformación que requieren su reemplazo en el período 2020 a 2024.

Tabla VIII.3 Elementos de transformación que requieren su reemplazo en el período 2020 a 2024.

| No. | División | Zona | Subestación | | N° Bco | Relación de transformación (kV) | | Año de fabricación | Años en operación | Capacidad (MVA) | | Condiciones especiales |
|-----|----------------------|---------------------|-------------|------------------|--------|---------------------------------|------|--------------------|-------------------|-----------------|-------|------------------------|
| | | | | | | AT | BT | | | Actual | Final | |
| | | | Cve | Nombre | | | | | | | | |
| 1 | Baja California | Tijuana | FLO | Florido | T2 | 69 | 13.8 | 1972 | 47 | 20 | 20 | |
| 2 | Noroeste | Mazatlán | ROS | Rosario | T1 | 115 | 13.8 | 1974 | 45 | 20 | 20 | |
| 3 | Golfo Norte | Nuevo Laredo | NUL | Nuevo Laredo | T3 | 138 | 34.5 | 1974 | 45 | 30 | 30 | |
| 4 | Jalisco | Chapala | SAJ | San Jorge | T1 | 69 | 23 | 1970 | 49 | 20 | 20 | |
| 5 | Bajío | San Juan del Río | SJR | San Juan del Río | T1 | 115 | 13.8 | 1977 | 42 | 20 | 20 | |
| 6 | Centro Occidente | Colima | SCC | Cuauhtémoc | T1 | 115 | 13.8 | 1971 | 48 | 12.5 | 20 | |
| 7 | Centro Sur | Zihuatanejo | JRN | San Jerónimo | T2 | 115 | 13.8 | 1968 | 51 | 12.5 | 20 | |
| 8 | Centro Sur | Acapulco | MRA | La Mira | T1 | 115 | 13.8 | 1970 | 49 | 20 | 20 | |
| 9 | Centro Oriente | Tehuacán | CPA | Coapa | T2 | 115 | 34.5 | 1974 | 45 | 12.5 | 20 | |
| 10 | Sureste | Tehuantepec | ZAN | Zanatepec | T1 | 115 | 13.8 | 1970 | 49 | 9.38 | 9.38 | |
| 11 | Valle de Mex. Norte | Naucalpan | CAR | Careaga | T1 | 85 | 23 | 1970 | 49 | 30 | 30 | |
| 12 | Valle de Mex. Centro | Polanco | MOS | Morales | T3 | 85 | 23 | 1970 | 49 | 30 | 30 | |
| 13 | Valle de Mex. Centro | Tacuba | NON | Nonoalco | T7 | 85 | 6.6 | 1970 | 49 | 30 | 30 | |
| 14 | Valle de Mex. Sur | Universidad | ANS | San Andrés | T4 | 85 | 23 | 1967 | 52 | 30 | 30 | |
| 15 | Centro Oriente | Matamoros de Izúcar | HAN | Huehuetlán | T2 | 34.5 | 13.8 | 1970 | 49 | 3 | 6.25 | |
| 16 | Bajío | Fresnillo | SJE | San Jerónimo | T1 | 115 | 34.5 | 1979 | 40 | 9.38 | 9.38 | |
| 17 | Golfo Centro | Tampico | NRJ | Naranjos | T1 | 115 | 13.8 | 1975 | 44 | 20 | 20 | |
| 18 | Golfo Norte | Metropolitana Ote. | APO | Apodaca | T2 | 115 | 34.5 | 1975 | 44 | 30 | 30 | |

2020

| No. | División | Zona | Subestación | | N° Bco | Relación de transformación (kV) | | Año de fabricación | Años en operación | Capacidad (MVA) | | Condiciones especiales |
|--------------|----------------------|---------|-------------|--------------------|--------|---------------------------------|------|--------------------|-------------------|-----------------|---------------|-------------------------------|
| | | | Cve | Nombre | | AT | BT | | | Actual | Final | |
| 19 | Noroeste | Caborca | ICA | Industrial Caborca | T1 | 115 | 13.8 | 1969 | 50 | 20 | 20 | |
| 20 | Norte | Torreón | BAT | Batopilas | T1 | 115 | 13.8 | 1969 | 50 | 20 | 20 | |
| 21 | Sureste | Oaxaca | MHT | Miahuatlán | T1 | 115 | 13.8 | 1971 | 48 | 9.38 | 9.38 | |
| 22 | Valle de Mex. Centro | Polanco | HTC | Huasteca | T3 | 85 | 23 | 1981 | 38 | 30 | 30 | Derrateo adicional por fallas |
| Total | | | | | | | | | | 438.64 | 464.39 | |

2021

| No. | División | Zona | Subestación | | N° Bco | Relación de transformación (kV) | | Año de fabricación | Años en operación | Capacidad (MVA) | | Condiciones especiales |
|--------------|----------------------|---------------------|-------------|-----------------|-----------|---------------------------------|------|--------------------|-------------------|-----------------|--------------|-------------------------------|
| | | | Cve | Nombre | | AT | BT | | | Actual | Final | |
| 1 | Baja California | Mexicali | CRO | Centro | T2 | 161 | 34.5 | 1972 | 47 | 37.5 | 40 | |
| 2 | Noroeste | Caborca | DSE | Deseo | T1 | 115 | 13.8 | 1976 | 43 | 20 | 20 | |
| 3 | Norte | Delicias | CGU | Camargo Uno | T1 | 115 | 13.8 | 1970 | 49 | 20 | 20 | |
| 4 | Golfo Norte | Metropolitana Ote. | APO | Apodaca | T1 | 115 | 13.8 | 1975 | 44 | 30 | 30 | |
| 5 | Golfo Centro | San Luis Potosí | VLT | Ventilla | T1 | 115 | 13.8 | 1976 | 43 | 20 | 20 | |
| 6 | Jalisco | Sector Juárez | SAG | San Agustín | T1 | 69 | 23 | 1970 | 49 | 25 | 30 | |
| 7 | Bajío | Irapuato | PNV | Pueblo Nuevo | T1 | 115 | 13.8 | 1979 | 40 | 20 | 20 | |
| 8 | Centro Occidente | Pátzcuaro | ADR | Ario de Rosales | T1 | 69 | 13.8 | 1975 | 44 | 20 | 20 | |
| 9 | Centro Sur | Valle de Bravo | ANM | Agustín Milán | T1 | 115 | 13.8 | 1970 | 49 | 12.5 | 20 | |
| 10 | Centro Oriente | Matamoros de Izúcar | AEN | Atencingo II | T2 | 115 | 34.5 | 1970 | 49 | 12.5 | 20 | |
| 11 | Centro Oriente | Matamoros de Izúcar | HAN | Huehuetlán | T1 | 34.5 | 13.8 | 1970 | 49 | 3 | 6.25 | |
| 12 | Oriente | Coatzacoalcos | MIU | Minatitlán Uno | T3 | 115 | 13.8 | 1979 | 40 | 20 | 20 | |
| 13 | Sureste | San Cristóbal | CRI | San Cristóbal | T1 | 115 | 34.5 | 1975 | 44 | 12.5 | 20 | |
| 14 | Peninsular | Tizimín | TZM | Tizimín | T1 | 115 | 34.5 | 1973 | 46 | 12.5 | 20 | |
| 15 | Valle de Mex. Norte | Basílica | XAL | Xalostoc | T2 | 230 | 23 | 1970 | 49 | 60 | 60 | |
| 16 | Valle de Mex. Centro | Netzahualcóyotl | NET | Nezahualcóyotl | T4 | 85 | 23 | 1982 | 37 | 30 | 30 | Derrateo adicional por fallas |
| 17 | Valle de Mex. Sur | Volcanes | CHA | Chalco | T2 | 85 | 23 | 1967 | 52 | 30 | 30 | |
| Total | | | | | 25 | | | | | 527.3 | 571.3 | |

2022

| No. | División | Zona | Subestación | | N° Bco | Relación de transformación (kV) | | Año de fabricación | Años en operación | Capacidad (MVA) | | Condiciones especiales |
|-----|-----------------|--------------|-------------|----------------|--------|---------------------------------|------|--------------------|-------------------|-----------------|-------|------------------------|
| | | | Cve | Nombre | | AT | BT | | | Actual | Final | |
| 1 | Baja California | Constitución | PUP | Punta Prieta | T1 | 115 | 13.8 | 1971 | 48 | 12.5 | 20 | |
| 2 | Noroeste | Caborca | ANT | Antimonio | T1 | 115 | 13.8 | 1973 | 46 | 20 | 20 | |
| 3 | Norte | Torreón | TRR | Torreón | T1 | 115 | 13.8 | 1970 | 49 | 20 | 20 | |
| 4 | Golfo Norte | Metro PTE | CAT | Santa Catarina | T1 | 115 | 13.8 | 1975 | 44 | 30 | 30 | |
| 5 | Golfo Centro | Victoria | OVO | Olivo | T1 | 115 | 13.8 | 1970 | 49 | 20 | 20 | |
| 6 | Jalisco | Minas | AMT | Amatitlán | T2 | 69 | 23 | 1969 | 50 | 6.25 | 6.25 | |
| 7 | Bajío | Zacatecas | SNA | Salinas | T1 | 115 | 13.8 | 1969 | 50 | 6.25 | 6.25 | |

2022

| No. | División | Zona | Subestación | | N° Bco | Relación de transformación (kV) | | Año de fabricación | Años en operación | Capacidad (MVA) | | Condiciones especiales |
|--------------|----------------------|---------------|-------------|----------------|-----------|---------------------------------|------|--------------------|-------------------|-----------------|--------------|-------------------------------|
| | | | Cve | Nombre | | AT | BT | | | Actual | Final | |
| | | | | | | | | | | | | |
| 8 | Centro Occidente | Zitácuaro | MNC | Monarca | T1 | 115 | 23 | 1975 | 44 | 20 | 20 | |
| 9 | Centro Sur | Atzacmulco | CSN | Canchesda | T2 | 115 | 13.8 | 1970 | 49 | 20 | 20 | |
| 10 | Centro Oriente | Tecamachalco | SER | Serdán | T1 | 34.5 | 13.8 | 1977 | 42 | 6.25 | 6.25 | |
| 11 | Centro Oriente | Tulancingo | CRM | El Carmen | T1 | 85 | 23 | 1971 | 48 | 15 | 20 | |
| 12 | Oriente | Veracruz | MCB | Mocambo | T2 | 115 | 13.8 | 1975 | 44 | 40 | 40 | |
| 13 | Sureste | San Cristóbal | CRI | San Cristóbal | T2 | 115 | 13.8 | 1976 | 43 | 9.38 | 9.38 | |
| 14 | Sureste | Tapachula | AYA | Acacoyagua | T2 | 115 | 13.8 | 1977 | 42 | 9.38 | 9.38 | |
| 15 | Peninsular | Motul | SDM | Santo Domingo | T1 | 115 | 13.8 | 1970 | 49 | 12.5 | 20 | |
| 16 | Valle de Mex. Norte | Basílica | XAL | Xalostoc | T3 | 230 | 23 | 1970 | 49 | 60 | 60 | |
| 17 | Valle de Mex. Centro | Polanco | HTC | Huasteca | T4 | 85 | 23 | 1981 | 38 | 30 | 30 | Derrateo adicional por fallas |
| 18 | Valle de Mex. Sur | Volcanes | PDC | Paso de Cortés | T1 | 115 | 13.8 | 1968 | 51 | 5 | 6.25 | |
| Total | | | | | 18 | | | | | 342.5 | 363.8 | |

2023

| No. | División | Zona | Subestación | | N° Bco | Relación de transformación (kV) | | Año de fabricación | Años en operación | Capacidad (MVA) | | Condiciones especiales |
|-----|------------------|-----------------------|-------------|-----------------------|--------|---------------------------------|------|--------------------|-------------------|-----------------|-------|-------------------------------|
| | | | Cve | Nombre | | AT | BT | | | Actual | Final | |
| | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Baja California | Ensenada | VLP | Valle de Guadalupe T1 | T1 | 69 | 13.8 | 1972 | 47 | 12.5 | 20 | |
| 2 | Noroeste | Hermosillo | SBO | Subestación Ocho | T1 | 115 | 13.8 | 1965 | 54 | 12.5 | 20 | |
| 3 | Noroeste | Los Mochis | HRS | Hornillos | T1 | 115 | 13.8 | 1969 | 50 | 12.5 | 20 | |
| 4 | Noroeste | Los Mochis | JAE | Jose Angel Espinoza | T1 | 115 | 34.5 | 1970 | 49 | 12.5 | 20 | |
| 5 | Golfo Centro | Mante | MAN | MANTE | T1 | 115 | 13.8 | 1980 | 39 | 20 | 30 | Derrateo adicional por fallas |
| 6 | Golfo Centro | Mante | MAN | MANTE | T2 | 115 | 13.8 | 1980 | 39 | 20 | 30 | Derrateo adicional por fallas |
| 7 | Jalisco | Metropolitana Hidalgo | ALA | Alameda | T1 | 69 | 23 | 1978 | 41 | 40 | 40 | |
| 8 | Jalisco | Metropolitana Hidalgo | ALA | Alameda | T2 | 69 | 23 | 1978 | 41 | 40 | 40 | |
| 9 | Bajío | Irapuato | SLM | Salamanca T4 | T4 | 115 | 13.8 | 1968 | 51 | 20 | 20 | |
| 10 | Bajío | Zacatecas | GPE | Guadalupe T2 | T2 | 115 | 34.5 | 1969 | 50 | 12.5 | 20 | |
| 11 | Centro Occidente | Colima | AIA | Armeria | T1 | 115 | 13.8 | 1969 | 50 | 12.5 | 20 | |
| 12 | Centro Sur | Morelos | CIV | CIVAC | T2 | 115 | 23 | 1972 | 47 | 30 | 30 | |
| 13 | Centro Oriente | Matamoros | IZM | Izucar de Matamoros | T2 | 115 | 13.8 | 1975 | 44 | 20 | 20 | |
| 14 | Oriente | Teziutlan | ZXP | Zacapuaxtla T2 | T2 | 115 | 13.8 | 1970 | 49 | 20 | 20 | |
| 15 | Sureste | San Cristobal | OCO | Ocosingo | T3 | 115 | 34.5 | 1978 | 41 | 12.5 | 20 | |
| 16 | Sureste | Tapachula | TNA | Tonala | T1 | 115 | 13.8 | 1978 | 41 | 20 | 20 | |
| 17 | Peninsular | Campeche | LRA | Lerma | T5 | 115 | 13.8 | 1970 | 49 | 20 | 20 | |

