



**Programa de Ampliación y Modernización de las
Redes Generales de Distribución 2019 – 2033**

Febrero 2019

Contenido

I.	Introducción.....	4
II.	Marco Normativo.....	7
III.	Estructura actual de las Redes Generales de Distribución del Sistema Eléctrico Nacional. ...	10
3.1	Infraestructura actual de las Redes Generales de Distribución	11
3.2	Infraestructura de Medición.....	13
IV.	Supuestos de la Planificación de las Redes Generales de Distribución.....	15
4.1	Pronóstico de la Demanda Máxima del Sistema Eléctrico de Distribución.....	15
4.2	Supuestos Económicos.....	19
4.2.1	Vida útil de los proyectos.	19
4.2.2	Tasa de descuento.....	19
4.2.3	Costos.....	19
4.2.4	Beneficios.	20
4.2.5	Indicadores de rentabilidad.	21
4.2.6	Variables macroeconómicas del proyecto.	22
4.3	Indicadores de desempeño.	23
V.	Diagnóstico de las RGD.	25
5.1	Confiabilidad.	26
5.2	Calidad de la potencia eléctrica.....	28
5.2.1	Factor de potencia.	28
5.2.2	Variaciones de tensión.....	29
5.3	Pérdidas de energía eléctrica.....	31
5.3.1	Pérdidas técnicas.....	34
5.3.2	Pérdidas no técnicas.....	37
5.4	Medición de la energía eléctrica.....	39
VI.	Proyectos de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución.....	43
6.1	Incremento de la eficiencia operativa de las Redes Generales de Distribución Mediante la reducción de pérdidas técnicas.....	43
6.1.1	Objetivo.....	43
6.1.2	Descripción.	43
6.2	Regularización de colonias populares.	45
6.3	Adquisición de acometidas y medidores de distribución.....	45
6.4	Confiabilidad de las Redes Generales De Distribución.....	48
6.5	Modernización de subestaciones de distribución.....	50

Dirección General

6.6	Modernización de las Redes Generales de Distribución.....	55
6.6.1	Transformadores de distribución con vida útil terminada.....	55
6.6.2	Corrección de puntos de riesgo para la prevención de accidentes de terceros.	56
VII.	Proyectos Específicos.....	59
7.1	Escalamiento de la Medición a AMI.....	59
7.2	Modernización (Reemplazo de Medidores Obsoletos).	60
7.3	Reemplazo del Cable Submarino de Isla Mujeres.	62
7.4	Conexión de la Isla de Holbox.	67
VIII.	Proyectos de Redes Eléctricas Inteligentes.	71
8.1	Incrementar la eficiencia de los procesos operativos de CFE Distribución a través de proyectos de la Red Eléctrica Inteligente.	71
8.2	Operación remota y automatismo en Redes de Distribución	74
8.3	Sistema de información geográfica de las Redes Generales de Distribución	75
8.4	Infraestructura de Medición Avanzada	77
8.5	Gestión del Balance de Energía de las Redes Generales de Distribución para el Mercado Eléctrico Mayorista.	79
8.6	Sistema de Administración de Distribución Avanzado.	85
8.7	Nuevo Sistema de Gestión Empresarial de Distribución-Suministro.....	87
IX.	Estrategias para garantizar el acceso abierto a la Generación Distribuida.....	88
9.1	Capacidad de alojamiento de la generación distribuida.....	89
9.2	Pronósticos de generación distribuida.....	92
9.3	Impacto de la generación distribuida en la calidad del suministro.....	95
X.	Anexo 3. Proyectos de ampliación instruidos de las RGD que pertenecen al MEM.....	96
XI.	Fondo de servicio universal eléctrico.	99
11.1	Antecedentes.....	99
11.2	Grúas Hidráulicas para la Operación de las RGD	102
11.3	Equipo de Cómputo y Dispositivos Móviles	103

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;

Dirección General

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 2018 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 2019-2033 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 2018 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 de las RGD.
5. Reducción Pérdidas de Energía Eléctrica.
6. Ampliación / modernización de la medición.
7. Garantizar acceso abierto a fuentes de Generación Distribuida.

8. 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 2018 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 VII se describen proyectos que atienden problemáticas específicas y en el Capítulo VIII 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 IX 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.

En los capítulos finales se describen algunos temas generales de importancia para el desarrollo de las RGD, aun cuando éstos no forman parte integral del presente Programa: en el Capítulo XI se describen los proyectos instruidos para la ampliación de las RGD que pertenecen al MEM, el Capítulo XII muestra los aspectos relacionados al Fondo de Servicio Universal Eléctrico, y finalmente, el Capítulo XIII describe el equipamiento requerido para la operación de las RGD,

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 incluyó 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 utilizaron 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 actual de las Redes Generales de Distribución

En la Tabla III.1, se presenta el crecimiento medio anual de la capacidad instalada en subestaciones de distribución y redes de distribución, el número y longitud de los circuitos de media tensión, así como el número de usuarios y ventas de energía de los Sistemas Eléctricos de Distribución (SED) que operan en el País.

Tabla III.1 Estadísticas de las Divisiones de Distribución 2002 y 2018.

Divisiones de Distribución	Año y Crecimiento	Tipo de Instalación				Número de usuarios (miles)	Ventas (GWh)
		Capacidad instalada en subestaciones de distribución (MVA) ¹	Cantidad de Circuitos Media Tensión.	Longitud de líneas de media tensión en distribución (km)	Capacidad instalada en redes de distribución (MVA)		
Baja California	2012	2 019	632	16 672	4 611	1 474	12 572
	2018	5 230	705	21 159	4 914	1 770	14 744
	% anual	17.19%	1.84%	4.05%	1.07%	3.09%	2.69%
Noroeste	2012	4 996	897	36 694	5 270	1 823	16 089
	2018	6 114	1 033	39 996	5 968	2 087	16 715
	% anual	3.42%	2.38%	1.45%	2.09%	2.28%	0.64%
Norte	2012	4 956	762	38 679	2 366	1 896	16 557
	2018	6 482	902	40 872	2 553	2 252	19 098
	% anual	4.58%	2.85%	0.92%	1.28%	2.91%	2.41%
Golfo Norte	2012	8 070	1199	28 054	5 427	2 919	30 792
	2018	9 777	1 446	31 382	5 782	3 420	32 530
	% anual	3.25%	3.17%	1.89%	1.06%	2.68%	0.92%
Golfo Centro	2012	2 311	436	28 306	2 470	1 685	10 236
	2018	2 780	511	30 597	2 701	1 933	9 998
	% anual	3.12%	2.68%	1.31%	1.50%	2.31%	-0.39%
Bajío	2012	5 067	944	60 173	3 632	3 632	21 670
	2018	6 279	1 075	64 687	4 384	4 408	23 924
	% anual	3.64%	2.19%	1.21%	3.19%	3.28%	1.66%
Jalisco	2012	3 518	559	23 354	2 793	2 681	12 536
	2018	4 621	665	32 784	3 212	3 189	14 096
	% anual	4.65%	2.94%	5.82%	2.35%	2.93%	1.97%
Centro Occidente	2012	1 932	628	22 040	1 919	1 968	9 369
	2018	2 228	715	31 384	2 212	2 325	10 373
	% anual	2.40%	2.19%	6.07%	2.39%	2.82%	1.71%
Centro Sur	2012	3 093	496	30 172	2 507	2 152	8 134
	2018	3 428	561	39 325	2 901	2 833	8 850
	% anual	1.73%	2.07%	4.51%	2.46%	4.69%	1.42%
Centro Oriente	2012	3 107	466	25 095	2 073	2 593	12 182
	2018	3 716	494	27 217	2 317	3 116	12 666
	% anual	3.03%	0.98%	1.36%	1.87%	3.11%	0.65%
Oriente	2012	3 407	556	32 995	2 413	2 634	11 027
	2018	3 694	640	44 846	2 781	3 075	10 266
	% anual	1.36%	2.37%	5.25%	2.40%	2.61%	-1.18%
Sureste	2012	3 169	626	56 063	2 808	3 174	8 234
	2018	3 737	738	63 035	3 381	3 679	9 047
	% anual	2.79%	2.78%	1.97%	3.14%	2.49%	1.58%

Dirección General

Divisiones de Distribución	Año y Crecimiento	Tipo de Instalación				Número de usuarios (miles)	Ventas (GWh)
		Capacidad instalada en subestaciones de distribución (MVA) ¹	Cantidad de Circuitos Media Tensión.	Longitud de líneas de media tensión en distribución (km)	Capacidad instalada en redes de distribución (MVA)		
Peninsular	2012	2 832	509	17 483	1 982	1 468	8 173
	2018	3 8734	614	21 229	2 378	1 908	10 195
	% anual	5.36%	3.18%	3.29%	3.08%	4.47%	3.75%
Valle de México Norte	2012	4 305	309	8 311	2 617	2 260	10 664
	2018	4 530	459	8 218	2 926	2 928	10 482
	% anual	0.85%	6.82%	-0.19%	1.88%	4.41%	-0.29%
Valle de México Centro	2012	3 630	358	3 471	2 649	1 907	8 572
	2018	4 081	453	5 853	3 191	2 078	8 259
	% anual	1.97%	4.00%	9.10%	3.15%	1.44%	-0.62%
Valle de México Sur	2012	4 312	323	9 583	2 482	2 134	9 673
	2018	4 580	423	9 935	3 556	2 618	10 084
	% anual	1.01%	4.60%	0.60%	6.18%	3.47%	0.70%
Total	2012	60 722	9 700	437 146	48 021	36 401	206 480
	2018	75 151	11 434	512 520	56 157	43 619	221 327
	% anual	3.62%	2.78%	2.69%	2.34%	3.06%	1.16%

Instalaciones de distribución en operación en CFE Distribución a Diciembre de 2018

La Tabla III.2, muestra el número y capacidad de las unidades de transformación instaladas en las RGD a diciembre de 2018. La Tabla III.3 muestra la longitud de las líneas de distribución instaladas a diciembre de 2018, por nivel de tensión.

Tabla III.2 Datos de Transformadores 2018.

Cantidad total de Transformadores		
Nivel	Número de transformadores	MVA
Transformadores de Potencia de alta a media tensión	3 191	75 151
Transformadores en Redes de distribución de media a baja tensión	1 489 503	55 157

Tabla III.3. Datos de Redes de Distribución 2018.

Cantidad total de Líneas	
Nivel de tensión en kilovoltios	Longitud en km
2.4 kV a 34.5 kV	512 520
Baja tensión	326 311

3.2 Infraestructura de Medición

A diciembre de 2018 la CFE Distribución contaba, a nivel nacional, con 43.6 millones de usuarios. Para la toma de lecturas de estos servicios se dispone de seis tipos de medidores. Como se muestra en la Tabla III.4, el 42.57% de los usuarios cuentan con medidores electromecánicos (mismos que no cumplen con la normativa vigente), el 50.8% con medidores de autogestión, el 1.33% con medidores multifunción de media y alta tensión, el 4.54% con medidores son de Infraestructura Avanzada de Medición (AMI), el 0.41% con medidores “escalados” y el 0.16% no cuenta con medición, debido a que son servicios temporales en baja tensión así como cargas fijas de alumbrado público y cámaras de video vigilancia.

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	18.56	42.57
Electrónico (Autogestión)	22.15	50.80
Electrónico Básico	0.08	0.18
Multifunción Media y Alta Tensión	0.58	1.33
Infraestructura Avanzada de Medición (AMI)	1.98	4.54
Escalados	0.18	0.41
Sin medición	0.07	0.16
Total	43.6	100

La Tabla III.5 se muestra el resumen de medidores instalados a nivel nacional a diciembre de 2018.