2023

| No. | División | Zona | Subestación | | N° Bco | Relación de transformación (kV) | | Año de fabricación | Años en operación | Capacidad (MVA) | | Condiciones especiales |
|--------------|----------------------|----------|-------------|--------|-----------|---------------------------------|----|--------------------|-------------------|-----------------|------------|------------------------|
| | | | Cve | Nombre | | AT | BT | | | Actual | Final | |
| 18 | Valle de Mex. Centro | Tacuba | TAC | Tacuba | T4 | 85 | 23 | 1969 | 50 | 30 | 30 | |
| 19 | Valle de Mex. Sur | Volcanes | CHA | Chalco | T2 | 85 | 23 | 1967 | 52 | 30 | 30 | |
| 20 | Valle de Mex. Sur | Toluca | ATE | Atenco | T4 | 85 | 23 | 1969 | 50 | 30 | 30 | |
| Total | | | | | 32 | | | | | 746 | 860 | |

2024

| No. | División | Zona | Subestación | | N° Bco | Relación de transformación (kV) | | Año de fabricación | Años en operación | Capacidad (MVA) | | Condiciones especiales |
|-----|-------------------------|--------------|-------------|-----------------------|--------|---------------------------------|------|--------------------|-------------------|-----------------|-------|-------------------------------|
| | | | Cve | Nombre | | AT | BT | | | Actual | Final | |
| 1 | Bajío | Salvatierra | MLO | Moroleon Bco.1 | T1 | 115 | 13.8 | 1976 | 44 | 30 | 30 | |
| 2 | Bajío | León | EGJ | El Granjeno Bco.2 | T2 | 115 | 13.8 | 2001 | 19 | 30 | 30 | Derrateo adicional por fallas |
| 3 | Centro Occidente | Morelia | MRD | Morelia Dos Bco.1 | T1 | 115 | 13.8 | 1979 | 41 | 20 | 20 | |
| 4 | Centro Sur | Chilpancingo | CHG | Chilpancingo Bco.1 | T1 | 115 | 13.8 | 1972 | 48 | 20 | 20 | |
| 5 | Jalisco | Vallarta | BAN | Banderas Bco.1 | T1 | 115 | 13.8 | 1980 | 40 | 20 | 20 | |
| 6 | Noroeste | Guaymas | CLA | Centinela Bco.1 | T1 | 115 | 13.8 | 2001 | 19 | 20 | 20 | Derrateo adicional por fallas |
| 7 | Norte | Delicias | LCS | Lazaro Cardenas Bco.1 | T1 | 115 | 34.5 | 1977 | 43 | 20 | 20 | |
| 8 | Norte | Delicias | FVL | Francisco Villa Bco.1 | T1 | 115 | 13.8 | 1968 | 52 | 20 | 20 | |
| 9 | Centro Sur | Toluca | SMT | San Mateo | T2 | 115 | 13.8 | 1974 | 45 | 20 | 20 | |
| 10 | Oriente | Poza Rica | PRT | Poza Rica Tres Bco.1 | T1 | 69 | 13.8 | 1966 | 54 | 30 | 30 | |
| 11 | Oriente | Poza Rica | PRT | Poza Rica Tres Bco.2 | T2 | 69 | 13.8 | 1966 | 54 | 30 | 30 | |
| 12 | Sureste | Chontalpa | CDN | Cardenas Uno Bco.1 | T1 | 115 | 34.5 | 1968 | 52 | 30 | 30 | |
| 13 | Peninsular | Motul | KOP | Kopte | T1 | 115 | 34.5 | 1978 | 41 | 20 | 20 | |
| 14 | Valle de Mex. Norte | Atizapan | LEC | Lecheria | T4 | 85 | 13.8 | 1971 | 48 | 54.2 | 60 | |
| 15 | Valle de México. Centro | Zócalo | JAM | Jamaica Bco.1 | T1 | 85 | 23 | 1966 | 54 | 30 | 30 | |
| 16 | Valle de México. Centro | Zócalo | JAM | Jamaica Bco.3 | T3 | 85 | 23 | 1966 | 54 | 30 | 30 | |
| 17 | Valle de México. Sur | Tenango | ZIC | Zictepec Bco.1 | T1 | 85 | 23 | 1998 | 22 | 30 | 30 | Derrateo adicional por fallas |
| 18 | Valle de México. Sur | Toluca | TOL | Toluca Bco.2 | T2 | 85 | 23 | 1996 | 24 | 30 | 30 | Derrateo adicional por fallas |

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 de energía eléctrica.

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.

Alcances.

La Tabla VIII.4 muestra las metas físicas de este programa para el período 2020-2024.

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

| División | Concepto | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | Total |
|------------------------|----------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|--------------|
| Baja California | N° interruptores MT | 3 | 3 | 3 | 2 | 2 | 13 |
| Bajío | N° interruptores MT | 5 | 4 | 5 | 5 | 5 | 24 |
| Centro Occidente | N° interruptores MT | 2 | 3 | 3 | 2 | 3 | 13 |
| Centro Oriente | N° interruptores MT | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 25 |
| Centro Sur | N° interruptores MT | 4 | 4 | 5 | 5 | 4 | 22 |
| Golfo Centro | N° interruptores MT | 57 | 53 | 51 | 51 | 45 | 257 |
| Golfo Norte | N° interruptores MT | 2 | 3 | 2 | 2 | 2 | 11 |
| Jalisco | N° interruptores MT | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 10 |
| Noroeste | N° interruptores MT | 53 | 50 | 50 | 51 | 50 | 254 |
| Norte | N° interruptores MT | 35 | 34 | 32 | 28 | 29 | 158 |
| Oriente | N° interruptores MT | 32 | 32 | 32 | 30 | 29 | 155 |
| Peninsular | N° interruptores MT | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 | 16 |
| Sureste | N° interruptores MT | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 | 17 |
| Valle de México Centro | N° interruptores MT | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 15 |
| Valle de México Norte | N° interruptores MT | 3 | 4 | 4 | 4 | 4 | 19 |
| Valle de México Sur | N° interruptores MT | 3 | 2 | 3 | 2 | 2 | 12 |
| Nacional | N° interruptores MT | 215 | 208 | 206 | 199 | 193 | 1,021 |

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 de energía eléctrica 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.

Alcances.

La Tabla VIII.5 muestra las metas físicas de este programa para el período 2020-2024.

Tabla VIII.5 Alcances del programa de modernización de transformadores de distribución de media tensión a baja tensión de las RGD.

| División | Concepto | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | Total |
|------------------------|---------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|--------------|
| Baja California | N° transformadores MT/BT | 12 | 13 | 12 | 8 | 10 | 55 |
| Bajío | N° transformadores MT/BT | 23 | 18 | 24 | 24 | 22 | 111 |
| Centro Occidente | N° transformadores MT/BT | 11 | 11 | 11 | 11 | 13 | 57 |
| Centro Oriente | N° transformadores MT/BT | 22 | 21 | 22 | 22 | 24 | 111 |
| Centro Sur | N° transformadores MT/BT | 17 | 18 | 21 | 22 | 19 | 97 |
| Golfo Centro | N° transformadores MT/BT | 251 | 235 | 225 | 224 | 197 | 1,132 |
| Golfo Norte | N° transformadores MT/BT | 10 | 12 | 10 | 10 | 11 | 53 |
| Jalisco | N° transformadores MT/BT | 8 | 7 | 7 | 7 | 7 | 36 |
| Noroeste | N° transformadores MT/BT | 234 | 222 | 220 | 227 | 218 | 1,121 |
| Norte | N° transformadores MT/BT | 152 | 151 | 140 | 125 | 126 | 694 |
| Oriente | N° transformadores MT/BT | 139 | 140 | 140 | 133 | 129 | 681 |
| Peninsular | N° transformadores MT/BT | 11 | 13 | 15 | 13 | 16 | 68 |
| Sureste | N° transformadores MT/BT | 12 | 13 | 12 | 17 | 18 | 72 |
| Valle de México Centro | N° transformadores MT/BT | 13 | 14 | 12 | 13 | 13 | 65 |
| Valle de México Norte | N° transformadores MT/BT | 13 | 18 | 16 | 17 | 18 | 82 |
| Valle de México Sur | N° transformadores MT/BT | 13 | 10 | 13 | 11 | 9 | 56 |
| Nacional | N° transformadores MT/BT | 941 | 916 | 900 | 884 | 850 | 4,491 |

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

Objetivo.

Incrementar la calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad de las RGD mediante la modernización de los circuitos de media tensión y equipos auxiliares las instalaciones, equipos y Redes que componen las RGD, 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..

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 recursos del fondo A04 (gasto corriente), asignados a las Divisiones de Distribución, con la finalidad de contribuir a la contención de los índices de continuidad.

Descripción.

El proyecto considera una inversión a ejecutar en las 14 Divisiones de Distribución en el periodo 2020–2024. En 2020 se tienen registrados para su ejecución 549 proyectos.

Alcances.

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

Tabla VIII.6. Metas físicas para mejorar la confiabilidad 2020-2024 en las 16 Divisiones de Distribución

| Concepto | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | Total | Unidades |
|---------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|----------------|----------|
| Reconfiguración de Redes MT | 323 | 317 | 301 | 308 | 297 | 1 546 | km-C |
| Recalibración de Redes MT | 59 | 58 | 55 | 56 | 54 | 283 | km-C |
| Reconfiguración de Redes BT | 7 | 6 | 6 | 6 | 6 | 31 | km-C |
| Compensación Reactiva en MT | 21 000 | 20 590 | 19 594 | 20 046 | 19 341 | 100 570 | kVAr |
| EPROSEC | 27 | 26 | 25 | 26 | 25 | 129 | Pza |
| Transformadores de distribución | 10 | 10 | 9 | 10 | 9 | 48 | Pza |
| Postes | 1 777 | 1 742 | 1 658 | 1 696 | 1 637 | 8 510 | Pza |
| Aisladores | 45 161 | 44 279 | 42 138 | 43 109 | 41 592 | 216 279 | Pza |
| Apartarrayos | 15 445 | 15 143 | 14 411 | 14 743 | 14 224 | 73 967 | Pza |
| Cortacircuitos | 7 663 | 7 513 | 7 150 | 7 315 | 7 057 | 36 699 | Pza |
| Cuchillas | 132 | 129 | 123 | 126 | 122 | 632 | Pza |
| Reguladores | 16 | 16 | 15 | 15 | 15 | 77 | Pza |
| Portafusibles | 300 | 294 | 280 | 286 | 276 | 1 437 | Pza |
| Estructuras tipo H | 12 | 12 | 11 | 11 | 11 | 57 | 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.

En la Tabla VIII. se describen las mejoras esperadas en los indicadores de confiabilidad de las RGD (SAIDI_D minutos, SAIFI_D Interrupciones y CAIDI_D minutos), considerando que las inversiones para el año 2020 resultan insuficientes para mejorar los índices en todos los casos. Adicionalmente el comportamiento de estos indicadores no depende exclusivamente de las inversiones ya que muchas de las causas raíz de las interrupciones tienen su origen en problemas que son resueltos a través del mantenimiento, el cual depende de los recursos disponibles a través de la tarifa del Distribuidor:

Tabla VIII.7. Mejora en la confiabilidad 2020

| División | SAIDI _D minutos sin servicio/año | SAIFI _D interrupciones/año | CAIDI _D minutos/falla |
|------------------|--|--|-------------------------------------|
| | Meta 2019 | | |
| Baja California | 21.23 | 0.57 | 37.32 |
| Bajío | 21.11 | 0.35 | 60.38 |
| Centro Occidente | 18.25 | 0.35 | 52.86 |
| Centro Oriente | 16.79 | 0.27 | 62.27 |
| Centro Sur | 24.36 | 0.57 | 42.51 |
| Golfo Centro | 34.23 | 0.38 | 89.31 |
| Golfo Norte | 19.27 | 0.38 | 50.17 |
| Jalisco | 22.33 | 0.46 | 48.23 |
| Noroeste | 24.40 | 0.47 | 51.68 |
| Norte | 27.34 | 0.61 | 44.85 |
| Oriente | 18.64 | 0.43 | 43.33 |

| División | SAIDI _D minutos sin servicio/año | SAIFI _D interrupciones/año | CAIDI _D minutos/falla |
|---------------------|--|--|-------------------------------------|
| | Meta 2019 | | |
| Peninsular | 21.60 | 0.33 | 65.51 |
| Sureste | 17.24 | 0.45 | 38.42 |
| Valle México Centro | 50.00 | 0.63 | 78.89 |
| Valle México Norte | 18.27 | 0.54 | 33.59 |
| Valle México Sur | 25.09 | 0.64 | 39.46 |
| Promedio | 27.28 | 0.69 | 39.63 |

/!.- ver Tabla IV. Indicadores operativos de las RGD

Como se observa, para el año 2019 no se cumplirá con los valores máximos de indicadores de confiabilidad en las Divisiones Sureste, Bajío, Golfo Centro, Golfo Norte y Oriente.