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 electromecánico	Servicios sin medidor	Total Servicios	% Medidores modernos
	Autogestión		Electrónico Básico	Infraestruct. Avanzada de Med. (AMI)	Multifunción media y alta tensión					
	Normales	Escalados								
Baja California	797 317	0	0	19 339	30 973	847 629	922 375	348	1 770 352	47.88%
Noroeste	1 165 351	0	7 120	21 794	41 205	1 235 470	850 016	1 510	2 086 996	59.20%
Norte	1 282 662	0	5 656	16 425	46 816	1 351 559	896 504	3 973	2 252 036	60.01%

Dirección General

División	Servicios con medidores electrónicos (modernos)					SubTotal de servicios con medidores Electrónicos	Servicios con medidores electro-mecánico	Servicios sin medidor	Total Servicios	% Medidores modernos
	Autogestión		Electró-nico Básico	Infraest. Avanzada de Med. (AMI)	Multifun-ción media y alta tensión					
	Normales	Escala-dos								
Golfo norte	1 615 110	0	0	11 440	87 426	1 713 976	1 703 510	2 442	3 419 928	50.12%
Centro Occidente	933 541	0	4 509	10 246	28 549	976 845	1 343 370	4 743	2 324 958	42.02%
Centro sur	1 625 514	0	1	100 047	22 851	1 748 413	1 077 419	7 004	2 832 836	61.72%
Oriente	1 608 430	0	0	21 139	27 270	1 656 839	1 415 349	2 444	3 074 632	53.89%
Sureste	1 635 187	0	929	143 361	29 445	1 808 922	1 862 840	7 525	3 679 287	49.17%
Valle de México Norte	1 729 912	180 000	0	406 440	11 463	2 327 815	600 366	110	2 928 291	79.49%
Valle de México Centro	1 195 205	0	0	710 693	10 709	1 916 607	161 173	82	2 077 862	92.24%
Valle de México Sur	1 491 715	0	0	312 006	12 074	1 815 795	801 869	103	2 617 767	69.36%
Bajío	1 865 047	0	17 175	70 612	96 389	2 049 223	2 338 546	20 371	4 408 140	46.49%
Golfo centro	825 467	0	6 242	4	35 964	867 677	1 059 597	6 049	1 933 323	44.88%
Centro oriente	1 674 747	0	10 157	6 749	22 090	1 713 743	1 398 447	3 491	3 115 681	55.00%
Peninsular	1 219 890	0	12 612	109 664	33 513	1 375 679	529 967	2 026	1 907 672	72.11%
Jalisco	1 488 806	0	20 130	24 227	44 815	1 577 978	1 606 187	4 788	3 188 953	49.48%
Nacional	22 153 901	180 000	84 531	1 984 186	581 552	24 984 170	18 567 535	67 009	43 618 714	57.28%

IV. Supuestos de la Planificación de las Redes Generales de Distribución.

4.1 Pronóstico de la Demanda Máxima del Sistema Eléctrico de Distribución

El pronóstico de la demanda máxima en las subestaciones eléctricas de distribución, con transformación de alta a media tensión, se preparó en colaboración con el CENACE y las Gerencias Divisionales que integran a la EPS CFE Distribución. El pronóstico considera un horizonte de planeación a largo plazo a partir de la demanda máxima registrada en el período enero-diciembre de 2018, en cada uno de los elementos de transformación de alta a media tensión.

Con base en este pronóstico se identifican los nuevos proyectos de ampliación de subestaciones que se proponen al CENACE para el Programa de Ampliación y Modernización de las RGD que pertenecen al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN). Actualmente se tiene la instrucción de la SENER para la ejecución de 42 proyectos de ampliación de subestaciones de Distribución, los cuales se muestran en el ANEXO XII.

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

- I. Adquisición y depuración de perfiles de carga y determinación de los 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 registrada en condiciones normales de operación durante el período enero – diciembre, 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 colectivos 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 el pronóstico de la demanda máxima definitivo de las RGD, aprobado por el CENACE para el período 2019-2033, en cada una de las Divisiones de Distribución. La tasa media de crecimiento anual histórica (TMCA_H) de la demanda máxima a nivel nacional en los últimos 3 años fue 3.02%, y se espera un crecimiento en la misma con una TMCA de 2.89% para los próximos 5 años y del 2.38% para los próximos 15 años.

Tabla IV.1. Pronóstico 2019 - 2033 de la demanda máxima en las Redes Generales de Distribución.

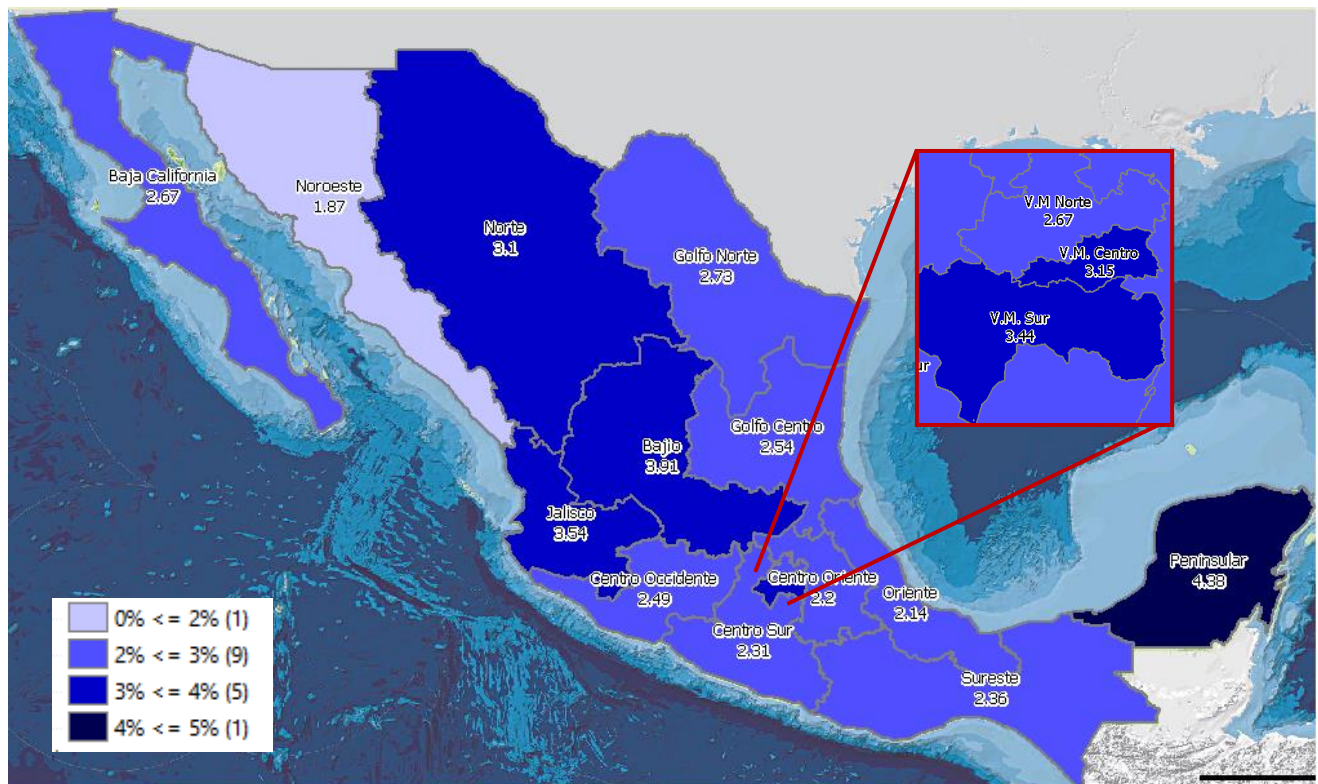
División de Distribución	Historial (MW)			Pronóstico (MW)						Tasa Media de Crecimiento Anual (%)		
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2033	TMCA _H últimos 3 años (2016 – 2018)	TMCA _F a 5 años (2018 – 2023)	TMCA _F a 15 años (2018 – 2033)
Baja california	3 049	3 167	3 256	3 357	3 439	3 537	3 630	3 715	4 658	3.34%	2.67%	2.42%
Bajío	3 936	4 249	4 300	4 539	4 699	4 876	5 046	5 210	6 627	4.52%	3.91%	2.93%
Centro Occidente	1 133	1 232	1 244	1 281	1 319	1 349	1 373	1 407	1 696	4.78%	2.49%	2.09%
Centro Oriente	2 065	2 183	2 163	2 224	2 270	2 320	2 371	2 411	2 871	2.34%	2.20%	1.91%
Centro Sur	1 482	1 538	1 510	1 547	1 594	1 629	1 665	1 693	2 008	0.94%	2.31%	1.92%
Golfo Centro	1 482	1 602	1 642	1 691	1 736	1 779	1 821	1 861	2 310	5.25%	2.54%	2.30%
Golfo Norte	6 134	6 367	6 393	6 585	6 771	6 958	7 135	7 314	9 124	2.09%	2.73%	2.40%
Jalisco	2 628	2 790	2 864	2 989	3 101	3 202	3 306	3 409	4 325	4.40%	3.54%	2.79%
Noroeste	4 120	4 268	4 438	4 521	4 610	4 694	4 783	4 870	5 816	3.79%	1.87%	1.82%
Norte	3 965	4 254	4 255	4 410	4 558	4 703	4 833	4 958	6 106	3.60%	3.10%	2.44%
Oriente	2 205	2 334	2 233	2 286	2 335	2 385	2 433	2 482	3 010	0.62%	2.14%	2.01%
Peninsular	2 134	2 254	2 329	2 460	2 567	2 680	2 785	2 885	3 822	4.46%	4.38%	3.36%
Sureste	2 239	2 339	2 307	2 371	2 421	2 467	2 522	2 593	3 287	1.52%	2.36%	2.39%
Valle de México Centro	1 878	2 103	1 950	2 027	2 065	2 134	2 201	2 276	2 790	1.89%	3.15%	2.42%
Valle de México Norte	2 395	2 489	2 487	2 575	2 647	2 718	2 782	2 838	3 363	1.91%	2.67%	2.03%
Valle de México Sur	2 393	2 506	2 517	2 613	2 753	2 833	2 910	2 981	3 535	2.57%	3.44%	2.29%
Total	43 238	45 675	45 889	47 474	48 884	50 263	51 597	52 903	65 347	3.02%	2.89%	2.38%

Nota: Datos de cierre 2018 del Pronóstico de Demanda por Subestaciones 2019-2033 del CENACE.

Dirección General

Las Divisiones de Distribución con mayor crecimiento esperado a corto plazo (2019- 2023) son las Divisiones: Peninsular, Bajío, Jalisco, Norte Valle de México Sur y Valle de México Centro.

La Figura IV.1 muestra la distribución geográfica de la tendencia de crecimiento de la demanda máxima a corto plazo, en el período 2019 – 2023, en las Divisiones de Distribución.

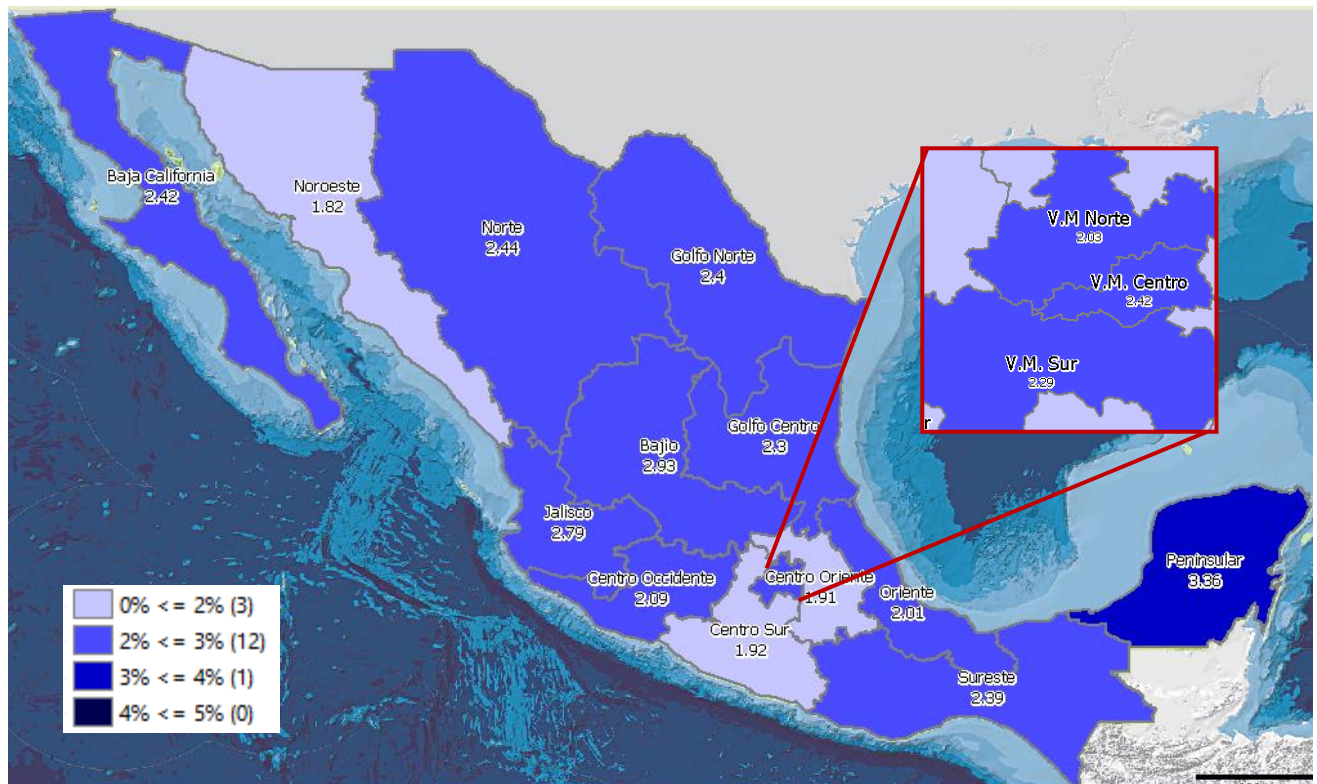


*Información estadística (fuente PDS 2019-2033, CENACE)

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.