IX. Proyectos específicos de ampliación y modernización de las redes generales de distribución.

La Tabla IX.1 muestra el resumen de los proyectos específicos de ampliación y modernización de las RGD.

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

| Programa o proyecto de inversión de las RGD |
|--|
| Reemplazo del cable submarino de Isla Mujeres. |
| Conexión de la Isla de Holbox. |

9.1 Reemplazo del cable submarino de Isla Mujeres.

Objetivo.

Incrementar la confiabilidad, continuidad y seguridad del suministro de energía eléctrica 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 31 años en servicio.

Descripción.

Actualmente se proporciona el suministro de energía eléctrica al 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.

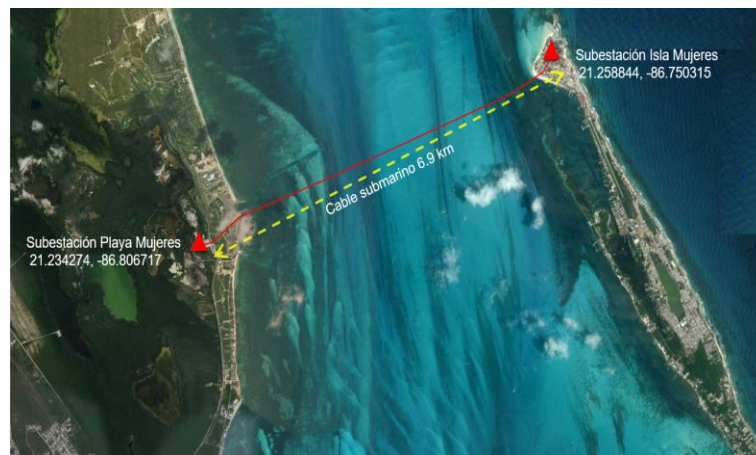


Figura IX.1 Ubicación geográfica del cable submarino que será reemplazado.

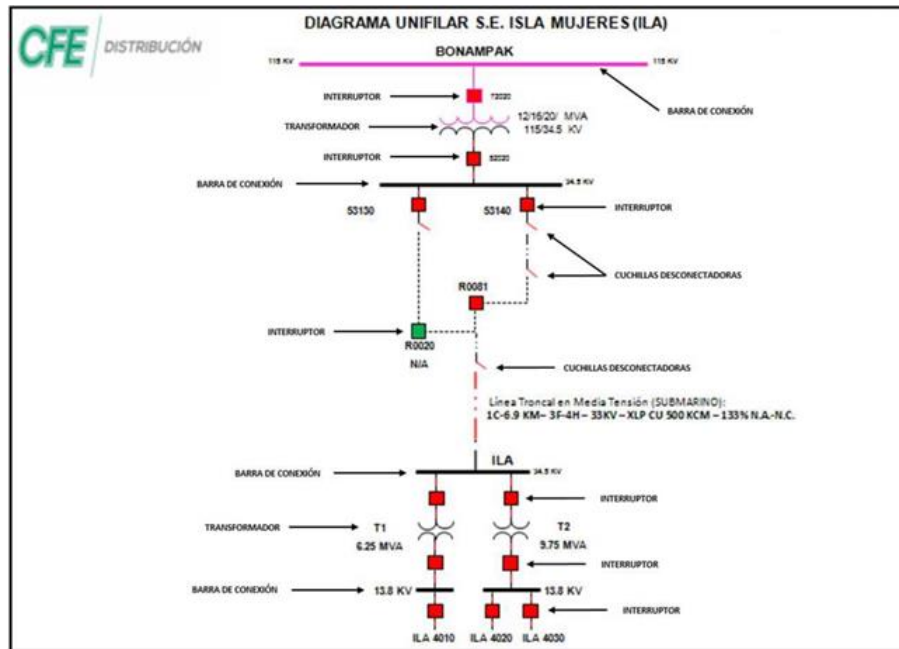


Figura IX.2 Diagrama unifilar de circuitos BNP-53140 y BNP-53130.

A diciembre de 2019, el municipio de Isla Mujeres contaba con 8 623 servicios para el suministro de energía eléctrica, con una demanda de 13.931 MW (Figura IX.3), y se espera que, para el año 2027, la demanda ascenderá a 15.400 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 incrementado 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 de energía eléctrica a la Isla, con un total de 30 fallas y una energía total dejada de vender de 588.42 MWh.

Durante 2019 se llevaron a cabo las siguientes obras a fin de mejorar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica 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.

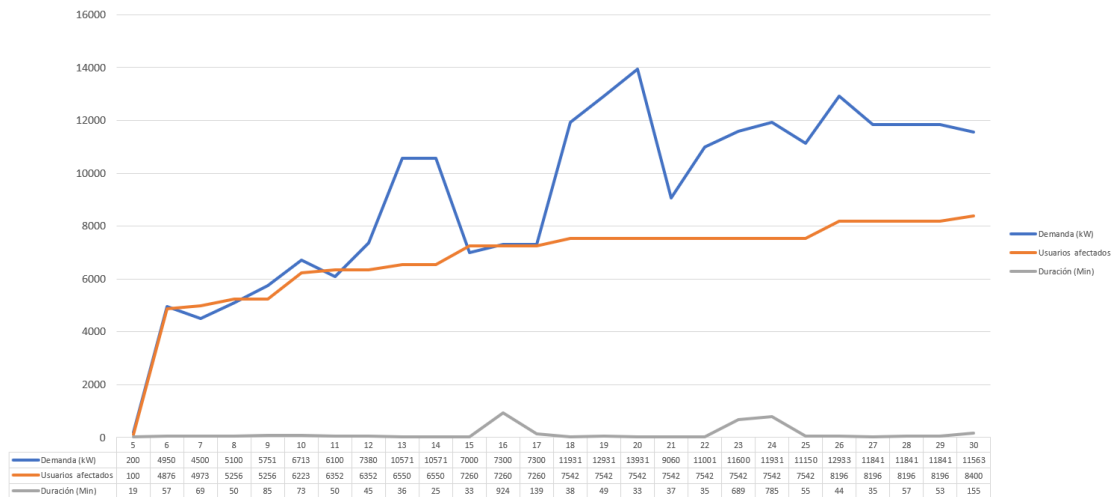
Tabla IX.2 Historial de fallas en el cable de energía de Isla Mujeres de 1989 a 2019.

| 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 |

| No. | Año | SE/Equipo | Demanda (kW) | Usuarios afectados | Duración (Min) | MWh | Observaciones |
|-----|------|-----------|--------------|--------------------|----------------|--------|--|
| 6 | 2007 | BNP 53140 | 4 950 | 4 876 | 57 | 4.70 | Falla cable dañado fase B. |
| 7 | 2007 | BNP 53130 | 4 500 | 4 973 | 69 | 5.18 | Falla mecánica por impacto de Draga en cable "D". |
| 8 | 2011 | BNP 53130 | 5 100 | 5 256 | 50 | 4.25 | Falla fase "C" aislamiento empalme |
| 9 | 2013 | BNP 53130 | 5 751 | 5 256 | 85 | 8.15 | Falla de aislamiento del cable en fase C. |
| 10 | 2014 | BNP 53130 | 6 713 | 6 223 | 73 | 8.17 | Falla aislamiento del cable fase "C" |
| 11 | 2014 | BNP 53130 | 6 100 | 6 352 | 50 | 5.08 | Falla por Vandalismo. Cable Fase "B" penetrado con objeto punzo cortante. Robo de la Protección Catódica |
| 12 | 2015 | BNP 53130 | 7 380 | 6 352 | 45 | 5.54 | Falla de aislamiento Se encontró cable Fase "C" |
| 13 | 2016 | BNP 53140 | 10 571 | 6 550 | 36 | 6.34 | Conductor con maltrato mecánico o quemado cable "C" |
| 14 | 2016 | BNP 53140 | 10 571 | 6 550 | 25 | 4.40 | Falla de aislamiento fase "C" |
| 15 | 2017 | BNP 53140 | 7 000 | 7 260 | 33 | 3.85 | Falla mecánica por impacto de embarcación en fases "B" y "C" |
| 16 | 2017 | BNP 53140 | 7 300 | 7 260 | 924 | 112.42 | Falla mecánica por impacto de embarcación en fases "B" y "C" |
| 17 | 2017 | BNP 53140 | 7 300 | 7 260 | 139 | 16.91 | Falla mecánica por impacto de embarcación en fases "B" y "C" |
| 18 | 2017 | BNP 53140 | 11 931 | 7 542 | 38 | 7.56 | Vandalismo |
| 19 | 2017 | BNP 53140 | 12 931 | 7 542 | 49 | 9.74 | Frente Frío |
| 20 | 2018 | BNP 53140 | 13 931 | 7 542 | 33 | 6.56 | Empalme con Aislamiento quemado |
| 21 | 2018 | BNP 53140 | 9 060 | 7 542 | 37 | 5.59 | Falla de Conductores |
| 22 | 2018 | BNP 53140 | 11 001 | 7 542 | 35 | 6.42 | Falla de Conductores |
| 23 | 2018 | BNP 53140 | 11 600 | 7 542 | 689 | 133.21 | Vandalismo |
| 24 | 2018 | BNP 53140 | 11 931 | 7 542 | 785 | 156.1 | Degradación del aislamiento |
| 25 | 2018 | BNP 53140 | 11 150 | 7 542 | 55 | 10.22 | Degradación del aislamiento |
| 26 | 2019 | BNP 53140 | 12 933 | 8 196 | 44 | 9.48 | Vandalismo al excavar en arena cable C |
| 27 | 2019 | BNP 53140 | 11 841 | 8 196 | 35 | 6.91 | Personal ajeno ocasiona daño mecánico dentro del agua |
| 28 | 2019 | BNP 53140 | 11 841 | 8 196 | 57 | 11.25 | Degradación de aislamiento cable B |
| 29 | 2019 | BNP 53140 | 11 841 | 8 196 | 53 | 10.46 | Daño mecánico cable C por golpes durante oleaje del FF 51 |
| 30 | 2019 | BNP 53140 | 11 563 | 8 400 | 155 | 29.87 | Personal ajeno al excavar retira baliza y daña cables B y C |

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 2019.

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

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 de energía, con la calidad, confiabilidad y seguridad requeridas, atendiendo a 2 268 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.

Dado que la isla se ha convertido en un atractivo turístico, se ha presentado un crecimiento de la demanda eléctrica, derivado del aumento de nuevos servicios, este crecimiento se puede considerar explosivo debido a la relevancia se está teniendo en la región. En la tabla 1.1 se muestra la demanda esperada para el año de entrada en operación contra la capacidad sin proyecto.

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.

Tabla IX.3 Capacidad firme instalada con derrateo, contra la Demanda máxima al año 2019 y la esperada al 2022, Fecha de Entrada en Operación (FEO) del proyecto

| Proyecto | Capacidad sin proyecto | Demanda Máxima 2019 | Demanda Máxima Esperada 2022 |
|-------------------------------|------------------------|---------------------|------------------------------|
| | [kW] | [kW] | [kW] |
| Conexión de la Isla de Holbox | 2 400 | 3 960 | 5 966 |

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 3 960 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 2022 es de 5 966 kW.

Actualmente 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 1800 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.

En 2019 la Planta de Generación de la isla de Holbox, fuente de abastecimiento del lugar, generó, 18.090 GWh de energía, de los cuales vendió 16.928 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 98.3MDP, de los cuales 7.4 MDP representaron costos administrativos y 88.266 MDP costos operativos. La Tabla IX. muestra las ventas del producto, costos administrativos; costos totales de generación, operación y mantenimiento de la Planta Eléctrica Holbox.

Tabla IX.4 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 |
| 2019 | 41.9 | 16.928 | 18.090 | 90.9 | 7.4 | 98.3 |

Fuente CFE Distribución, Elaboración propia

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.



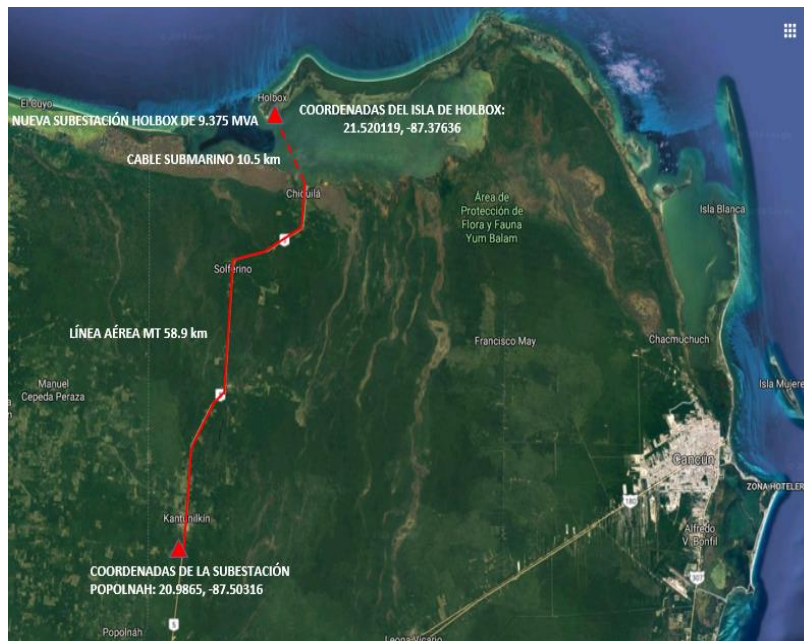
Fuente: CFE Distribución

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

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- 9.375 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. |

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.