Se observa que la TMCA a corto plazo en la División Peninsular es superior al 4%; las Divisiones Bajío, Jalisco, Norte, Valle de México Sur y Valle de México Centro presentan un crecimiento con una TMCA a corto plazo entre 3% y 4%; en la División Noroeste la TMCA es más moderada respecto a las otras con una TMCA menor al 2%; mientras que para el resto de las Divisiones la TMCA de la demanda máxima se encuentra entre 2% y 3%.

La Figura IV.2 muestra la distribución geográfica de la tendencia de crecimiento de la demanda máxima a largo plazo, en el período 2019 – 2033, en las Divisiones de Distribución.



*Información estadística (fuente PDS 2019-2033, CENACE)

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.

Para el largo plazo, se observa una disminución general en la tasa de crecimiento de la demanda máxima: la División Peninsular reduce su TMCA a largo plazo a un 3.36%; las Divisiones Noroeste, Centro Sur y Centro Oriente presentan crecimientos moderados con una TMCA menor al 2%; mientras que el resto de las Divisiones presentan una TMCA entre 2% y 3%.

4.2 Supuestos Económicos

Los Programas y Proyectos de Inversión son el resultado de la Planeación de corto y largo plazo, cuyo propósito es garantizar que las inversiones necesarias se realicen de manera oportuna para satisfacer el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en condiciones de Calidad, Continuidad, Confiabilidad, eficiencia y seguridad de acuerdo a los criterios establecidos en la regulación vigente.

Cada uno de estos programas y proyectos de inversión se sujetan al análisis técnico y económico para determinar su rentabilidad y seleccionar los programas y proyectos de costo mínimo que minimicen el costo en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica.

Para la evaluación de los proyectos 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).

El objetivo del análisis económico es determinar los efectos de las inversiones, de un programa o proyecto, por medio del cual se asegura la rentabilidad y beneficios netos para la empresa y para la sociedad. En la evaluación se requiere calcular a lo largo del período de estudio los costos y beneficios asociados al proyecto.

4.2.1 Vida útil de los proyectos.

El horizonte de evaluación considerado para la infraestructura eléctrica es de 30 años, período durante el cual las obras aportarán beneficios (vida útil).

4.2.2 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

4.2.3 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.

4.2.4 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.

4.2.5 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.

4.2.6 Variables macroeconómicas del proyecto.

A continuación, se muestra en la Tabla IV.2 las variables utilizadas para la evaluación de los proyectos de distribución.

Tabla IV.2 Variables utilizadas para llevar a cabo las evaluaciones económicas de los proyectos

Divisiones de Distribución	Ingreso promedio por kWh (PMT _D) (\$/kWh) ^{/1}	Precio Marginal Local (PML _D) Promedio [\$/kWh] ^{/2}	Paridad pesos / dólar ^{/3}	Tasa de descuento % anual ^{/4}	Precio medio de la energía no servida \$ / kWh ^{/5}
Baja California	0.44	1.02	20.1	11.18%	52.26
Bajío	0.48	1.37			
Centro Occidente	0.88	1.37			
Centro Oriente	0.74	1.36			
Centro Sur	1.08	1.39			
Golfo Centro	0.64	1.30			
Golfo Norte	0.33	1.19			
Jalisco	0.84	1.41			
Noroeste	0.44	1.34			
Norte	0.41	1.51			
Oriente	1.03	1.34			
Peninsular	0.52	1.68			
Sureste	0.98	1.40			
VM Centro	0.41	1.37			
VM Norte	0.49	1.36			
VM Sur	0.46	1.38			
Nacional	0.57	1.36			

Notas:

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

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

/3 Se obtiene a partir de las variables macroeconómicas del ejercicio fiscal 2019 emitidas por la SHCP el 15 de junio de 2018.

/4 Corresponde al cálculo de la estimación del costo promedio ponderado de capital de la CFE y sus EPS emitido por la Dirección Corporativa de Finanzas de CFE el 31 de octubre de 2017.

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

Los proyectos de infraestructura eléctrica propuestos se evaluaron 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.

4.3 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.3 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.

Tabla IV.3 Indicadores operativos de las RGD

Criterio	Indicador	Descripción	Límites	Cumplimiento
Confiabilidad	SAID _b	Índice de la duración anual promedio de las interrupciones en Distribución.	≤ 50 minutos	Anual
	SAIF _b	Índice de la Frecuencia promedio anual de las interrupciones en Distribución por usuario final.	≤ 0.94 interrupciones	Anual
	CAID _b	Índice de duración promedio anual de las interrupciones por usuario en distribución.	≤ 53 minutos	Anual
Calidad de la potencia de la energía eléctrica	Variaciones de tensión en MT	Límites de variación de tensión en las barras de media tensión de subestaciones (porcentaje de cumplimiento por nodo de calidad)	(-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

Dirección General

Para evaluar la confiabilidad de los circuitos eléctricos de media tensión se utilizan el SAIDI_D, SAIFI_D y CAIDI_D; la calidad de la potencia eléctrica se evalúa 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, y para evaluar las pérdidas de energía en circuitos eléctricos de media tensión, transformadores de distribución redes de distribución de baja tensión, acometidas y medidores se utiliza el límite de pérdidas técnicas y no técnicas reconocidas por la CRE, del 5% para ambos casos.

V. Diagnóstico de las RGD.

En este Capítulo se muestran los resultados del diagnóstico de las Redes Generales de Distribución (RGD), en CFE Distribución, con el propósito de fundamentar, a través del establecimiento de objetivos estratégicos, la planificación de los proyectos de ampliación y modernización necesarios para el horizonte 2019-2033, y cumplir con los criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad, en la operación de las RGD, que establece el Art. 14 de la LIE.

En general, las RGD se subdividen para su análisis en cinco componentes principales, Subestación Eléctrica de transformación de alta a media tensión, circuitos de media tensión, transformadores de distribución red de baja tensión y acometidas y medidores, (ver Figura V.1), cuyo comportamiento conjunto determina el resultado de los indicadores, observables al nivel de Divisiones de Distribución y de Zonas de Distribución.

El diagnóstico parte del cierre de los indicadores operativos a diciembre de 2018 considerando algunos resultados preliminares, con el objetivo de evaluar la eficiencia obtenida en la distribución de la energía eléctrica, así como la Confiabilidad y la Calidad del suministro eléctrico a los usuarios finales. Este análisis permite identificar mejoras logradas en el desempeño de las RGD con respecto al año anterior y determinar las áreas de mejora necesarias.

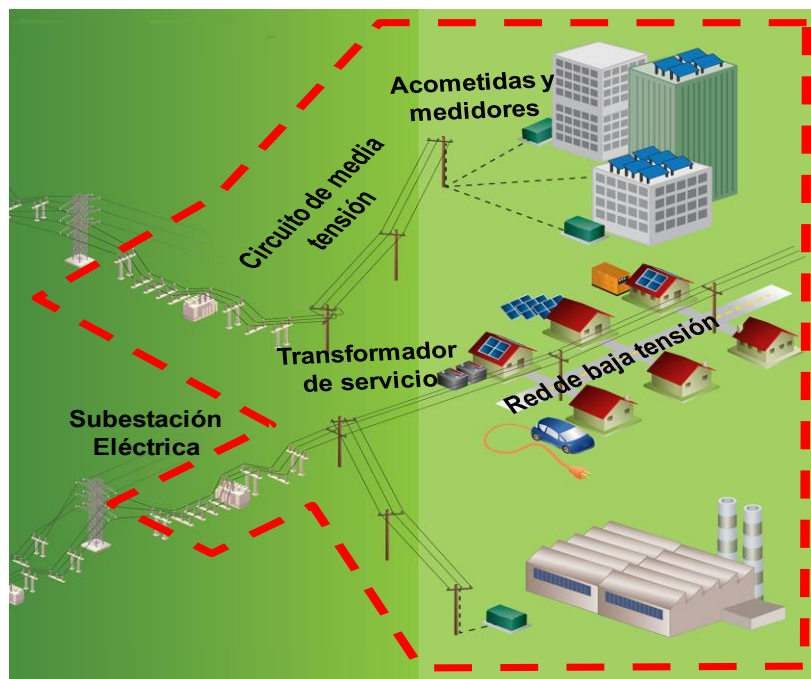


Figura V.1 Componentes de las Redes Generales de Distribución. a) Subestaciones eléctricas de transformación de alta a media tensión, b) circuitos eléctricos de media tensión, c) transformadores de servicio de media a baja tensión, d) redes de distribución para servicio eléctrico en baja tensión, y e) acometidas y medidores de servicio al usuario final.

5.1 Confiabilidad.

La Tabla V.1 muestra el comportamiento de los indicadores de Confiabilidad en cada una de las Divisiones de Distribución que conforman a la EPS CFE Distribución, asimismo permite comparar los resultados del cierre del año 2018 y la evolución de los indicadores con respecto al cierre del año 2017.

Tabla V.1 Resultado de los indicadores de Confiabilidad en las 16 Divisiones de Distribución que conforman a la EPS CFE Distribución

Divisiones de Distribución	SAIDI _D		SAIFI _D		CAIDI _D	
	[minutos/usuario]		[interrupciones/usuario]		[minutos/interrupción]	
	2017	2018	2017	2018	2017	2018
Baja California	20.82	20.58	0.57	0.54	36.71	38.24
Bajío	23.69	22.48	0.39	0.35	60.70	64.42
Centro Occidente	19.14	18.94	0.40	0.38	48.07	49.39
Centro Oriente	17.63	17.60	0.34	0.30	52.43	59.36
Centro Sur	26.73	25.77	0.70	0.53	38.08	48.33
Golfo Centro	38.64	40.50	0.39	0.35	100.04	116.30
Golfo Norte	25.01	22.07	0.47	0.42	53.74	52.64
Jalisco	24.41	23.73	0.48	0.46	50.74	51.16
Noroeste	36.59	34.46	0.91	0.87	40.20	39.73
Norte	20.74	19.22	0.58	0.48	35.69	39.73
Oriente	22.35	26.62	0.38	0.31	59.06	84.97
Peninsular	18.38	19.24	0.53	0.51	35.03	38.10
Sureste	72.15	55.03	0.90	0.61	80.54	90.06
Valle de México Centro	22.53	20.82	0.71	0.66	31.56	31.77
Valle de México Norte	27.67	26.11	0.72	0.72	38.19	36.54
Valle de México Sur	38.09	31.83	0.86	0.74	44.38	42.78
Nacional	29.264	26.981	0.575	0.502	50.874	53.760

Nota. - Ver Tabla IV.3 Indicadores operativos de las RGD

Con respecto al indicador SAIDI_D, la División de Distribución Sureste excede en 5.03 min el límite de aceptación indicado en la Tabla IV.3, y presenta un decremento de 17.12 min con respecto a 2017. El resto de las Divisiones de Distribución se encuentra dentro del límite de aceptación, A nivel Nacional se tiene un SAIDI de 29.26 min que se encuentra por abajo del límite máximo de aceptación.

El indicador SAIFI_D, en todas las Divisiones de Distribución, se encuentra dentro del criterio de aceptación indicado en la tabla IV.3. El promedio general en las 16 Unidades es 0.51 interrupciones/año, con un rango entre 0.3 y 0.87 interrupciones/año por usuario final.

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.3; el resto cumple el indicador. El promedio general es de 55.22 min, con rango entre 31.77 y 116.3 min.

Dirección General

En las Figuras V.2, V.3 y V.4 se muestran la distribución geográfica de los indicadores de Confiabilidad en las 16 Divisiones de Distribución de la EPS CFE Distribución.



Figura V.2. Mapeo del índice de la duración promedio de las interrupciones por usuario (SAIDI_b) por División de Distribución de Distribución.

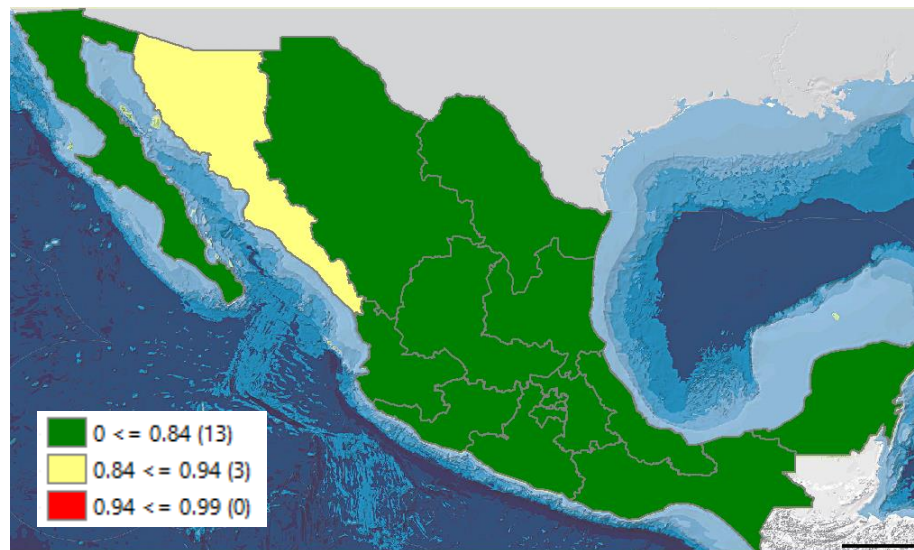


Figura V.3 Mapeo del índice de las interrupciones por usuario (SAIFI_b) por División de Distribución de Distribución.

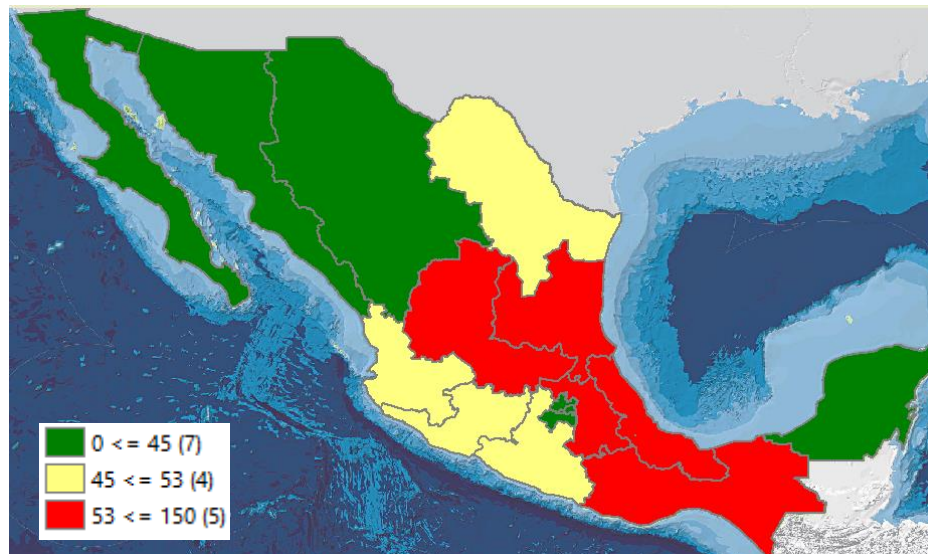


Figura V.4 Mapeo del índice de la duración promedio de las interrupciones (CAIDI_D) por División de Distribución.

5.2 Calidad de la potencia eléctrica.

La Calidad de la potencia eléctrica se evalúa con el grado de cumplimiento del factor de potencia promedio mensual medido en circuitos eléctricos de media tensión, y con el grado de cumplimiento de las variaciones de la tensión registradas en los nodos de calidad de las subestaciones eléctricas. A continuación, se muestran los resultados comparativos del cierre del año 2018.

5.2.1 Factor de potencia.

En la Tabla V.2 se muestran los resultados del grado de cumplimiento con el factor de potencia promedio mensual mínimo medido en circuitos eléctricos de media tensión.

Tabla V.2 Resultados del indicador de cumplimiento con el factor de potencia en circuitos eléctricos de media tensión

División de Distribución	Cumplimiento con el Factor de Potencia (%)	
	2017	2018
Valle de México Sur	92.93	93.85
Centro Oriente	89.18	90.70
Centro Sur	89.13	91.75
Baja California	88.58	88.68
Jalisco	88.29	87.41
Sureste	87.73	86.21
Valle de México Norte	87.44	87.28
Noroeste	86.09	81.89

Dirección General

División de Distribución	Cumplimiento con el Factor de Potencia (%)	
Centro Occidente	85.61	89.92
Peninsular	83.09	84.37
Golfo Norte	82.87	83.39
Oriente	82.83	87.96
Golfo Centro	82.54	82.86
Valle de México Centro	79.24	78.35
Bajío	76.89	74.5
Norte	74.06	83.26
Mínimo	74.06	74.50
Promedio	84.78	85.77
Máximo	92.93	93.85

De acuerdo con 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, para la medición del factor de potencia, el Distribuidor debe contar al menos con el 75% de infraestructura requerida para su medición en los interruptores de los circuitos de media tensión, con un promedio de 85.77% a nivel Nacional

Se considera un circuito con cumplimiento mensual cuando los promedios de los registros obtenidos son mayores o iguales a un factor de potencia de 0.95 con un intervalo de medición de 10 minutos.

El Distribuidor deberá cumplir para las 150 Zonas de Distribución, con el criterio de cumplimiento del 75% de compensación capacitiva en al menos el 80% de los circuitos que dispongan de medidor digital y electromecánico.

Se observa que en trece de las Divisiones de Distribución (UN), más del 80% de los circuitos mantienen un promedio mensual en su factor de potencia mayor o igual a 0.95, mientras que, Bajío y Valle de México Centro, el porcentaje de cumplimiento del factor de potencia mensual promedio es menor del 80%, debido a que el promedio mensual del factor de potencia estuvo por abajo del 0.95; el resultado mínimo es del 74.5% de cumplimiento en la UN Bajío.

5.2.2 Variaciones de tensión.

En la Tabla V.3 se muestran los resultados del grado de cumplimiento con el rango de variación de la tensión permisible medido en nodos de calidad de las subestaciones eléctricas.

Se observa que todas las Divisiones de Distribución (UN), cumplen con el nivel de referencia indicado en la Tabla IV.3, con un mínimo del 90.29% de cumplimiento.

Tabla V.3 Resultados del indicador de cumplimiento de las variaciones de tensión en nodos de calidad de las subestaciones eléctricas.

División de Distribución	Cumplimiento de Variaciones de tensión (%)	
	2017	2018
Baja California	100	100
Valle de México Centro	100	100
Golfo norte	99.6	98.03
Sureste	99.32	99.29
Centro occidente	99.26	98.36
Norte	99.25	100
Valle de México Sur	98.81	100
Noroeste	98.64	98.8
Peninsular	98.41	94.9
Jalisco	98.11	98.52
Centro sur	97.67	95.42
Golfo centro	97.47	97.59
Valle de México Norte	97.26	100
Oriente	95.07	95.6
Centro oriente	94.44	90.29
Bajío	93.33	95.34
Mínimo	93.33	90.29
Promedio	97.92	97.63
Máximo	100.00	100.00

La Figura V.6 muestra la distribución espacial del comportamiento del índice de variación de tensión por UN de Distribución.

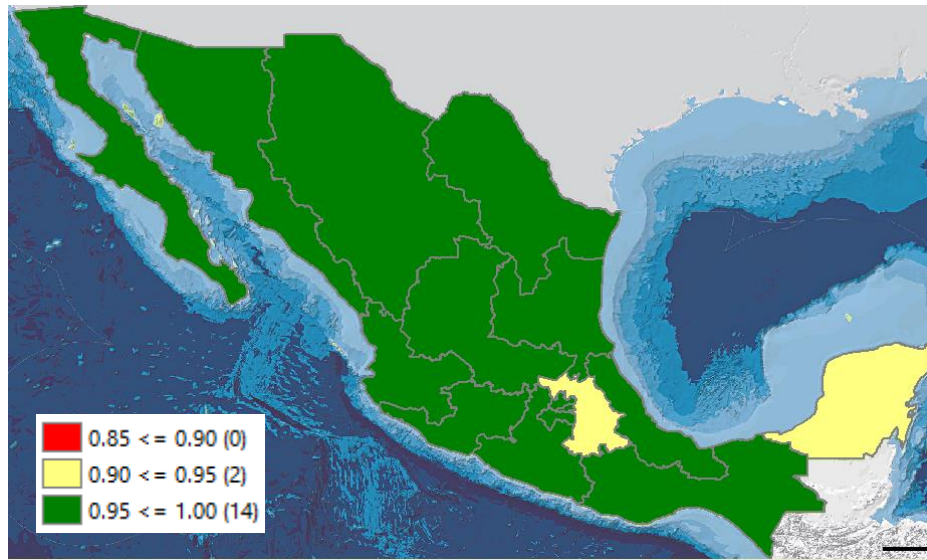


Figura V.6. Porcentaje de cumplimiento con el indicador de variaciones de tensión por División de Distribución.

5.3 Pérdidas de energía eléctrica.

En la Tabla V.4 se muestran los resultados del balance de energía en media tensión al cierre del año 2018, con ordenamiento de mayor a menor en lo que respecta al porcentaje de pérdida total por División de Distribución. Las RGD, en CFE Distribución, perdieron durante el año 2018 el 13.45% de la energía recibida en media tensión, equivalente a un total de 31 455 GWh, de los cuales un 5.92 % se origina en pérdidas técnicas, con un volumen de 13 835 GWh, y un 7.54 % en pérdidas no técnicas con un volumen de 17 621 GWh.

Tabla V.4 Balance de energía en media tensión al cierre de 2018.

División de Distribución	energía Recibida	energía Entregada	energía Perdida		Pérdidas Técnicas ^{1/2}		Pérdidas No Técnicas	
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]	[GWh]	[%]	[GWh]	[%]
Valle de México Norte	15 424	11 753	3 671	23.8	873	5.66	2 798	18.14
Valle de México Sur	15 280	11 976	3 304	21.62	865	5.66	2 439	15.96
Oriente	10 992	9 027	1 965	17.87	873	7.94	1 092	9.93
Valle de México Centro	11 785	9 813	1 972	16.73	760	6.45	1 212	10.28
Centro Sur	8 479	7 189	1 290	15.2	515	6.08	775	9.14
Golfo Norte	31 188	26 557	4 631	14.84	1404	4.50	3 227	10.35
Sureste	11 871	10 119	1 752	14.76	1139	9.60	613	5.16
Jalisco	15 410	13 307	2 102	13.64	954	6.19	1 148	7.45
Golfo Centro	8 395	7 447	948	11.28	544	6.48	404	4.81
Centro Oriente	12 566	11 185	1 381	10.98	642	5.11	739	5.88
Bajío	22 802	20 403	2 399	10.51	1704	7.47	695	3.05
Norte	20 180	18 204	1 976	9.79	918	4.55	1 058	5.24
Noroeste	18 555	16 892	1 663	8.96	971	5.23	692	3.73
Peninsular	11 895	10 922	974	8.18	586	4.93	388	3.26

Dirección General

División de Distribución	Energía Recibida	Energía Entregada	Energía Perdida		Pérdidas Técnicas ^{/2}		Pérdidas No Técnicas	
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]	[GWh]	[%]	[GWh]	[%]
Centro Occidente	7 077	6 573	504	7.11	443	6.26	61	0.86
Baja California	14 393	13 469	924	6.42	642	4.46	282	1.96
Balance Nacional ^{/1}	233 758	202 302	31 455	13.45	13 835	5.92	17 621	7.54

Fuente: SIBE. Cierre de pérdidas totales de energía 2018

Fuente: SIPER. Datos calculados preliminares de pérdidas técnicas y no técnicas de energía 2018.

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.

/2 Las pérdidas técnicas se determinan a partir del cálculo por elemento de las RGD como se indica en la Tabla V.7

Del resultado 2018, se puede observar que para alcanzar el cumplimiento de los establecido por la CRE en el acuerdo A074 se tendría el siguiente panorama de reducción de pérdidas, presentando en 2018 un área de oportunidad de 8 080 GWh a nivel nacional, de los cuales 2 147 GWh son pérdidas Técnicas y 5 933 GWh pérdidas No Técnicas, la tabla V.5 muestra el detalle.

Tabla V.5 Área de oportunidad 2018 para cumplir el 10% de pérdidas de energía¹.