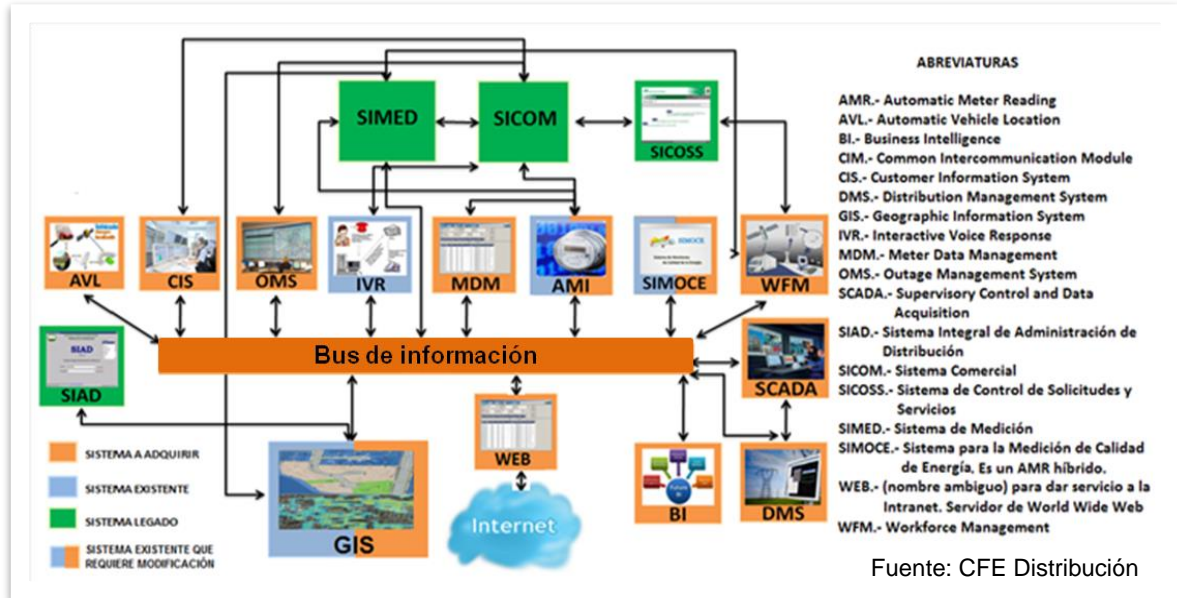


Figura X.1. Principales componentes de una Red Eléctrica Inteligente (REI) en distribución.

La Tabla X.2 muestra en resumen los proyectos de redes eléctricas inteligentes de las RGD que requieren inversión en el período 2020-2024.

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

| Programa o proyecto de inversión de las RGD |
|--|
| Operación remota y automatismo en redes de distribución. |
| Infraestructura de medición avanzada. |
| Escalamiento de la medición a AMI. |
| Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM. |
| Nuevo sistema de gestión empresarial de Distribución-Suministro. |

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 de energía eléctrica 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.

La cantidad de equipos de protección y seccionamiento que se encontraron en operación al cierre de 2019 fue de 21,811. Para el 2017 no se adquirieron equipos, para 2018 si se adquirieron equipos y sobre los 1,122 equipos adquiridos en 2019 de acuerdo con cambios administrativos se tuvieron aplazamientos y la entrega de los equipos se dio hasta el mes de noviembre de 2019, motivo por el cual en 2019 no se instalaron los equipos adquiridos.

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.

De acuerdo con los estudios realizados, se necesita un total de 41 mil equipos de protección y seccionamiento (EPROSEC) con telecontrol, a fin de cumplir con los criterios de Confiabilidad establecidos por la regulación, considerando las mejores prácticas de la industria en la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica.

Durante 2019 se llevó a cabo la adquisición de 1 122 EPROSEC telecontrolados, con lo que, al cierre de 2019, se logró tener en operación un total 21 811 equipos, que representan el 53% del total requerido de acuerdo con los estudios realizados.

Alcance.

Para el período de 2020 a 2034 se tiene considerado la instalación de 14 929 EPROSEC telecontrolados, para tensiones de operación de 13.8 kV, 23 kV y 34.5 kV. La Tabla X.3 muestra las metas físicas del programa en un período de 15 años.

Tabla X.3. Metas físicas para la instalación de EPROSEC telecontrolados.

| Descripción | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | Subtotal | Acumulado |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|----------|-----------|
| N° de Equipos de protección y seccionamiento (EPROSEC) | 1 003 | 905 | 940 | 963 | 1 005 | 4 816 | 4 816 |
| Descripción | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | Subtotal | Acumulado |
| N° de Equipos de protección y seccionamiento (EPROSEC) | 1 152 | 1 072 | 1 003 | 1 009 | 1 016 | 5 252 | 10 068 |
| Descripción | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | Subtotal | Acumulado |
| N° de Equipos de protección y seccionamiento (EPROSEC) | 1 001 | 1 014 | 976 | 950 | 920 | 4 861 | 14 929 |

10.2 Infraestructura de medición avanzada (AMI).

Objetivo.

Actualmente esta tecnología está dirigida a la gestión comercial y al abatimiento de pérdidas no técnicas, debido a que estas funciones tienden a disminuir costos operativos y a incrementar el ingreso por la reducción de pérdidas de energía, además de garantizar el suministro de energía eléctrica con oportunidad en atención al usuario, ya que permite detectar la interrupción del suministro eléctrico al usuario.

Con este proyecto se conservará la eficiencia de la información obtenida de los polígonos de los proyectos AMI concluidos y actualmente en operación, considerando la atención a crecimiento de nuevos usuarios y el remplazo de medidores y equipos de comunicación dañados dentro de esos polígonos.

Descripción.

El proyecto consiste en la instalación de 1.8 millones de medidores intercomunicados con un sistema informático de gestión, el cual tiene la capacidad de administrar las principales actividades comerciales de manera automática y remota, como lo son: toma de lecturas, corte, reconexiones, informe de fallas en las RGD y anomalías en el medidor.

Para el año 2019 se tenía estimado instalar 3,871,364 medidores con infraestructura de medición avanzada (AMI), de los cuales el valor real de medidores instalados es de 2,026,857. Actualmente, se encuentran en proceso de instalación 656,599 medidores AMI que no se pudieron instalar en los polígonos originales por problemáticas sociales.

El proyecto considera la instalación de más de 1.8 millones medidores AMI. Asimismo, para poder explotar un mayor número de funcionalidades de estos sistemas dirigidos hacia el cliente, es necesario contar con el desarrollo de aplicaciones informáticas y sistemas de comunicación que aún no se tienen instrumentadas, ya que dependen del desarrollo de otros proyectos, tales como un sistema de administración de registros de medidores o “MDM” por sus siglas en inglés. Para lo cual se tiene la visión de desarrollar este tipo de proyectos en los próximos años.

Alcances.

En las Tabla X.4 se pueden observar los alcances de la adquisición de medidores por año, para el periodo 2020-2025.

Tabla X.4 Alcance del proyecto de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI).

| Divisiones | Concepto | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Total |
|------------------------|-------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|------------------|
| Noroeste | N° medidores AMI | 18 922 | 18 922 | 20 814 | 22 894 | 25 184 | 106 736 |
| Norte | N° medidores AMI | 13 964 | 13 964 | 15 360 | 16 896 | 18 586 | 78 770 |
| Golfo Norte | N° medidores AMI | 19 795 | 19 795 | 21 775 | 23 953 | 26 347 | 111 665 |
| Centro Sur | N° medidores AMI | 22 091 | 22 091 | 24 299 | 26 730 | 29 402 | 124 613 |
| Oriente | N° medidores AMI | 23 244 | 23 244 | 25 568 | 28 123 | 30 936 | 131 115 |
| Sureste | N° medidores AMI | 53 556 | 53 556 | 58 911 | 64 801 | 71 281 | 302 105 |
| Bajío | N° medidores AMI | 10 254 | 10 254 | 11 280 | 12 407 | 13 648 | 57 843 |
| Golfo Centro | N° medidores AMI | 10 199 | 10 199 | 11 219 | 12 341 | 13 574 | 57 532 |
| Centro Oriente | N° medidores AMI | 14 590 | 14 590 | 16 047 | 17 652 | 19 418 | 82 297 |
| Peninsular | N° medidores AMI | 18 212 | 18 212 | 20 033 | 22 037 | 24 240 | 102 734 |
| Jalisco | N° medidores AMI | 18 642 | 18 642 | 20 506 | 22 558 | 24 812 | 105 160 |
| Valle de México Norte | N° medidores AMI | 48 129 | 48 129 | 52 942 | 58 235 | 64 058 | 271 493 |
| Valle de México Centro | N° medidores AMI | 18 912 | 18 912 | 20 804 | 22 883 | 25 172 | 106 683 |
| Valle de México Sur | N° medidores AMI | 31 773 | 31 773 | 34 949 | 38 444 | 42 290 | 179 229 |
| Nacional | N° medidores AMI | 322 283 | 322 283 | 354 507 | 389 954 | 428 948 | 1 817 975 |

10.3 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 2.77 millones servicios con tarjeta de radio frecuencia y 3.0 millones servicios con medidor y tarjeta de radio frecuencia, en un periodo de 5 años.

Alcances.

En la tabla VI.21 se muestran las metas del proyecto.

Tabla VI.21 Metas para el escalamiento de la medición por División.

| División | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
|------------------------|------------------|------------------|------------------|----------------|----------------|
| | medidores | medidores | medidores | medidores | medidores |
| Baja California | 30 396 | 37 810 | 36 681 | 18 433 | 18 433 |
| Noroeste | 30 806 | 38 321 | 37 177 | 18 682 | 18 682 |
| Norte | 80 439 | 100 058 | 97 071 | 48 781 | 48 781 |
| Golfo Norte | 87 702 | 109 092 | 105 835 | 53 185 | 53 185 |
| Centro Occidente | 30 848 | 38 373 | 37 227 | 18 708 | 18 708 |
| Centro Sur | 108 891 | 135 450 | 131 406 | 66 035 | 66 035 |
| Oriente | 124 773 | 155 206 | 150 573 | 75 667 | 75 667 |
| Sureste | 113 553 | 141 250 | 137 032 | 68 862 | 68 862 |
| Bajío | 49 996 | 62 190 | 60 333 | 30 319 | 30 319 |
| Golfo Centro | 50 805 | 63 196 | 61 310 | 30 810 | 30 810 |
| Centro Oriente | 50 671 | 63 029 | 61 147 | 30 728 | 30 728 |
| Peninsular | 35 017 | 43 557 | 42 256 | 21 235 | 21 235 |
| Jalisco | 86 915 | 108 113 | 104 885 | 52 708 | 52 708 |
| Valle de México Norte | 130 906 | 162 834 | 157 972 | 79 385 | 79 385 |
| Valle de México Centro | 95 239 | 118 468 | 114 931 | 57 756 | 57 756 |
| Valle de México Sur | 130 364 | 162 160 | 157 318 | 79 054 | 79 054 |
| Total | 1 237 321 | 1 539 107 | 1 493 154 | 750 348 | 750 348 |

Fuente: CFE Distribución

En la tabla VI.22 se muestra la necesidad de adquisición de medidores con tarjeta de radiofrecuencia y la cantidad de servicios donde solo se adquieren las tarjetas de radiofrecuencia para escalar equipos existentes de medición.