División de Distribución	Área de Oportunidad (GWh)		
	Pérdidas Técnicas (5%)	Pérdidas No Técnicas (5%)	Totales Divisionales
Valle de México Norte	101	2 027	2 128
Valle de México Sur	101	1 675	1 776
Oriente	324	542	866
Valle de México Centro	171	622	793
Centro Sur	91	351	442
Golfo Norte	-155	1 668	1 668
Sureste	546	19	565
Jalisco	184	377	561
Golfo Centro	124	-16	124
Centro Oriente	14	110	124
Bajío	564	-445	564
Norte	-91	49	49
Noroeste	43	-235	43
Peninsular	-8	-207	0
Centro Occidente	89	-293	89
Baja California	-78	-438	0
Total Nacional ^{/2}	2 352	7 440	9 792

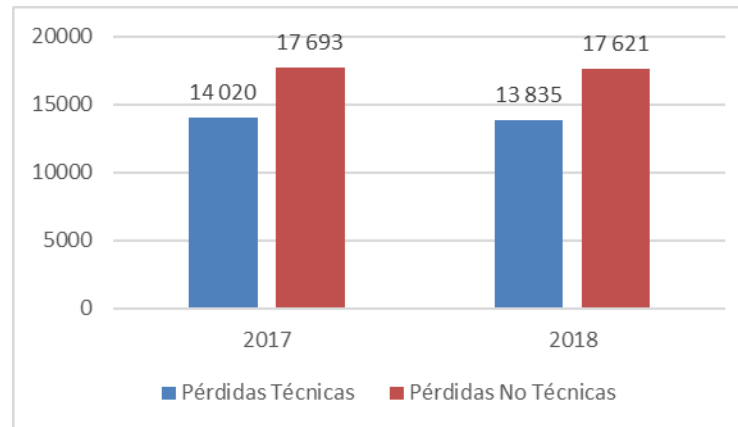
Nota:

/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.

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

La Gráfica V.1 muestra la distribución de las pérdidas de energía en técnicas y no técnicas comparativamente entre los años 2017 y 2018.



Unidades: GWh

Fuente: SIBE. Cierre de pérdidas totales de energía 2017 y 2018

Fuente: SIPER. Datos preliminares de pérdidas técnicas y no técnicas de energía 2018.

Gráfica V.1 Distribución de pérdidas de energía: técnicas y no técnicas (GWh) para 2017 y 2018

En la Tabla V.6, se muestran los resultados preliminares del año 2018 de los indicadores de pérdidas técnicas y no técnicas, en comparación con sus correspondientes al cierre del 2017. Se observa que, en lo que se refiere al indicador de pérdidas técnicas, las Divisiones de Distribución Bajío y Valle de México Centro presentan un incremento en su indicador.

En lo que respecta al indicador de pérdidas no técnicas, las Divisiones de Distribución Bajío, Golfo Centro, Golfo Norte, Centro Sur, Oriente y Peninsular presentan un incremento en el indicador, con relación al 2017.

Tabla V.6 Resultados de Indicadores de pérdidas de energía comparativo 2018 vs. 2017

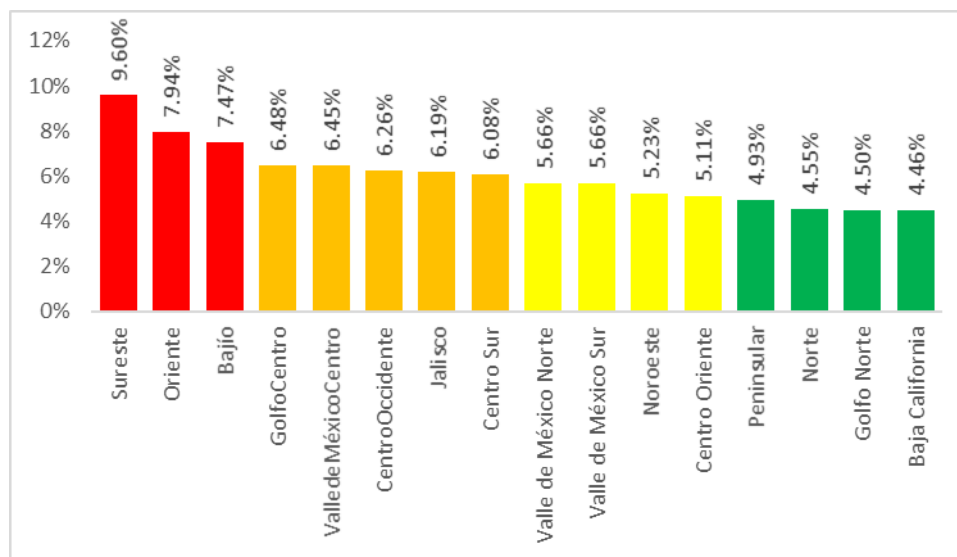
División de Distribución	Pérdidas Técnicas (%)			Pérdidas No Técnicas (%)		
	2017	2018	Variación	2017	2018	Variación
Baja California	4.59	4.46	-0.13	2.3	1.96	-0.34
Bajío	7.35	7.47	0.12	2.89	3.05	0.16
Centro Occidente	6.33	6.26	-0.07	1.27	0.86	-0.41
Centro Oriente	5.39	5.11	-0.28	6.04	5.88	-0.16
Centro Sur	6.73	6.08	-0.65	8.71	9.14	0.43
Golfo Centro	7.01	6.48	-0.53	4.05	4.81	0.76
Golfo Norte	4.84	4.50	-0.34	10.17	10.35	0.18
Jalisco	6.25	6.19	-0.06	7.83	7.45	-0.38
Noroeste	5.47	5.23	-0.24	4.29	3.73	-0.56
Norte	5.32	4.55	-0.77	5.66	5.24	-0.42
Oriente	8.56	7.94	-0.62	8.58	9.93	1.35
Peninsular	5.38	4.93	-0.45	3.04	3.26	0.22
Sureste	9.77	9.60	-0.17	6.78	5.16	-1.62
Valle de México Centro	6.36	6.45	0.09	10.81	10.28	-0.53

División de Distribución	Pérdidas Técnicas (%)			Perdidas No Técnicas (%)		
	2017	2018	Variación	2017	2018	Variación
Valle de México Norte	5.79	5.66	-0.13	18.68	18.14	-0.54
Valle de México Sur	5.77	5.66	-0.11	17.35	15.96	-1.39
Total	6.18	5.92	-0.26	7.79	7.54	-0.25

Fuente: SIPER. Se reportan datos finales del cierre de pérdidas de energía eléctrica de 2017. Datos preliminares de pérdidas técnicas y no técnicas de energía 2018.

5.3.1 Pérdidas técnicas.

La Gráfica V.2 muestra la distribución del indicador de pérdidas técnicas por División de Distribución, en color verde se indican aquellas cuyo valor de 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 valores de indicador en un rango mayor a 6% y hasta 7%. Finalmente en rojo las que presentan un indicador de pérdidas técnicas mayor a 7%.



Fuente: SIPER. Datos preliminares de pérdidas técnicas de energía 2018.

Gráfica V.2 Distribución de pérdidas técnicas por División de Distribución.

En la Figura V.7 se muestra la distribución geográfica del indicador de pérdidas técnicas por División de Distribución.

Dirección General



Figura V.7 Mapeo del índice de pérdidas técnicas en Media y Baja tensión por División de Distribución de Distribución.

Tres Divisiones de Distribución presenta un indicador mayor al 7%, cinco se encuentran entre 6% y 7%, cuatro entre 5% y 6%, y cuatro tienen un indicador menor o igual a 5%.

En la Tabla V.7 se muestra la distribución de las pérdidas técnicas de energía eléctrica por componente de las Redes Generales de Distribución y por División de Distribución. El componente con mayor aportación son las redes de baja tensión con un total de 7 956 GWh/año con una contribución al indicador de pérdidas técnicas de 3.4%, seguido de los circuitos eléctricos de media tensión con una pérdida total de 3 001 GWh/año, los cuales contribuyen al indicador con 1.28%; en transformadores de servicio se pierden 2 799 GWh/año, que contribuyen con 1.20% al indicador.

Tabla V.7 Clasificación de pérdidas técnicas por componente de las RGD (GWh/año)

División de Distribución	Transformadores MT/MT	Circuitos	Transformadores	Redes de Baja Tensión	Medidores	Total
		de MT	MT/BT		de MT	
Baja California	3.4	124.4	199.6	312.1	2.6	642.1
Bajío		402.9	262.6	1027.3	11.3	1704.1
Centro Occidente		82.0	117.7	241.5	1.7	442.9
Centro Oriente	2.4	163.7	153.5	321.4	1.5	642.4
Centro Sur		125.1	148.3	240.6	1.1	515.1
Golfo Centro	4.4	120.5	135.8	281.5	1.9	544.1
Golfo Norte	4.5	246.9	310.5	836.7	5.5	1404.1
Jalisco	0.3	137.9	188.3	624.8	3.2	954.5
Noroeste	3.6	215.7	231.6	516.7	3	970.6
Norte	1.2	354.6	145.8	412.4	4.2	918.2
Oriente		213.2	132.1	526.3	1.7	873.3
Peninsular	7.7	171.4	119.0	286.3	2	586.4
Sureste	4.5	351.0	186.6	595.5	1.7	1139.3
Valle de México Centro		63.9	134.9	560.2	1.3	760.3
Valle de México Norte		117.9	165.0	587.8	1.9	872.6

Dirección General

División de Distribución	Transformadores	Circuitos	Transformadores	Redes de Baja	Medidores	Total
Valle de México Sur		110.8	168.1	585.1	0.9	865.0
Total	32.0	3 001.9	2 799.3	7 956.1	45.5	13 834.9
Contribución al indicador (%)	0.01%	1.28%	1.20%	3.40%	0.02%	5.92%

Fuente: SIPER. Datos preliminares de pérdidas técnicas 2018.

El balance de energía en media tensión considera que la energía recibida del sistema de alta tensión se mide en el secundario de los transformadores reductores de las subestaciones eléctricas de alta a media tensión, por lo cual las pérdidas en el componente de la transformación AT/MT no se considera en este balance de energía.

Las pérdidas técnicas se relacionan con la energía calorífica que se disipa en las redes eléctricas de distribución como consecuencia del calentamiento de los transformadores de media a baja tensión y de media a media tensión y conductores. Aumentan proporcionalmente al volumen de la energía distribuida y no pueden eliminarse, aunque es posible atenuar su crecimiento mediante mejoras en la red.

Las pérdidas exhiben diferentes comportamientos en los componentes de las redes eléctricas de distribución. De acuerdo a 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.

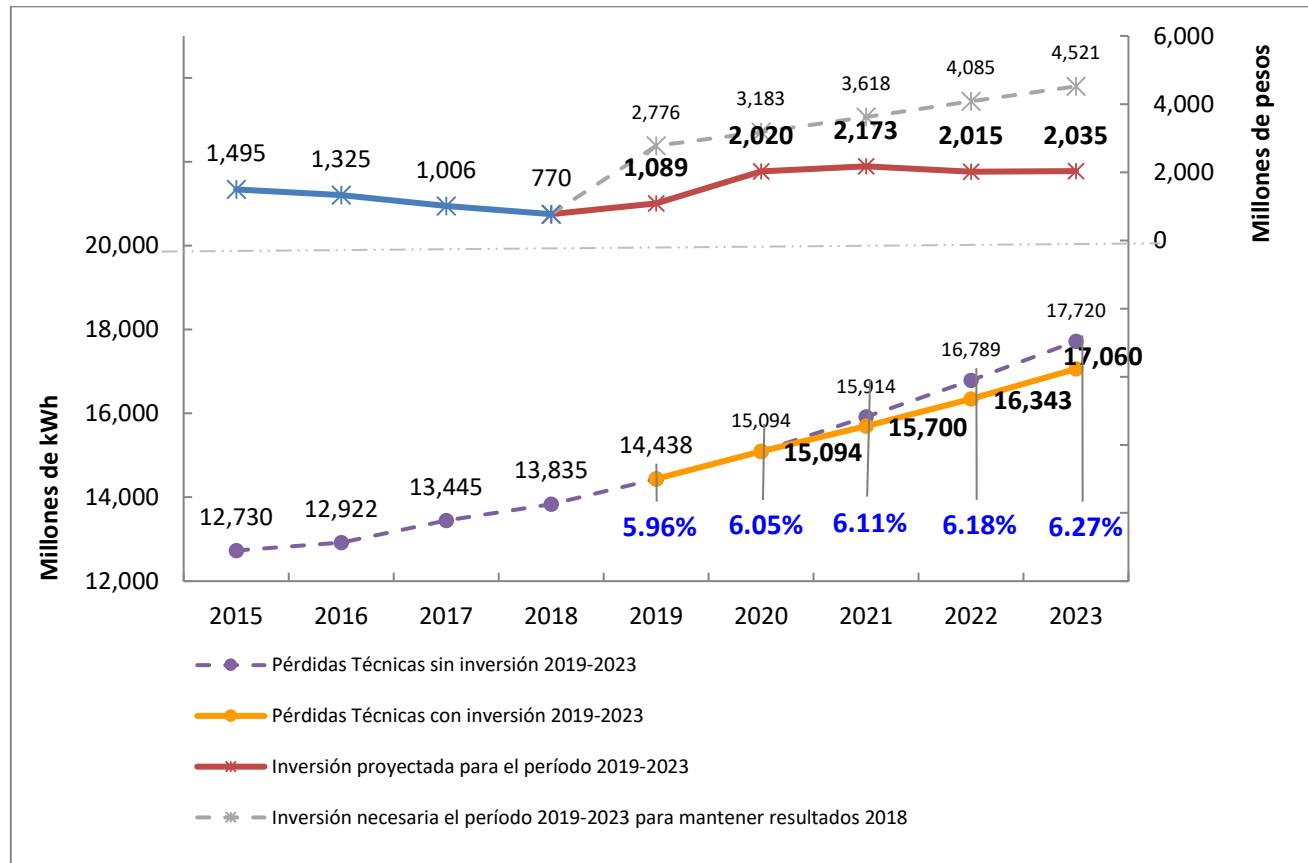
En un estudio realizado en 2018 para la reducción de pérdidas técnicas en las RGD de la EPS CFE Distribución en el horizonte 2019-2021 se planteó como objetivo principal alcanzar los porcentajes de pérdidas técnicas autorizados por la CRE para cada una de sus Divisiones de Distribución del año 2018.

Este estudio consideró un pronóstico de crecimiento en la energía recibida del orden de 3.0% anual a partir del año 2016, dando como resultado para el 2019 que el indicador Nacional de pérdidas técnicas sería de 5.96% y para el año 2020 el indicador de pérdidas alcanzaría un valor de 6.05% sin inversión.

Se requiere una inversión de 18 183 millones de pesos en el periodo 2019-2023, para contener el crecimiento natural de las pérdidas técnicas a un nivel en 2023 de 6.27%.

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.

La Gráfica V.3 muestra el comportamiento de las pérdidas técnicas de acuerdo a la inversión realizada en cada año en el periodo 2019-2023.

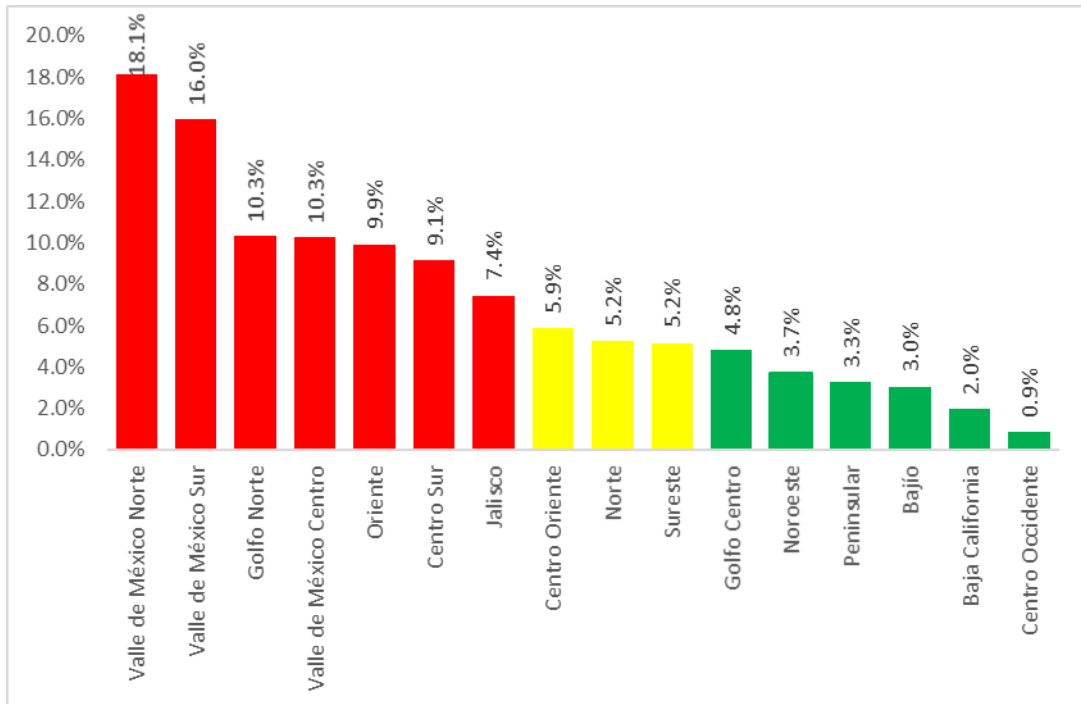


Gráfica V.3 Proyección de pérdidas de energía con inversión en los años 2018-2019.

5.3.2 Pérdidas no técnicas.

La Gráfica V.4 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%.

Dirección General



Gráfica V.4 Distribución de pérdidas técnicas por División de Distribución

En la Figura V.8 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%

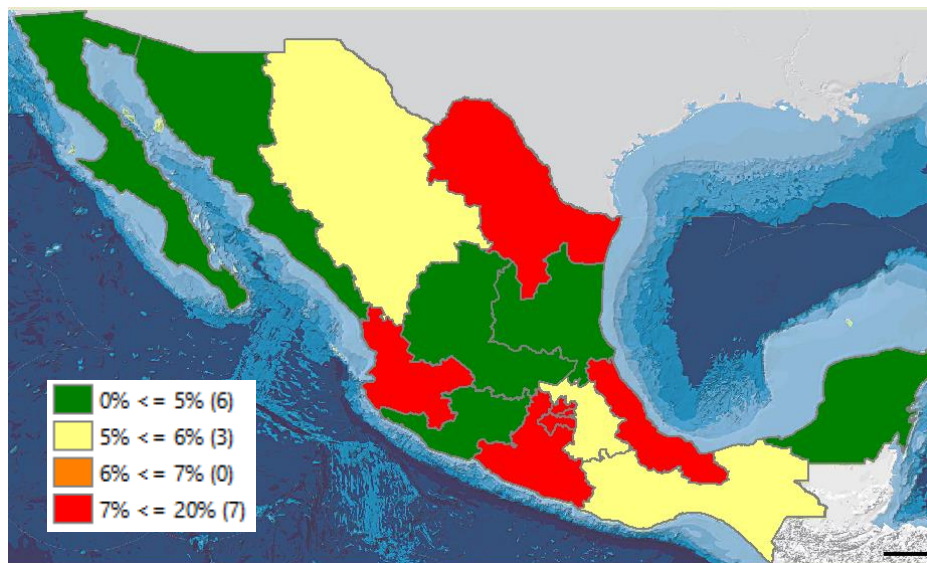







Figura V.8 Mapeo del índice de pérdidas No técnicas en Media y Baja tensión por División de Distribución de Distribución.

5.4 Medición de la energía eléctrica.

Para que CFE Distribución pueda realizar correctamente la cuantificación de la energía consumida es necesario que los servicios cuenten con sistemas de medición adecuados a la normatividad en materia de medición. Actualmente en CFE Distribución se tienen medidores instalados electromecánicos, sin embargo, este tipo de medidores ya no se fabrican en México y derivado a la necesidad de la disminución de las pérdidas de energía solo se instalan cuatro tipos de medidores, Electrónico, Escalado, Básico y AMI.

Tabla V.8 Tipos de medidor de energía eléctrica utilizados en la CFE Distribución tipo Socket, Gabinete, Electromecánico y Electrónico.

	Electromecánico	Electrónico (autogestión)	Medidor escalado	Medidor electrónico básico	AMI
Funciones:					
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
Intervalos de medición (Periodo de tiempo cincominutal)	98%	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%
Costo del Medidor en (pesos)	Sin fabricación	1 328	2 210	699	7 200

Medidor Electromecánico: En este tipo de medidores la toma de lecturas, facturación, cortes y reconexiones, deben realizarse en sitio y de forma manual, lo único que registran el consumo de energía kWh (energía activa).

Actualmente ya no se fabrican este tipo de medidores y su uso se limita a los medidores que se encuentran instalados.

Dirección General

Medidor Electrónico: 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 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 que cuenta con las características técnicas obligatorias para cubrir la necesidad técnica que **CFE Distribución requiere para la facturación** lo cual se realiza con un medidor de energía activa (kWh), clase de exactitud 0,5.

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.

Criterios para uso de medidores (electrónico, escalados, básicos o AMI)

Los medidores se remplazan cuando estos ya no cumplen con sus condiciones métricas o con las características de uso aplicables a cada tipo de usuario de acuerdo con lo siguiente:

- Electromecánico
 - Tarifas residenciales de bajo consumo (menor que 150 kWh al mes)
 - Servicios en comunidades rurales (menores a 2 500 habitantes)
- Electrónico
 - 100% de tarifa 02
 - Tarifas residenciales de medio y alto consumo (500 kWh al mes o más)
 - Tarifa de bombeo y riego agrícola
- Escalados
 - Colonias populares con pérdidas y/o cartera vencida alta
 - Nuevos fraccionamientos de medio y alto consumo
 - Centros comerciales

- Electrónico Básico
 - Servicios en comunidades semiurbanas o rurales
 - Tarifas residenciales de bajo consumo

- AMI
 - 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)

Considerando los criterios antes señalados y en función del presupuesto que se autorice por parte del Comité de Inversiones de Distribución, anualmente para proyectos de modernización, CFE Distribución tiene proyectado el crecimiento de medidores electrónicos electrónico básico, escalados y tipo AMI, así como, la disminución de los medidores electromecánicos de acuerdo con lo indicado en la Tabla siguiente:

Tabla V.9 Reemplazo de medidores electromecánicos e instalación de medidores electrónicos, escalados, básicos y tipo AMI

Tipo de medición (millones de piezas)		Año				
		2019	2020	2021	2022	2023
Autogestión	Normal	22.30	22.62	22.74	23.04	23.32
	Escalado	0.88	1.74	2.58	3.00	3.42
Bajo costo	Normal	1.41	2.80	4.45	6.41	8.42
	Escalado	0.75	1.69	2.60	3.06	3.51
AMI		2.60	2.60	2.60	2.60	2.60
Media Tensión		0.57	0.58	0.60	0.61	0.63
Subtotales electrónicos		28.50	32.03	35.58	38.72	41.91
Electromecánicos*		16.34	14.01	11.66	9.71	7.71
Total		44.84	46.04	47.23	48.43	49.62

**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.*

La proyección de medidores AMI para el 2019 incluye la instalación de casi 700 mil medidores tipo AMI, instalados por los proyectos PIDIREGAS y la instalación de 87 mil medidores por crecimiento dentro del área de influencia de los proyectos AMI ya existentes en el periodo 2019-2023.

Las adquisiciones contenidas en este programa permitirán suministrar el equipo necesario para medir la energía eléctrica a viviendas, plantas industriales, centros comerciales y el sector de servicios, así mismo se podrá efectuar las sustituciones de las acometidas y medidores en operación que se encuentren dañados, los cuales proporcionan un servicio deficiente y de esta forma estar en condiciones de poder continuar otorgando el suministro eléctrico.

Dirección General

Las actividades inherentes al proceso de medición permiten atender las nuevas solicitudes de servicio de energía eléctrica, verificar y sustituir equipos de medición, así como también desconectar servicios que cancelaron sus contratos de suministro, a continuación, se detallan las actividades realizadas en el proceso y el volumen de trabajo registrado del 2016 al 2018 (ver Tabla V.10).

Conexiones

El concepto de conexiones comprende 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

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.

Tabla V.10 Estadística de actividades sustantivas del proceso de medición

Cantidades	Años			Total
	2016	2017	2018	
Conexiones	2 806 923	2 474 768	2 503 179	7 784 870
Desconexiones	1 549 264	1 057 866	1 090 414	3 697 544
Modificaciones	858 211	883 957	1 381 941	3 124 109
Total	5 214 398	4 416 591	4 975 534	14 606 523

VI. Proyectos de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución.

En este capítulo se presenta la descripción y justificación de los programas de ampliación y modernización. En capítulos subsiguientes se describen los proyectos de modernización específicos y de redes eléctricas inteligentes.

Incremento de la eficiencia operativa de las Redes Generales de Distribución mediante la reducción de pérdidas técnicas

6.1 Incremento de la eficiencia operativa de las Redes Generales de Distribución Mediante la reducción de pérdidas técnicas.