Tabla VI.22 Cantidad de medidores con tarjeta de radiofrecuencia y tarjetas de radiofrecuencia

| División | 2020 | | 2021 | | 2022 | | 2023 | | 2024 | |
|------------------------|--|----------------------------|--|----------------------------|--|----------------------------|--|----------------------------|--|----------------------------|
| | Medidor con tarjeta de radiofrecuencia | Tarjeta de radiofrecuencia | Medidor con tarjeta de radiofrecuencia | Tarjeta de radiofrecuencia | Medidor con tarjeta de radiofrecuencia | Tarjeta de radiofrecuencia | Medidor con tarjeta de radiofrecuencia | Tarjeta de radiofrecuencia | Medidor con tarjeta de radiofrecuencia | Tarjeta de radiofrecuencia |
| Baja California | 15 806 | 14 590 | 19 661 | 18 149 | 19 074 | 17 607 | 9 585 | 8 848 | 9 585 | 8 848 |
| Noroeste | 16 019 | 14 787 | 19 927 | 18 394 | 19 332 | 17 845 | 9 715 | 8 967 | 9 715 | 8 967 |
| Norte | 41 828 | 38 611 | 52 030 | 48 028 | 50 477 | 46 594 | 25 366 | 23 415 | 25 366 | 23 415 |
| Golfo Norte | 45 605 | 42 097 | 56 728 | 52 364 | 55 034 | 50 801 | 27 656 | 25 529 | 27 656 | 25 529 |
| Centro Occidente | 16 041 | 14 807 | 19 954 | 18 419 | 19 358 | 17 869 | 9 728 | 8 980 | 9 728 | 8 980 |
| Centro Sur | 56 623 | 52 268 | 70 434 | 65 016 | 68 331 | 63 075 | 34 338 | 31 697 | 34 338 | 31 697 |
| Oriente | 64 882 | 59 891 | 80 707 | 74 499 | 78 298 | 72 275 | 39 347 | 36 320 | 39 347 | 36 320 |
| Sureste | 59 048 | 54 505 | 73 450 | 67 800 | 71 257 | 65 775 | 35 808 | 33 054 | 35 808 | 33 054 |
| Bajío | 25 998 | 23 998 | 32 339 | 29 851 | 31 373 | 28 960 | 15 766 | 14 553 | 15 766 | 14 553 |
| Golfo Centro | 26 419 | 24 386 | 32 862 | 30 334 | 31 881 | 29 429 | 16 021 | 14 789 | 16 021 | 14 789 |
| Centro Oriente | 26 349 | 24 322 | 32 775 | 30 254 | 31 796 | 29 351 | 15 979 | 14 749 | 15 979 | 14 749 |
| Peninsular | 18 209 | 16 808 | 22 650 | 20 907 | 21 973 | 20 283 | 11 042 | 10 193 | 11 042 | 10 193 |
| Jalisco | 45 196 | 41 719 | 56 219 | 51 894 | 54 540 | 50 345 | 27 408 | 25 300 | 27 408 | 25 300 |
| Valle de México Norte | 68 071 | 62 835 | 84 674 | 78 160 | 82 145 | 75 827 | 41 280 | 38 105 | 41 280 | 38 105 |
| Valle de México Centro | 49 524 | 45 715 | 61 603 | 56 865 | 59 764 | 55 167 | 30 033 | 27 723 | 30 033 | 27 723 |
| Valle de México Sur | 67 789 | 62 575 | 84 323 | 77 837 | 81 807 | 75 511 | 41 109 | 37 945 | 41 109 | 37 945 |
| Total | 643 407 | 593 914 | 800 336 | 738 771 | 776 440 | 716 714 | 390 181 | 360 167 | 390 181 | 360 167 |

Fuente: CFE Distribución

10.4 Gestión del balance de energía de las redes generales de distribución para el Mercado Eléctrico Mayorista.

Objetivo.

Las condiciones establecidas por la Ley de la Industria Eléctrica en su artículo 37 y la Base 16 del Mercado Eléctrico Mayorista, requieren obtener el balance de energía en los “*Puntos de Entrega / Puntos de Recepción*” (puntos de intercambio) de las denominadas Zonas de Carga. Por tanto, se requiere de la instalación de equipo de medición y comunicaciones en las Redes Generales de Distribución (RGD), para obtener el grado de confiabilidad necesario para que todos los Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista reciban o paguen las liquidaciones por energía correspondientes.

De acuerdo con la Bases 16 del Mercado Eléctrico, CFE Distribución es responsable de la operación, mantenimiento, modernización y sustitución de los sistemas de medición de las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga en media y alta tensión; así como de cubrir el costo de la instalación, operación, mantenimiento y reemplazo de los demás sistemas de medición en el ámbito de su competencia de acuerdo con los términos y condiciones que fije la CRE, así como del envío de registros de medición para liquidación al CENACE.

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 las Tabla X.7 y Tabla X.8.

La Figura X.2 se muestra el esquema conceptual del Sistema de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista y las Figura X.3 y Figura VIII.4, el esquema general para puntos de medición al interior de subestaciones y circuitos.

Alcance.

Para la instalación de un total de 15 360 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, como se indica en las Tabla X.5 y Tabla X.6.

Tabla X.5 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 |
|--|---------------|
| Subestaciones eléctricas de AT/MT | 14 153 |
| Trayectoria de circuitos MT | 1 207 |
| Total | 15 360 |

Tabla X.6 Elementos requeridos para el proyecto Gestión del balance de energía de las RGD para el MEM.

| Acción de Inversión |
|--|
| Control operativo de subestaciones para el MEM |
| Medición para Liquidación (SIMOCE) |
| Seguridad de la Información |
| Puntos de Medición entre Zonas de Carga |

Tabla X.7. Equipamiento necesario para la trayectoria de los circuitos de media tensión.

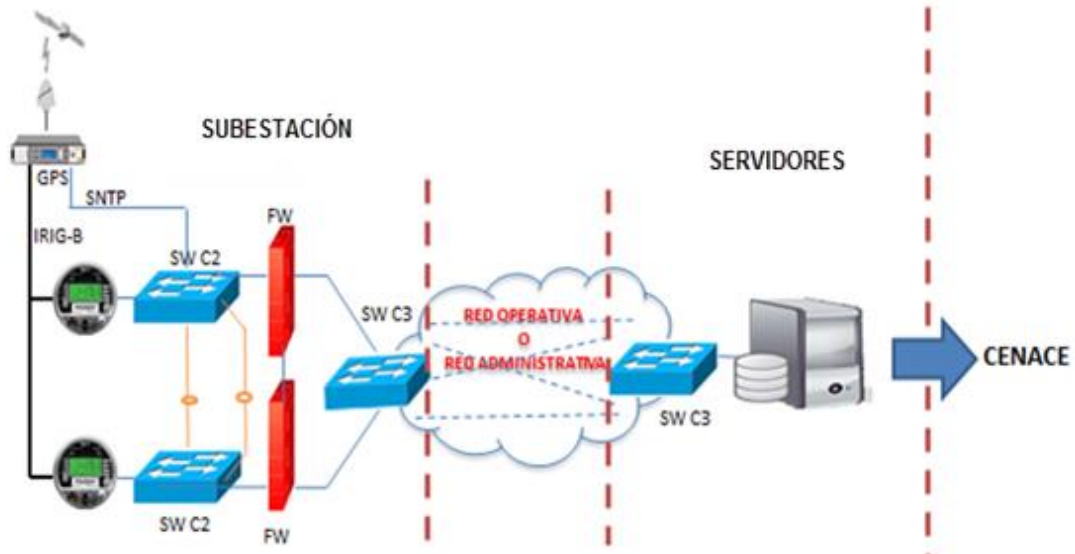
| División | N° de medidores | Equipamiento de medidores | N° de servidores (MEDIMEM) | Adquisición de equipamiento para servidores MEDIMEM | N° de transformadores de instrumento (TP's, TC's) | Sistemas de comunicaciones |
|------------------------|-----------------|---------------------------|----------------------------|---|---|----------------------------|
| Baja California | 22 | 22 | 1 | 8 | 0 | 11 |
| Noroeste | 26 | 28 | 1 | 11 | 2 | 13 |
| Norte | 58 | 58 | 1 | 10 | 0 | 28 |
| Golfo Norte | 58 | 132 | 1 | 13 | 74 | 29 |
| Centro Occidente | 124 | 152 | 1 | 13 | 28 | 62 |
| Centro Sur | 68 | 71 | 1 | 11 | 3 | 35 |
| Oriente | 122 | 122 | 1 | 10 | 0 | 61 |
| Sureste | 90 | 102 | 1 | 11 | 12 | 48 |
| Valle de México Norte | 300 | 438 | 1 | 8 | 138 | 54 |
| Valle de México Centro | 322 | 352 | 1 | 8 | 30 | 208 |
| Valle de México Sur | 444 | 635 | 1 | 8 | 191 | 222 |
| Bajío | 122 | 129 | 1 | 11 | 7 | 61 |
| Golfo Centro | 102 | 111 | 1 | 9 | 9 | 51 |
| Centro Oriente | 284 | 330 | 1 | 11 | 46 | 138 |
| Peninsular | 22 | 33 | 1 | 10 | 11 | 15 |
| Jalisco | 250 | 283 | 1 | 14 | 33 | 123 |
| Nacional | 2 414 | 2 998 | 16 | 166 | 584 | 1 159 |

Fuente CFE Distribución

Tabla X.8. Equipamiento necesario para las subestaciones eléctricas de alta a media tensión.

| División | Control Operativo De Subestaciones para el Mercado de Energía | Adquisición de medidores Medición para liquidación (SIMOCE) | Sistemas para la seguridad de la información |
|------------------------|---|---|--|
| Baja California | 926 | 926 | 926 |
| Noroeste | 1 283 | 1 283 | 1 283 |
| Norte | 1 180 | 1 180 | 1 180 |
| Golfo Norte | 1 815 | 1 815 | 1 815 |
| Centro Occidente | 844 | 844 | 844 |
| Centro Sur | 704 | 704 | 704 |
| Oriente | 780 | 780 | 780 |
| Sureste | 940 | 940 | 940 |
| Valle de México Norte | 527 | 527 | 527 |
| Valle de México Centro | 450 | 450 | 450 |
| Valle de México Sur | 502 | 502 | 502 |
| Bajío | 1 341 | 1 341 | 1 341 |
| Golfo Centro | 650 | 650 | 650 |
| Centro Oriente | 649 | 649 | 649 |
| Peninsular | 762 | 762 | 762 |
| Jalisco | 800 | 800 | 800 |
| Nacional | 14 153 | 14 153 | 14 153 |

Fuente CFE Distribución



Mapa de flujo de información

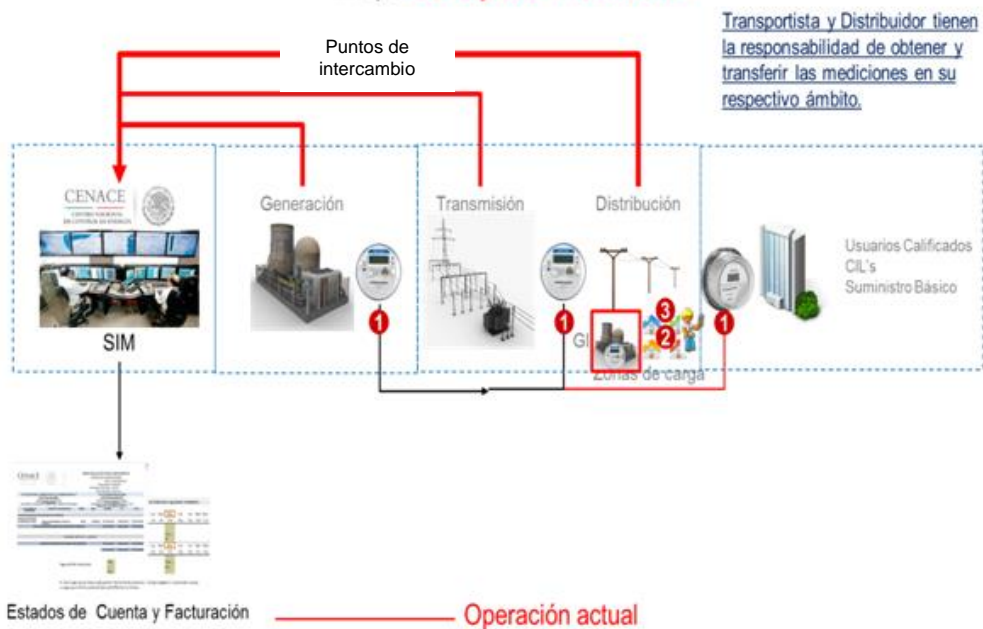


Figura X.2. Esquema conceptual del Sistema de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista

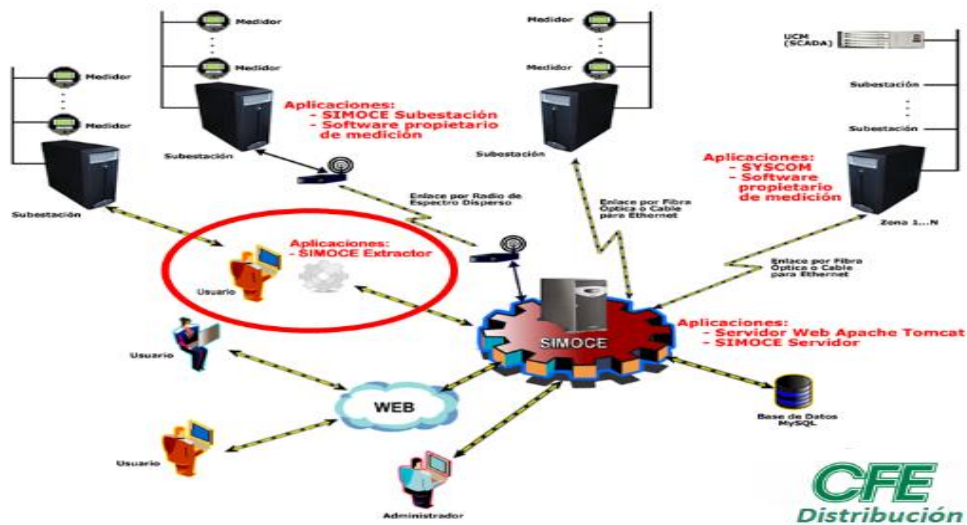


Figura X.3. Esquema general de equipos, componentes e interconexión para los puntos de medición al interior de subestaciones

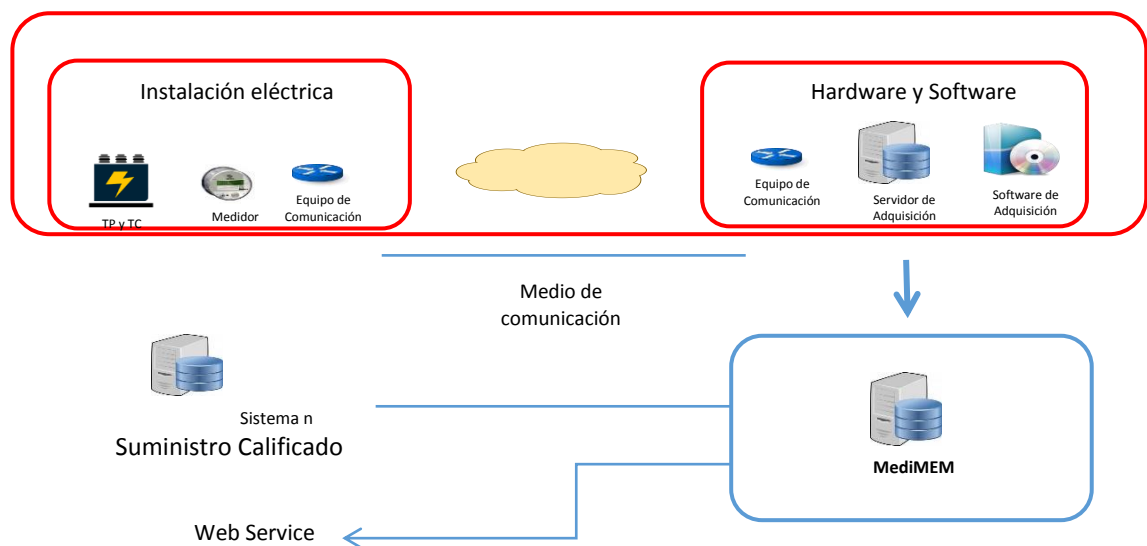


Figura X.4. Esquema general de equipos, componentes e interconexión para los puntos de medición al exterior de subestaciones

10.5 Nuevo Sistema de Gestión Empresarial de Distribución-Suministro.

Objetivo.