6.1.1 Objetivo.

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

6.1.2 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:

1. Creación de nuevas áreas en baja tensión.
2. Sustitución de transformadores de distribución.
3. Reconfiguración de la red de baja tensión.
4. Reconfiguración de circuitos de media tensión.
5. Instalación de equipos de compensación de potencia reactiva.
6. Recalibración del circuito de media tensión.
7. Construcción de nuevo circuito de media tensión.
8. Cambio de tensión de circuitos de media tensión.
9. Reordenamiento de las RGD.

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 VI.1 muestra los alcances del Programa para el año 2019 conforme a los requerimientos en cada una de las Divisiones de Distribución, alineados a las áreas de oportunidad identificadas en el diagnóstico.

Como se observa la inversión del año 2019 permitirá evitar una pérdida técnica de energía eléctrica del orden de 116 GWh, lo que alcanza a cubrir sólo el 7% del área de oportunidad a nivel Nacional que es de 1 707 GWh, si se deseara alcanzar los niveles de eficiencia indicados por la CRE.

Tabla VI.1. Número de proyectos y Pérdidas Técnicas evitadas para 2019.

División	Nº Proyectos	Pérdida técnica evitada (GWh)	Costo-Eficiencia (\$/kWh)	Área de Oportunidad por arriba del 5% (GWh)
Sureste	32	23.3	4.5	432
Oriente	22	7.7	10.5	329
Bajío	12	11.9	5.7	168
Jalisco	18	3.5	12.6	113
Centro Sur	27	3.9	9.4	104
Valle de México Centro	35	12.2	14.3	79
Valle de México Norte	34	14.7	13.0	76
Valle de México Sur	84	21.1	11.4	72
Golfo Centro	18	3.3	9.2	67
Norte	4	2.9	6.7	55
Centro Oriente	8	2.8	6.1	49
Peninsular	13	1.5	12.0	46
Noroeste	11	1.3	12.6	33
Golfo Norte	10	2.9	6.7	31
Centro Occidente	19	0.6	21.6	30
Baja California	3	2.1	6.6	21
Totales	350	115.7	9.4	1 706.6

Como se observa en la Figura V.7, en el centro, oriente y sureste del País es donde existen los menores niveles de eficiencia en la distribución de la energía eléctrica. Por lo que este programa inicia con la asignación, a las Divisiones del Valle de México, de una inversión correspondiente al 56% de la inversión requerida en 2019, en virtud de su importancia económica y el alto nivel de concentración de la población. Asimismo, a las Divisiones Sureste, Oriente, Bajío, Jalisco y Centro Sur se les asigna un 30% de la inversión total del año 2019. Al resto de las Divisiones se les asigna una inversión del 14% debido a presentan una menor área de oportunidad.

En la Tabla VI.2 se muestra el detalle del Programa 2019 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 VI.2. Estrategias del programa de mejora a la eficiencia en la distribución de la energía eléctrica 2019.

Concepto de inversión		Divisiones de Distribución															Nacional	TIR [%]
		BCA	BAJ	COC	COR	CSR	GCT	GNT	JAL	NOE	NTE	OTE	PEN	STE	VMC	VMN		
Creación de nuevas áreas en baja tensión	Pérd. Ev. [GWh]		3.3	0.1	0.0	0.5	0.2	0.5	0.7	1.0	0.6	3.8	0.3	13.8	11.0	6.0	12.0	53.7
	No. Proyectos		3	4	1	8	5	3	7	9	2	17	2	19	30	10	60	180
Sustitución de transformadores de distribución	Pérd. Ev. [GWh]			0.0												0.4	0.1	0.5
	No. Proyectos			1												1	1	3
Reconfiguración de la red de baja tensión	Pérd. Ev. [GWh]	0.2	2.4	0.1		0.8	0.1	0.9	0.8		1.3	1.3			1.2	3.3	6.5	18.8
	No. Proyectos	1	1	10		11	2	4	5		1	2			4	9	16	66
Reconfiguración de circuitos de media tensión	Pérd. Ev. [GWh]		2.0		0.9	1.5	0.4	0.1	1.8			0.5	0.8		0.5	2.0		10.4
	No. Proyectos		3		4	3	3	1	4			3	1		6	5		33
Instalación de equipos de compensación de potencia reactiva	Pérd. Ev. [GWh]											0.1		0.0				0.1
	No. Proyectos											4		1				5
Recalibración del circuito de media tensión	Pérd. Ev. [GWh]	1.8	1.4			0.3	1.7		0.1	0.1		0.3	0.3	8.0		0.3	0.4	14.7
	No. Proyectos	1	2			3	7		1	1		1	3	11		4	2	36
Construcción de nuevo circuito de media tensión	Pérd. Ev. [GWh]	0.1	2.9		1.9		1.0	1.5		0.3	1.0	2.1	0.3	0.6		4.4		16.0
	No. Proyectos	1	3		3		1	2		1	1	2	1	1		4		20
Cambio de tensión de circuitos de media tensión	Pérd. Ev. [GWh]					0.5												0.5
	No. Proyectos																	
Reordenamiento de las RGD	Pérd. Ev. [GWh]			0.4		0.2			0.2									0.8
	No. Proyectos			4		1			1									6
Total	Pérd. Ev. [GWh]	2.1	11.9	0.6	2.8	3.9	3.3	2.9	3.5	1.3	2.9	7.5	1.5	23.3	12.2	14.7	21.1	115.5
	No. Proyectos	3	12	19	8	27	18	10	18	11	4	22	13	32	35	34	84	350

6.2 Regularización de colonias populares.

Objetivo

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

Descripción

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

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

Tabla VI.3. Metas del proyecto regularización de colonias populares 2019-2023

Años	Usuarios a Regularizar	Energía ingresada a la facturación (GWh)	Postes	Transformadores de Distribución		Línea de Media Tensión (km)
				Número	Capacidad Instalada (kVA)	
2019	12,246	22.04	2,582.00	621.00	20,732.00	88.24
2020	8,324	14.98	2,391.00	453.00	9,632.50	44.67
2021	8,106	14.59	1,862.40	441.00	9,380.67	34.80
2022	8,215	14.79	1,888.00	447.00	9,506.58	35.27
2023	8,052	14.49	1,849.60	438.00	9,317.71	34.57
TOTAL	44,944	80.90	10,573.00	2,400.00	58,569.47	237.55

6.3 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.

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 obtenido para 2019 es de 2,384GWh en ventas de energía.

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

Dirección General

Tabla VI.4. Número de acometidas y medidores (pieza) por División.

División	2019		2020		2021		2022		2023		Tota	
	Acom.	Med.	Acom.	Med.	Acom.	Med.	Acom.	Med.	Acom.	Med.	Acom.	Med.
	(km)	(Miles)	(km)	(Miles)	(km)	(Miles)	(km)	(Miles)	(km)	(Miles)	(km)	(Miles)
Baja California	2,018	47	2,078	49	2,141	50	2,205	52	2,271	54	10,713	252
Bajío	4,876	267	5,023	275	5,174	283	5,329	292	5,489	301	25,891	1,418
Centro Occidente	3,457	122	3,561	125	3,668	129	3,778	133	3,891	137	18,355	646
Centro Oriente	3,577	189	3,685	195	3,796	201	3,909	207	4,026	213	18,993	1,005
Centro Sur	5,511	160	5,676	165	5,847	170	6,022	175	6,203	180	29,259	850
Golfo Centro	1,729	89	1,780	92	1,834	94	1,889	97	1,946	100	9,178	472
Golfo Norte	4,612	169	4,750	174	4,893	179	5,040	185	5,191	191	24,486	898
Jalisco	2,872	179	2,958	184	3,047	190	3,138	195	3,232	201	15,247	949
Noroeste	2,167	122	2,232	126	2,300	129	2,369	133	2,440	137	11,508	647
Norte	2,971	116	3,060	119	3,152	123	3,247	126	3,344	130	15,774	614
Oriente	4,372	142	4,503	146	4,639	150	4,778	155	4,921	160	23,213	753
Peninsular	2,299	108	2,368	111	2,440	114	2,513	118	2,588	122	12,208	573
Sureste	3,551	224	3,658	230	3,768	237	3,881	244	3,997	251	18,855	1,186
Valle de México Centro	2,381	75	2,453	78	2,527	80	2,602	82	2,680	84	12,643	399
Valle de México Norte	3,600	149	3,707	154	3,819	158	3,934	163	4,052	168	19,112	792
Valle de México Sur	5,317	195	5,476	200	5,641	206	5,810	213	5,984	219	28,228	1,033
Total	55,310	2,353	56,968	2,423	58,686	2,493	60,444	2,570	62,255	2,648	293,663	12,487

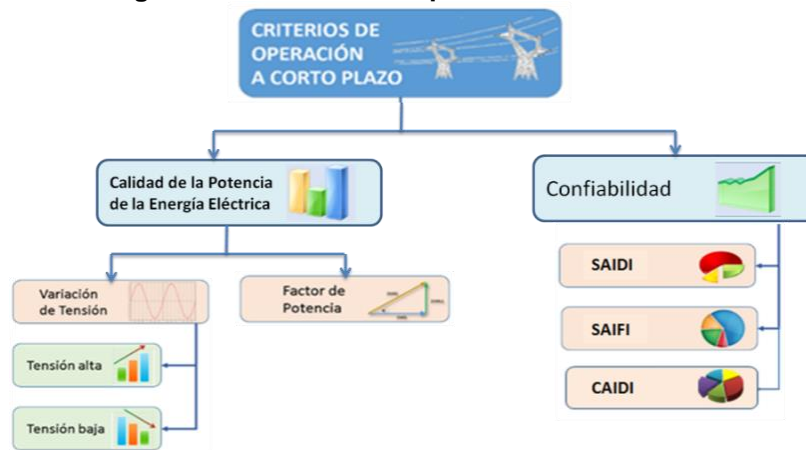
MDP. - millones de pesos; Acom.: Acometidas; Med: Medidores; Inv.: Inversión

6.4 Confiabilidad de las Redes Generales De Distribución.

Objetivo

Modernizar 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.3. Los cuales se muestran en la Figura VI.2.

Figura VI.2 Criterios de Operación a Corto Plazo



Descripción

El proyecto considera una inversión de 904.24 millones de pesos en 1 250 proyectos a ejecutar en 14 Divisiones de Distribución en el periodo 2019–2023. En 2019 se tienen registrados para su ejecución 97 proyectos mediante una inversión de 189 millones de pesos.

Los alcances consideran la instalación de 213 Unidades Terminales Remotas (UTR), 25 Unidades Centrales Maestras (UCM), 12 Sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS), 11 Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) y 2 000 equipos restauradores, así como los 48 km-C y 2 227 postes de acuerdo con la siguiente Tabla VI.5.

Tabla VI.5. Metas físicas para mejorar la confiabilidad 2019 en las 16 Divisiones de Distribución

Equipo para Confiabilidad	2019	2020	2021	2022	2023	Total
UTR	49	45	43	40	36	213
UCM	6	5	5	5	4	25
UPS	3	3	2	2	2	12
SCADA	3	2	2	2	2	11
Restaurador	460	420	400	380	340	2 000
Aisladores	21 392	19 531	18 601	17 671	15 811	93 006
km-C	11	10	10	9	8	48
CCFs	5 085	4 643	4 422	4 201	3 759	22 110
Desconectores	2	2	2	2	2	10
Seccionador	6	5	5	5	4	25
Apartarrayos	4 744	4 332	4 125	3 919	3 507	20 627
Cuchillas Monopolares	39	36	34	32	29	170

Dirección General

Equipo para Confiabilidad	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Bajantes de Tierra	274	250	238	226	202	1 190
Servidor de Comunicaciones	5	5	5	4	4	23
Concentrador	6	5	5	5	4	25
Cargador de Baterías	1	1	1	1	1	5
Postes	512	468	445	423	379	2 227
Protectores para Poste	1 351	1 234	1 175	1 116	999	5 875

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 VI.6 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 autorizadas para el año 2019 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 dependen de los recursos disponibles a través de la tarifa del Distribuidor:

Tabla VI.6. Mejora en la confiabilidad 2019

División	SAIDI_D minutos sin servicio/año	SAIFI_D interrupciones/año	CAIDI_D minutos/falla
	Meta 2019		
Baja California	20.78	0.57	36.46
Bajío	23.57	0.39	60.44
Centro Occidente	19.14	0.4	47.85
Centro Oriente	17.63	0.34	51.85
Centro Sur	26.46	0.7	37.80
Golfo Centro	37.87	0.39	97.10
Golfo Norte	24.65	0.46	53.59
Jalisco	24.29	0.48	50.60
Noroeste	35.85	0.89	40.28
Norte	20.66	0.58	35.62
Oriente	22.24	0.38	58.53
Peninsular	18.32	0.52	35.23
Sureste	64.47	0.88	73.26
Valle México Centro	22.41	0.71	31.56
Valle México Norte	27.39	0.72	38.04
Valle México Sur	37.32	0.85	43.91
Promedio	27.69	0.58	49.51

/1.- ver Tabla IV.3 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.