El objetivo es llevar a cabo la adquisición de los derechos de uso e implementación del software que cubre las funcionalidades que se realizan actualmente con los sistemas SICOM, SICOSS, SIMED, IAT y otros sistemas periféricos a éstos que atienden la operación de los siguientes procesos de negocio: Facturación y Cobranza, Atención a Clientes, Gestión de Energía, Medición, Conexiones y Servicios y Gestión de Interrupciones, los cuales debido a su obsolescencia no permiten operar como un sistema inteligente a fin de reducir los tiempos de atención en la operación de fallas, atención de solicitudes de servicio, control de los sistemas que atienden a la red eléctrica, cobranza entre otras.

Descripción.

La Tabla X.9 describe los módulos que conforman este sistema, cuyos beneficios esperados son la reducción anual de Pérdidas no técnicas en 0.8% anual, incrementar en 77% el cumplimiento de compromisos de atención con el ciudadano y se incrementa en un 42% la satisfacción del ciudadano.

Tabla X.9. Módulos que componen el proyecto.

| SUITE SICOM | | |
|--|--|---|
| Empresa | Módulos | Descripción |
| CFE Suministrador de Servicios Básicos | Facturación y Cobranza (B&C). | Se utiliza para la emisión de Facturas y seguimiento de la Cobranza. |
| | Administración de las Relaciones con los clientes (CRM). | Se utiliza para registrar todos los contactos que se tienen con los clientes. |
| CFE Distribución | Administración de los datos de medición (MDM). | Se utiliza para gestionar los datos de medición, desde su extracción hasta publicación para facturar. |
| | Administración de la fuerza de trabajo móvil (MWFM). | Se utiliza para gestionar las ordenes de trabajo de personal de campo. |
| | Gestión de Interrupciones. | Se utiliza para gestionar las interrupciones y sirve para mejorar la atención al cliente. |

Alcance.

La Tabla X.10 muestra cada módulo del proyecto.

Tabla X.10 Módulos que componen el proyecto.

| Empresa | Módulos |
|--|---|
| CFE Suministrador de Servicios Básicos | Facturación y Cobranza (B&C) |
| | Administración de las Relaciones con los clientes (CRM) |
| CFE Distribución | Administración de los datos de medición (MDM) |
| | Administración de la fuerza de trabajo móvil (MWFM) |
| | Gestión de Interrupciones |

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, de acuerdo con el 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. Lo que implica, que cualquier central eléctrica que busque conectarse a la red, tendrá el derecho de hacerlo, cuando exista factibilidad técnica y se cumplan los requisitos de interconexión y normatividad aplicable, recibiendo el mismo trato que cualquier otro que se encuentre en las mismas condiciones.

Con base en el Artículo 14 de la LIE CFE Distribución elabora el presente Programa bajo los principios de procura en la operación del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad, considerando, además, de acuerdo con el Artículo 34 de la LIE, las solicitudes que se hubiesen recibido de los interesados para incluir obras específicas de infraestructura requerida para su interconexión que aporten un beneficio neto al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

A la fecha de elaboración de este Programa, no se han recibido por parte de CFE Distribución, solicitudes de obras de expansión y modernización de las RGD que aporten beneficio neto al SEN, requeridas para la interconexión de centrales eléctricas de GD, en términos del apartado I del Artículo 68 de la LIE.

Por otra parte, 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 debe 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.

Como parte de las estrategias para garantizar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a las RGD, la CFE Distribución, desde el año 2017, instrumentó metodologías, procedimientos y sistemas desarrollados por el Electric Power Research Institute (EPRI) para evaluar la capacidad de adopción de recursos energéticos distribuidos (DER por sus siglas en inglés) de cada circuito eléctrico de media tensión. Esta magnitud, se denomina “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.

11.1 Nivel de integración regional de la GD.

De acuerdo con las estadísticas de interconexión de centrales eléctricas de GD, la penetración de este tipo de generación creció de 2017 a 2019 en 1 029 MW, con un porcentaje de generación fotovoltaica del orden de 99.4%, que se asocia con el potencial de irradiación solar del territorio nacional (Figura XI.1).

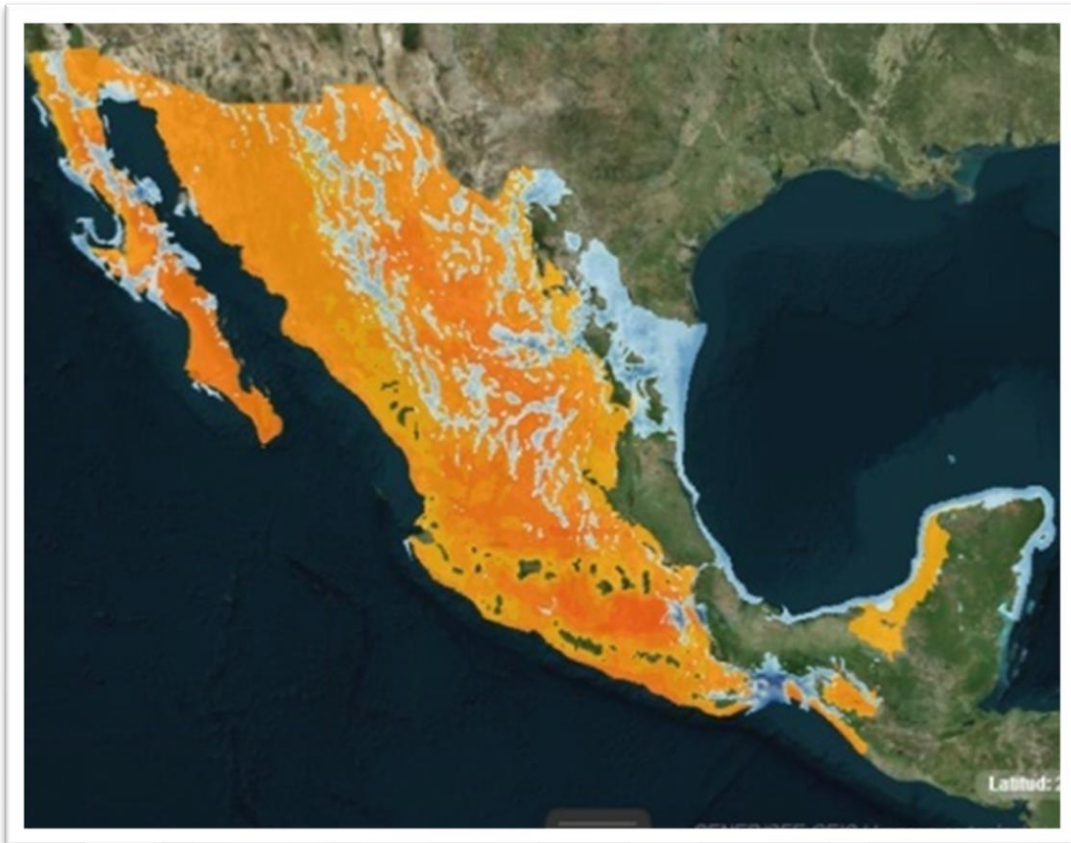


Figura XI.1 Potencial de radiación solar en la República Mexicana.

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.

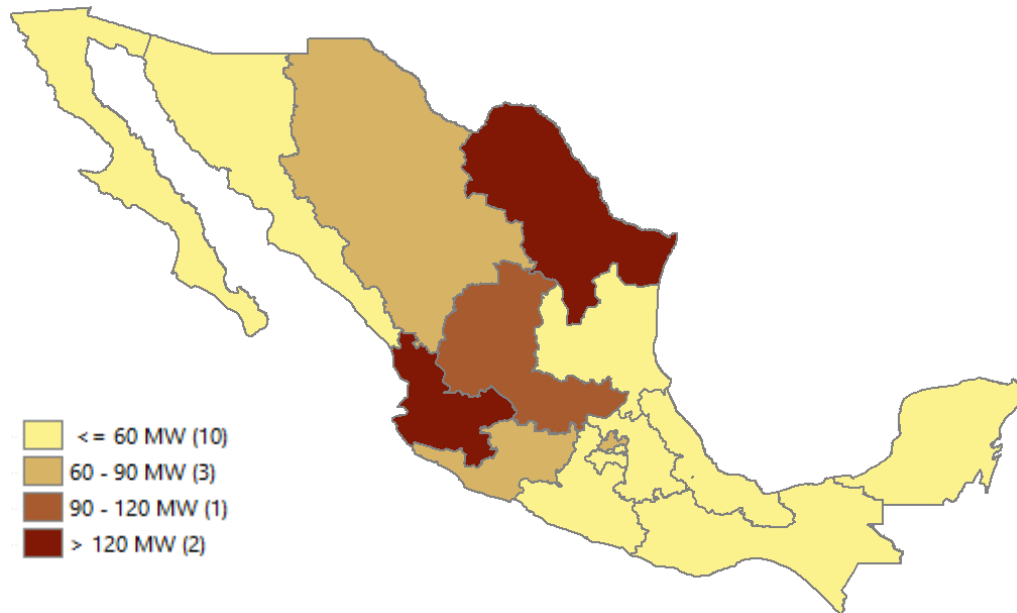


Figura XI.2 Capacidad integrada de centrales de generación distribuida por División de Distribución.

11.2 Pronósticos de la generación distribuida en las RGD.

Como se muestra en la Figura XI.3 y Tabla XI.1, en el período de 2017 a 2019 se recibieron, anualmente en promedio, 37 700 solicitudes de interconexión en baja tensión, 29,000 en sistemas monofásicos y 8 700 en sistemas trifásicos. En el 98% de los casos de sistemas monofásicos su capacidad fue menor a 10 kW, mientras que, en sistemas trifásicos, el 98.5% de los casos fueron menores a 30 kW.

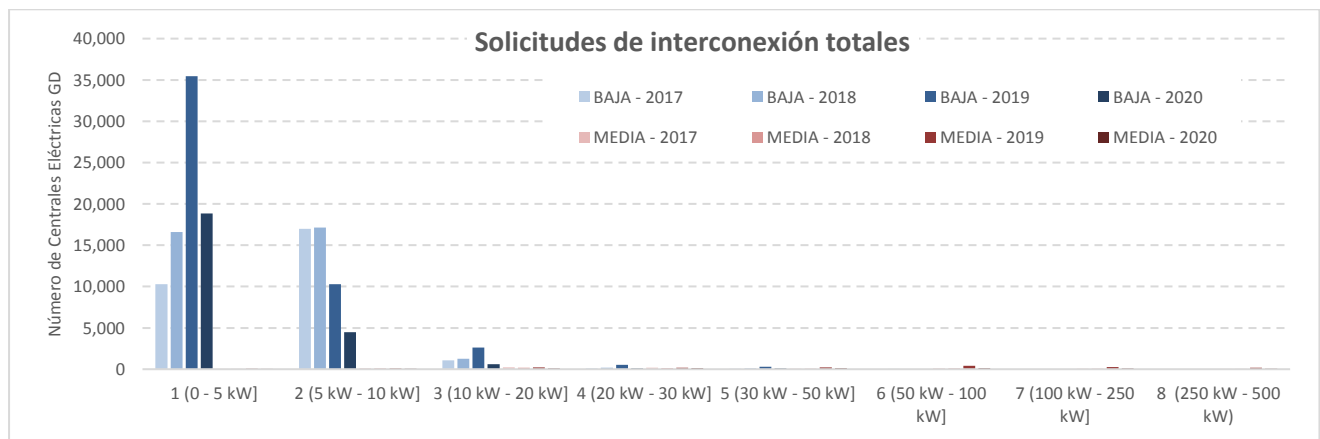


Figura XI.3 Solicitudes de interconexión recibidas en media y baja tensión, de 2017 a 2019.

En lo que respecta a las solicitudes de interconexión de media tensión, en el mismo período, se recibieron anualmente en promedio 1 028 solicitudes, 60% con capacidad menor a 50 kW, 32% con capacidad menor a 250 kW y 8 % en el rango de 250 kW a 500 kW.

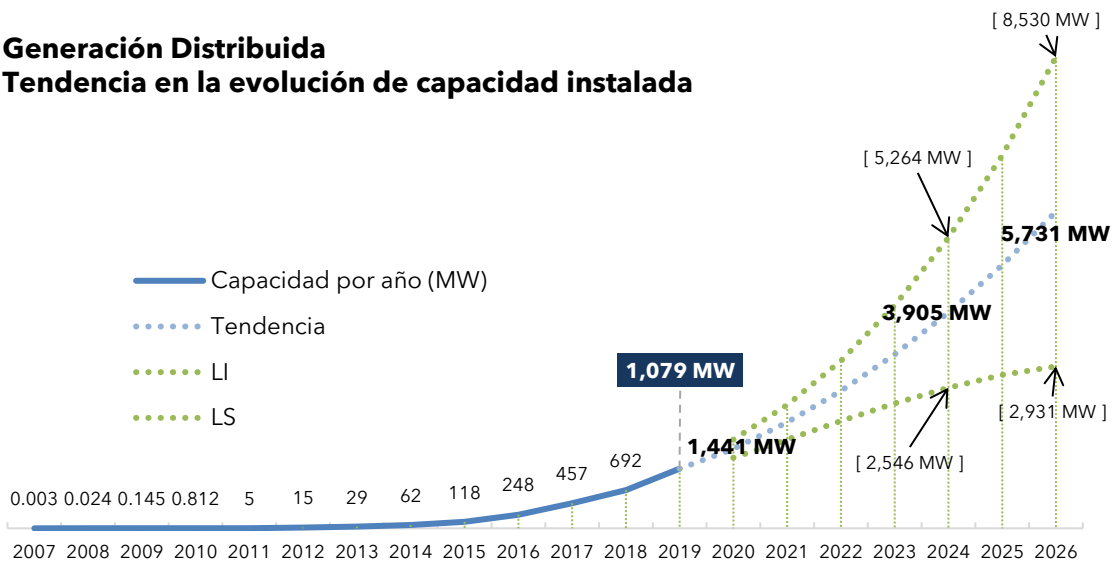
Tabla XI.1 Solicitudes de interconexión recibidas en media y baja tensión, de 2017 a 2019.

| Total de solicitudes | BAJA | | | MEDIA | | |
|----------------------|---------------|---------------|---------------|------------|------------|--------------|
| Rangos de capacidad | 2017 | 2018 | 2019 | 2017 | 2018 | 2019 |
| 1 (0 - 5 kW] | 10,298 | 16,609 | 35,467 | 12 | 7 | 79 |
| 2 (5 kW - 10 kW] | 16,974 | 17,130 | 10,284 | 120 | 95 | 90 |
| 3 (10 kW - 20 kW] | 1,055 | 1,255 | 2,612 | 221 | 186 | 230 |
| 4 (20 kW - 30 kW] | 97 | 176 | 535 | 163 | 139 | 163 |
| 5 (30 kW - 50 kW] | 73 | 120 | 294 | 76 | 73 | 202 |
| 6 (50 kW - 100 kW] | | | | 103 | 107 | 396 |
| 7 (100 kW - 250 kW] | | | | 70 | 80 | 290 |
| 8 (250 kW - 500 kW] | | | | 25 | 25 | 132 |
| Total | 28,497 | 35,290 | 49,192 | 790 | 712 | 1,582 |

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 2020-2026, con una tasa anual promedio de 29%, la Figura muestra el intervalo de confianza del 95% para el pronóstico, el cual pone de manifiesto un alto grado de incertidumbre asociado.

La Tabla XI.2, muestra la tendencia, para el mismo período, en la integración regional por División de Distribución.

**Generación Distribuida
Tendencia en la evolución de capacidad instalada**



Fuente: CFE, Plataforma informática en materia de generación distribuida

Figura XI.4 Tendencia de la capacidad instalada en centrales eléctricas con capacidad menor a 500 kW.

De mantenerse esta tendencia, a finales de 2020 la capacidad total instalada en centrales de GD sería del orden de 1 441 MW, y para el año 2024 podría esperarse un valor de 3 905 MW, con un intervalo de confianza entre 2 546 MW y 5 264 MW.

Tabla XI.2 Tendencia de la capacidad instalada en centrales eléctricas de GD por División.

| División | Capacidad de Alojamiento (MW) | Capacidad integrada de GD esperada (MW) | | | | | | | | TMCA |
|------------------------|-------------------------------|---|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------|
| | | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | |
| Baja California | 2,153 | 22 | 35 | 55 | 76 | 103 | 136 | 175 | 221 | 32% |
| Bajío | 2,641 | 40 | 62 | 106 | 140 | 189 | 248 | 318 | 399 | 30% |
| Centro Occidente | 2,296 | 25 | 40 | 67 | 89 | 121 | 159 | 204 | 257 | 31% |
| Centro Oriente | 4,278 | 10 | 17 | 28 | 40 | 55 | 74 | 98 | 126 | 35% |
| Centro Sur | 1,075 | 13 | 22 | 36 | 49 | 67 | 89 | 115 | 147 | 32% |
| Golfo Centro | 968 | 12 | 18 | 30 | 40 | 55 | 74 | 97 | 124 | 33% |
| Golfo Norte | 1,169 | 76 | 107 | 162 | 215 | 284 | 365 | 460 | 570 | 29% |
| Jalisco | 1,161 | 60 | 96 | 167 | 215 | 288 | 375 | 477 | 595 | 29% |
| Noroeste | 2,725 | 24 | 37 | 57 | 77 | 104 | 137 | 175 | 221 | 31% |
| Norte | 1,051 | 36 | 58 | 94 | 125 | 169 | 222 | 284 | 357 | 31% |
| Oriente | 499 | 10 | 15 | 23 | 33 | 45 | 60 | 79 | 101 | 34% |
| Peninsular | 1,343 | 23 | 37 | 64 | 86 | 119 | 158 | 205 | 260 | 33% |
| Sureste | 2,026 | 8 | 13 | 22 | 31 | 43 | 59 | 77 | 100 | 36% |
| Valle de México Centro | 2,149 | 19 | 35 | 45 | 68 | 93 | 124 | 162 | 206 | 35% |
| Valle de México Norte | 1,120 | 56 | 60 | 67 | 69 | 75 | 81 | 86 | 92 | 6% |
| Valle de México Sur | 1,615 | 22 | 41 | 57 | 83 | 114 | 152 | 197 | 250 | 34% |
| Nacional | 28,271 | 457 | 692 | 1,079 | 1,441 | 1,921 | 2,488 | 3,147 | 3,905 | 29% |

11.3 Capacidad de alojamiento.

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.

La comprensión de este concepto puede ayudar tanto a los Distribuidores como a los Reguladores a tomar las mejores decisiones respecto a los requerimientos de interconexión y asegurar la Calidad, Confiabilidad y Seguridad en la operación del sistema.

La Capacidad de Alojamiento se define, de acuerdo con EPRI, como la capacidad máxima de DERs que puede conectarse a un sistema dado sin violar cualquier restricción técnica relacionada con la calidad o la confiabilidad de la distribución de la energía eléctrica, considerando la configuración actual del circuito y sin la necesidad de refuerzos a su infraestructura.

Como parte de las estrategias instrumentadas por la CFE Distribución, desde el año 2017, semestralmente se revisan las condiciones bajo las cuales es técnicamente factible la interconexión de nuevas centrales eléctricas de GD a las RGD. Con este propósito se desarrollaron metodologías, procedimientos y sistemas para cuantificar la Capacidad de Alojamiento de generación distribuida que es posible interconectar a cada uno de los circuitos de distribución.

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.5, 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.

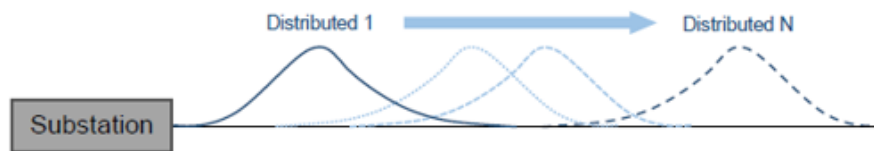


Figura XI.5 Escenarios de simulación estocástica para la distribución de la capacidad incremental de pequeñas centrales eléctricas a lo largo de un circuito de distribución.

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>).

Como se observa en la Figura XI.6, el comportamiento observado en los últimos 3 años se ha observado una clara tendencia a la interconexión de centrales eléctricas de GD que concentran gran capacidad de generación, mayor a 100 kW. La proporción de la capacidad instalada en centrales mayores a 250 kW (MT2) ha crecido en los últimos 3 años de 33% a 45%; en centrales entre 100 kW y 250 kW esta proporción se mantiene en un promedio anual de 26%, y en centrales entre 50 kW y 100 kW, se mantiene en un promedio anual de 18%.

Esta tendencia muestra el propósito general, cada vez mayor, 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.

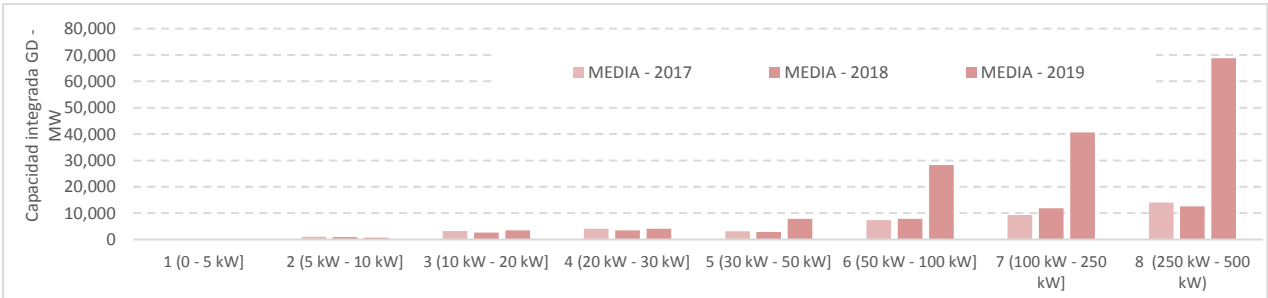


Figura XI.6 Evolución de la capacidad de generación integrada a las RGD anualmente en media tensión, de 2017 a 2019.

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.

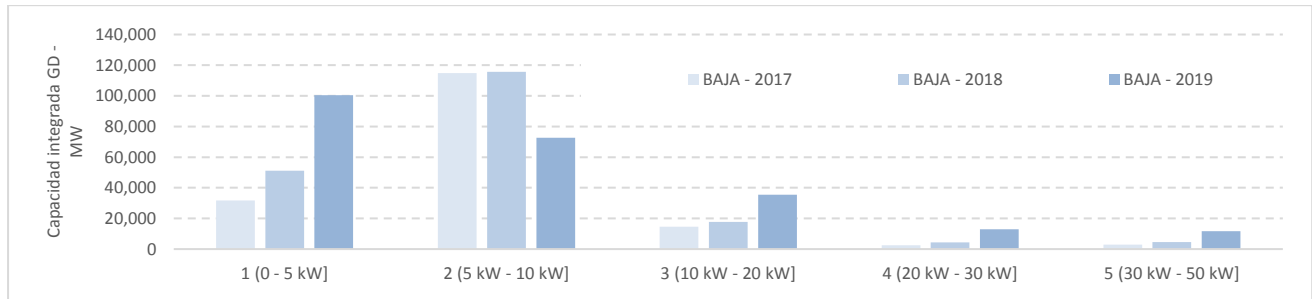


Figura XI.7 Evolución de la capacidad de generación integrada a las RGD anualmente en baja tensión, de 2017 a 2019.

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 que, por parte del Distribuidor deban revisarse las condiciones operativas del circuito para cada nueva solicitud, a fin de verificar si prevalecen los supuestos en que se fundamenta el análisis de la capacidad de alojamiento.

11.3.1 Criterios para determinar la capacidad de alojamiento.

La Capacidad de Alojamiento depende del número, capacidad y ubicación de las centrales eléctricas interconectadas, la tecnología utilizada en la producción de energía y las características propias del circuito de distribución. Para su estudio deben vigilarse los aspectos siguientes:

- Límites térmicos en transformadores y conductores,
- Criterios de calidad de la potencia eléctrica,
- Criterios de confiabilidad y seguridad del sistema, y la
- Sensibilidad y ajustes de los sistemas de protección y control.

Los métodos de análisis para determinar la capacidad de alojamiento utilizan modelos detallados de los circuitos de distribución para examinar tanto la solución de flujos de potencia como la respuesta de corto circuito ante diferentes escenarios de generación, con los que se simula la interconexión incremental de pequeñas centrales eléctricas distribuidas de manera efectiva a lo largo del circuito

de distribución (ver Figura XI.5), con base en consideraciones típicas de una solicitud de interconexión, que asumen que la capacidad de GD requerida en la solicitud satisface primordialmente la carga instalada por el solicitante.

En cada escenario de generación se determina si existen violaciones a las restricciones técnicas de: 1) Voltaje y Calidad de la Potencia eléctrica, 2) Térmicas, y de 3) Protecciones y Confiabilidad, que se describen en la Tabla XI.3.

Tabla XI.3 Impacto de la interconexión de centrales eléctricas de generación distribuida a las RGD.

| Categoría | Criterio | Base | Limitante para la Capacidad de Alojamiento |
|---------------------------------|-------------------------------------|--|--|
| Voltaje /Calidad de la potencia | Sobre voltaje | Límites de voltaje en cualquier nodo | Magnitud de voltaje 1.05 Vpu |
| | Desviación de voltaje | Cambio en el voltaje con la conexión de | 3% cambio de voltaje |
| Térmico | Descarga de generación | Sobrecarga de elementos a demanda | 100% de capacidad térmica |
| Protección/ Confiabilidad | Incremento en la corriente de falla | Incremento en la corriente de falla a través | 10% de incremento en la |
| | Reducción en el alcance de | Desviación en la corriente de falla en | 10% de disminución de |
| | Flujo de potencia inverso | Carga mínima de los elementos | 100% carga mínima |
| | Operación no intencional en isla | Carga mínima de los elementos | 100% carga mínima |

Como se muestra en la Figura XI.8, la intermitencia de la generación distribuida impacta directamente el comportamiento del perfil de voltaje del circuito, este es mayor mientras más alejada de la subestación ésta se encuentre interconectada.

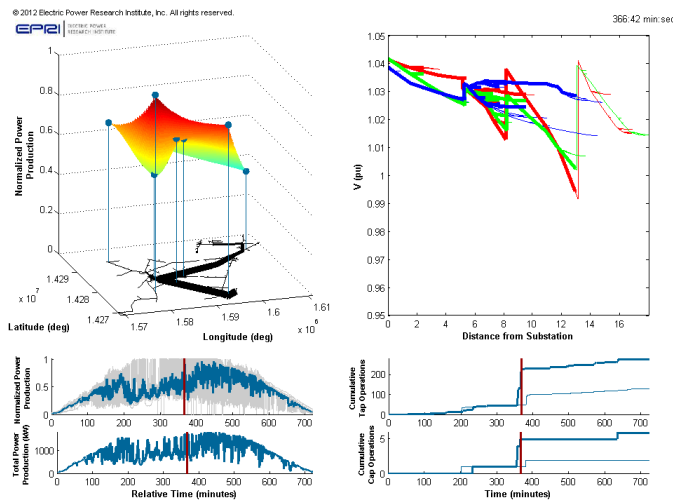


Figura XI.8 Impacto de la intermitencia de la generación distribuida en las RGD. Fuente EPRI¹.

11.3.2 Resultado de los estudios.

De acuerdo con los estudios realizados, al cierre de 2019, la capacidad de alojamiento disponible en los 11 645 circuitos de media tensión en operación asciende a 26.2 GW. Estos estudios consideran

¹ EPRI High Penetration Solar Impacts, <https://www.youtube.com/watch?v=t51Cwb5ZpUA&feature=youtu.be>

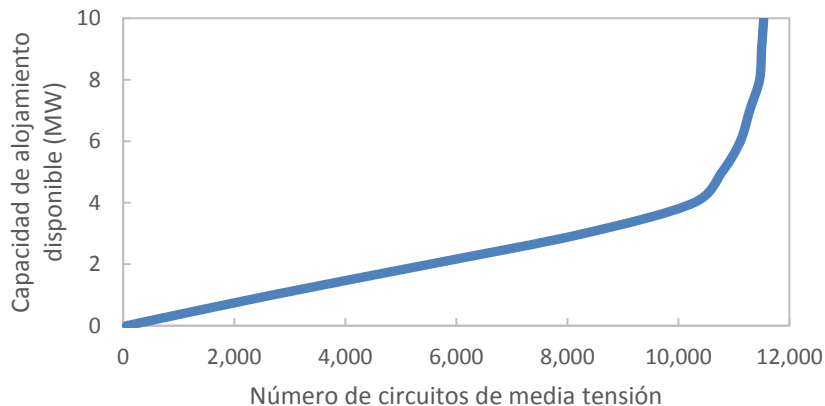
la capacidad total de generación interconectada tanto en centrales con capacidad menor a 500 kW como en centrales mayores a 500 kW (Tabla XI.4).

Tabla XI.4 Capacidad de alojamiento de generación distribuida.

| División | Número de circuitos de media tensión | Capacidad instalada [MW] | | Capacidad de alojamiento [MW] | |
|------------------------|--------------------------------------|--|--|-------------------------------|---------------|
| | | Centrales con capacidad menor a 500 kW | Centrales con capacidad mayor o igual a 500 kW | Total | Disponible |
| Baja California | 709 | 55 | 43 | 2,153 | 2,055 |
| Bajío | 1 096 | 106 | 18 | 2,641 | 2,517 |
| Centro Occidente | 725 | 67 | 5 | 2,296 | 2,225 |
| Centro Oriente | 508 | 28 | 9 | 4,278 | 4,241 |
| Centro Sur | 574 | 36 | 7 | 1,075 | 1,032 |
| Golfo Centro | 516 | 30 | 4 | 968 | 935 |
| Golfo Norte | 1 488 | 162 | 42 | 1,169 | 965 |
| Jalisco | 681 | 167 | 28 | 1,161 | 966 |
| Noroeste | 1 045 | 57 | 9 | 2,725 | 2,660 |
| Norte | 925 | 94 | 96 | 1,051 | 861 |
| Oriente | 648 | 23 | 103 | 499 | 373 |
| Peninsular | 614 | 64 | 1 | 1,343 | 1,278 |
| Sureste | 759 | 22 | 20 | 2,026 | 1,984 |
| Valle de México Centro | 439 | 45 | 2 | 2,149 | 2,102 |
| Valle de México Norte | 485 | 67 | 31 | 1,120 | 1,021 |
| Valle México Sur | 433 | 57 | 15 | 1,615 | 1,543 |
| Nacional | 11 645 | 1079 | 433 | 28,271 | 26,758 |

Fuente: CFE, Plataforma informática en materia de generación distribuida.

La Figura XI.9 muestra la gráfica de la capacidad de alojamiento propia de cada circuito de distribución a diciembre de 2019. Se observa que aproximadamente en 10,000 circuitos, la Capacidad de Alojamiento es menor a 4 MW, que en aproximadamente 1,600 circuitos la capacidad se encuentra entre 4 MW y 10 MW, y que en 4,000 circuitos la Capacidad de Alojamiento es menor a 2 MW.



Fuente: CFE, Plataforma informática en materia de generación distribuida

Figura XI.9. Capacidad de alojamiento disponible para la generación distribuida en circuitos.

11.4 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.

No existen pronósticos que aporten información de la capacidad y distribución espacial de las centrales de generación distribuida para evaluar, de manera preventiva, el comportamiento en cada circuito y, en consecuencia, su impacto futuro. Por lo tanto, dado el alto grado de incertidumbre en la penetración de GD esperada, se asumen, de manera práctica, métodos generales.

De acuerdo con el EPRI se podrían instrumentar algunas medidas de mitigación como las que se muestran en la Tabla XI.5, 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.5 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

11.5 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 estatales 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 1963. 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 septiembre de ese año.

El País tiene actualmente una cobertura eléctrica al cierre de 2019 del 98.95% de la población, con un servicio confiable, continuo y de calidad, lo cual representa 133 403 287 habitantes que cuentan con el servicio de energía eléctrica, estando aún pendientes de electrificar 1 411 966 habitantes, o sea, el 1.05% del total de la población, tanto en el ámbito rural como urbano como se observa en la Figura XII.1.

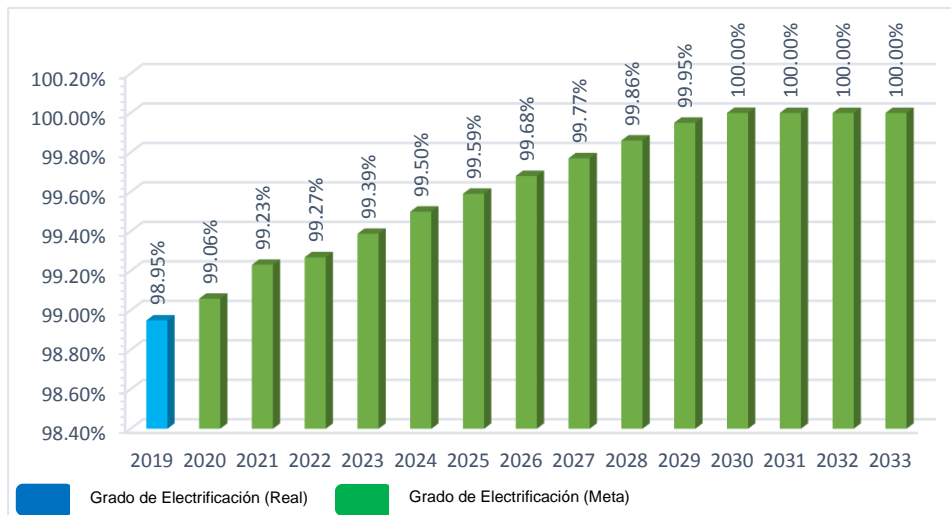


Figura XII.1 Evolución del grado de electrificación 2019-2033.

12.1 Antecedentes.

El 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”.

En enero 2019 presentamos ante SENER, la primera gestión de recursos 2019, con un paquete de 2 332 obras, en beneficio de 225 537 habitantes.

El 17 de diciembre 2019, en la sesión del Comité Técnico del FSUE, autorizó para extensión de red lo indicado en la tabla Tabla XII.1 y para módulos solares individuales la Tabla XII.2.

Las obras que se encontraban en proceso del convenio firmado en el último trimestre de 2018 se concluyeron al 100% en 2019 y se han entregado las comprobaciones de todos los convenios a la SENER.

Tabla XII.1. Obras autorizadas por el comité técnico de FSUE en el 2019 para extensiones de red.

| Estados | N° de obras | N° de viviendas beneficiadas | N° de habitantes beneficiados |
|---------------------------------|-------------|------------------------------|-------------------------------|
| Chiapas | 72 | 2 543 | 9 639 |
| Chihuahua | 96 | 1 718 | 6 984 |
| Guerrero | 301 | 5 925 | 23 700 |
| Tabasco | 35 | 1 124 | 4 496 |
| Veracruz de Ignacio de la Llave | 92 | 5 543 | 22 172 |
| Totales | 596 | 16 853 | 66 991 |

Tabla XII.2 Obras autorizadas por el comité técnico de FSUE en el 2019 para sistemas aislados.

| Estados | N° de obras | N° de viviendas beneficiadas | N° de habitantes beneficiados |
|---------------------------------|-------------|------------------------------|-------------------------------|
| Chiapas | 147 | 1 042 | 4 689 |
| Chihuahua | 362 | 4 506 | 20 277 |
| Guerrero | 95 | 1 985 | 8 933 |
| Veracruz de Ignacio de la Llave | 65 | 706 | 3 177 |
| Totales | 669 | 8 239 | 37 076 |

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 2019 al 2020 ver Tabla XII.3.

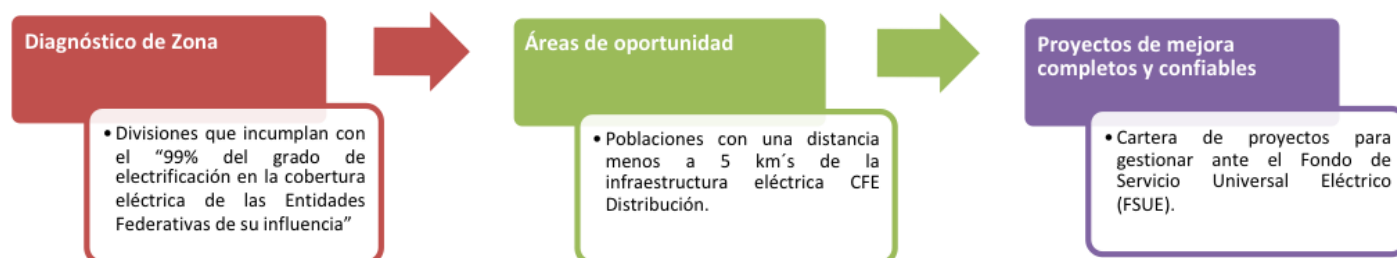


Tabla XII.3 Estadística del grado de electrificación 2019 por División de Distribución y meta al año 2020

| División de Distribución | Grado de Electrificación 2019 [%] | Grado de Electrificación meta 2020 [%] |
|---------------------------------|--|---|
| Valle México Centro | 99.94 | 99.97 |
| Valle México Norte | 99.78 | 99.81 |
| Centro Oriente | 99.70 | 99.80 |
| Valle México Sur | 99.69 | 99.73 |
| Peninsular | 99.55 | 99.60 |
| Jalisco | 99.50 | 99.53 |
| Baja California | 99.37 | 99.52 |
| Noroeste | 99.28 | 99.30 |
| Centro Occidente | 99.24 | 99.29 |
| Bajío | 99.22 | 99.28 |
| Golfo Norte | 99.09 | 99.11 |
| Oriente | 98.35 | 98.58 |
| Norte | 97.82 | 98.13 |
| Golfo Centro | 97.82 | 97.87 |
| Centro Sur | 97.75 | 98.04 |
| Sureste | 97.68 | 97.80 |
| Nacional | 98.95 | 99.06 |