6.5 Modernización de subestaciones de distribución.

Objetivo

Modernizar las instalaciones y equipos de subestaciones que componen las Redes Generales de Distribución para brindar un servicio con mayor calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad para cumplir con los indicadores operativos de la Tabla IV.3.

Descripción

El promedio de vida útil de un transformador de potencia, está alrededor de los 30 años de servicio, en este tipo de equipos, la curva de daño inicia con una elevada tasa de fallas al inicio de su operación, debidas principalmente a defectos de fabricación, calidad de los materiales y diseño inapropiado, que decae drásticamente, seguida de una larga etapa de estabilidad en la que se pueden presentar fallas aleatorias producidas por causas externas y culmina con un incremento drástico de fallas, debidas a desgaste, envejecimiento o deterioro de los materiales con los que están fabricados.

En este caso, contamos con 364 transformadores de potencia que en algunos casos rebasan los 40 años de vida útil. Estos equipos ya se encuentran en la última fase de la curva descrita, donde las tasas de falla aumentan de forma drástica, de aquí la necesidad de sustituirlos, con el propósito de incrementar la confiabilidad de las Redes Generales de Distribución a fin de garantizar la continuidad del suministro de energía eléctrica.

De la Tabla VI.7 a la Tabla VI.11 se muestra la ubicación, antigüedad, capacidad actual y necesaria de los transformadores de potencia de alta a media tensión instalados en subestaciones de distribución que requieren su reemplazo por haber rebasado o estar próximos a rebasar su período de vida útil o que presentan un mayor envejecimiento debido a sus condiciones operativas.

Tabla VI.7. Listado de transformadores de AT/MT incluidos en el programa de modernización 2019.

No.	División	Zona	Subestación		N° Bco.	Relación de transformación		Año de fabricación	Años en operación	Capacidad (MVA)		Condiciones especiales
			Cve	Nombre		AT	BT			Actual	Final	
1	Baja California	Ensenada	SQN	San Quintín	T2	115	34.5	1979	40	9.38	9.38	
2	Noroeste	Caborca	BZI	Bizani	T1	115	13.8	1973	46	30	30	
3	Norte	Chihuahua	CUP	Chihuahua Planta	T1	115	23	1969	50	25	30	
4	Golfo Norte	Nuevo Laredo	FUN	Metropolitana Oriente	T4	115	13.8	1968	51	30	30	
5	Golfo Centro	Matehuala	CAK	Charcas	T1	115	13.8	1968	51	7.5	9.38	
6	Jalisco	Sector Juárez	MIL	Miravalle	T2	69	23	1970	49	25	30	
7	Bajío	Celaya	MAL	San Miguel de Allende	T1	115	13.8	1981	38	20	20	Presenta daño

Dirección General

2019

No.	División	Zona	Subestación		N° Bco.	Relación de transformación		Año de fabricación	Años en operación	Capacidad (MVA)		Condiciones especiales
			Cve	Nombre		AT	BT			Actual	Final	
												parcial.
8	Centro Occidente	La Piedad	CRZ	Churintzio	T1	115	13.8	1968	51	9.38	9.38	
9	Centro Sur	Valle de Bravo	TTT	Texcaltitlán	T1	115	13.8	1970	49	12.5	20	
10	Centro Oriente	Tlaxcala	AZY	Altazayanca	T1	110	13.8	1970	49	12.5	20	
11	Oriente	Papaloapan	ISL	Isla	T2	115	13.8	1969	50	12.5	20	
12	Sureste	Chontalpa	CDN	Cárdenas 1	T1	115	34.5	1968	51	20	20	
13	Sureste	Tapachula	AYA	Acacoyagua	T1	115	13.8	1968	51	7.5	9.38	
14	Peninsular	Mérida	HUN	Hunucmá	T2	34.5	13.8	1981	38	11.2	20	Presenta daño parcial
15	Valle de Mex. Norte	Atizapán	LEC	Lechería	T4	85	23	1972	47	30	30	
16	Valle de Mex. Centro	Nezahualcóyotl	NET	Nezahualcóyotl	T4	85	23	1980	39	30	30	Presenta daño parcial
17	Valle de Mex. Centro	Aeropuerto	AER	Aeropuerto	T2	85	23	1967	52	30	30	
18	Valle de Mex. Sur	Universidad	ANS	San Andrés	T2	85	23	1967	52	30	30	
Total										352.5	397.5	

Tabla VI.8. Listado de transformadores de AT/MT incluidos en el programa de modernización 2020.

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	Baja California	Tijuana	FLO	Florido	T2	69	13.8	1972	47	20	20	
20	Noroeste	Mazatlán	ROS	Rosario	T1	115	13.8	1974	45	20	20	
21	Norte	Chihuahua	RNN	Robinson	T2	115	23	1972	47	25	30	
22	Golfo Norte	Nuevo Laredo	NUL	Nuevo Laredo	T3	138	34.5	1974	45	30	30	
23	Golfo Centro	Matehuala	MHS	Matehuala	T1	115	13.8	1982	37	20	20	Derrateo adicional por fallas
24	Jalisco	Chapala	SAJ	San Jorge	T1	69	23	1970	49	20	20	
25	Bajío	San Juan del Río	SJR	San Juan del Río	T1	115	13.8	1977	42	20	20	
26	Centro Occidente	Colima	SCC	Cuauhtémoc	T1	115	13.8	1971	48	12.5	20	
27	Centro Sur	Zihuatanejo	JRN	San Jerónimo	T2	115	13.8	1968	51	12.5	20	
28	Centro Sur	Acapulco	MRA	La Mira	T1	115	13.8	1970	49	20	20	
29	Centro Oriente	Tehuacán	CPA	Coapa	T2	115	34.5	1974	45	12.5	20	
30	Oriente	Los Tuxtlas	ADS	San Andrés	T1	115	13.8	1970	49	12.5	20	
31	Sureste	Tehuantepec	ZAN	Zanatepec	T1	115	13.8	1970	49	9.38	9.38	
32	Peninsular	Campeche	CYL	Cayal	T1	115	34.5	1967	52	20	20	
33	Valle de Mex. Norte	Naucalpan	CAR	Careaga	T1	85	23	1970	49	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	
34	Valle de Mex. Norte	Basílica	PAT	Patera	T3	85	23	1969	50	30	30	
35	Valle de Mex. Centro	Polanco	MOS	Morales	T3	85	23	1970	49	30	30	
36	Valle de Mex. Centro	Tacuba	NON	Nonoalco	T7	85	6.6	1970	49	30	30	
37	Valle de Mex. Sur	Universidad	ANS	San Andrés	T4	85	23	1967	52	30	30	
Total					18					404.4	439.4	

Tabla VI.9. Listado de transformadores de AT/MT incluidos en el programa de modernización 2021.

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	
38	Baja California	Mexicali	CRO	Centro	T2	161	34.5	1972	47	37.5	40	
39	Noroeste	Caborca	ICA	Industrial Caborca	T1	115	13.8	1969	50	20	20	
40	Noroeste	Caborca	DSE	Deseo	T1	115	13.8	1976	43	20	20	
41	Norte	Delicias	CGU	Camargo Uno	T1	115	13.8	1970	49	20	20	
42	Norte	Torreón	BAT	Batopilas	T1	115	13.8	1969	50	20	20	
43	Golfo Norte	Metropolitana Ote.	APO	Apodaca	T1	115	13.8	1975	44	30	30	
44	Golfo Norte	Metropolitana Ote.	APO	Apodaca	T2	115	34.5	1975	44	30	30	
45	Golfo Centro	San Luis Potosí	VLT	Ventilla	T1	115	13.8	1976	43	20	20	
46	Golfo Centro	Tampico	NRJ	Naranjos	T1	115	13.8	1975	44	20	20	
47	Jalisco	Sector Juárez	SAG	San Agustín	T1	69	23	1970	49	25	30	
48	Bajío	Irapuato	PNV	Pueblo Nuevo	T1	115	13.8	1979	40	20	20	
49	Bajío	Fresnillo	SJE	San Jerónimo	T1	115	34.5	1979	40	9.38	9.38	
50	Centro Occidente	Pátzcuaro	ADR	Ario de Rosales	T1	69	13.8	1975	44	20	20	
51	Centro Sur	Valle de Bravo	ANM	Agustín Milan	T1	115	13.8	1970	49	12.5	20	
52	Centro Oriente	Matamoros de Izúcar	AEN	Atencingo II	T2	115	34.5	1970	49	12.5	20	
53	Centro Oriente	Matamoros de Izúcar	HAN	Huehuetlán	T2	34.5	13.8	1970	49	3	6.25	
54	Centro Oriente	Matamoros de Izúcar	HAN	Huehuetlán	T1	34.5	13.8	1970	49	3	6.25	
55	Oriente	Coahuila	MIU	Minatitlán Uno	T3	115	13.8	1979	40	20	20	
56	Sureste	Oaxaca	MHT	Miahuatlán	T1	115	13.8	1971	48	9.38	9.38	
57	Sureste	San Cristóbal	CRI	San Cristóbal	T1	115	34.5	1975	44	12.5	20	
58	Peninsular	Tizimín	TZM	Tizimín	T1	115	34.5	1973	46	12.5	20	
59	Valle de	Basílica	XAL	Xalostoc	T2	230	23	1970	49	60	60	

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	
	Mex. Norte											
60	Valle de Mex. Centro	Netzahualcóyotl	NET	Netzahualcóyotl	T4	85	23	1982	37	30	30	Derrateo adicional por fallas
61	Valle de Mex. Centro	Polanco	HTC	Huasteca	T3	85	23	1981	38	30	30	Derrateo adicional por fallas
62	Valle de Mex. Sur	Volcanes	CHA	Chalco	T2	85	23	1967	52	30	30	
Total										527.3	571.3	

Tabla VI.10. Listado de transformadores de AT/MT incluidos en el programa de modernización 2022.
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	
63	Baja California	Constitución	PUP	Punta Prieta	T1	115	13.8	1971	48	12.5	20	
64	Noroeste	Caborca	ANT	Antimonio	T1	115	13.8	1973	46	20	20	
65	Norte	Torreón	TRR	Torreón	T1	115	13.8	1970	49	20	20	
66	Golfo Norte	Metro PTE	CAT	Santa Catarina	T1	115	13.8	1975	44	30	30	
67	Golfo Centro	Victoria	OVO	Olivo	T1	115	13.8	1970	49	20	20	
68	Jalisco	Minas	AMT	Amatitlán	T2	69	23	1969	50	6.25	6.25	
69	Bajío	Zacatecas	SNA	Salinas	T1	115	13.8	1969	50	6.25	6.25	
70	Centro Occidente	Zitácuaro	MNC	Monarca	T1	115	23	1975	44	20	20	
71	Centro Sur	Atlacomulco	CSN	Canchesda	T2	115	13.8	1970	49	20	20	
72	Centro Oriente	Tecamachalco	SER	Serdán	T1	34.5	13.8	1977	42	6.25	6.25	
73	Centro Oriente	Tulancingo	CRM	El Carmen	T1	85	23	1971	48	15	20	
74	Oriente	Veracruz	MCB	Mocambo	T2	115	13.8	1975	44	40	40	
75	Sureste	San Cristóbal	CRI	San Cristóbal	T2	115	13.8	1976	43	9.38	9.38	
76	Sureste	Tapachula	AYA	Acacoyagua	T2	115	13.8	1977	42	9.38	9.38	
77	Peninsular	Motul	SDM	Santo Domingo	T1	115	13.8	1970	49	12.5	20	
78	Valle de Mex. Norte	Basílica	XAL	Xalostoc	T3	230	23	1970	49	60	60	
79	Valle de Mex. Centro	Polanco	HTC	Huasteca	T4	85	23	1981	38	30	30	Derrateo adicional por fallas
80	Valle de Mex. Sur	Volcanes	PDC	Paso de Cortés	T1	115	13.8	1968	51	5	6.25	
Total										342.5	363.8	

Tabla VI.11. Listado de transformadores de AT/MT incluidos en el programa de modernización 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	Baja California	Mexicali	CRO	Centro	T3	161	34.5	1975	44	37.5	40	
3	Noroeste	Hermosillo	SBO	Subestación Ocho	T1	115	13.8	1965	54	12.5	20	
4	Noroeste	Los Mochis	HRS	Hornillos	T1	115	13.8	1969	50	12.5	20	
5	Noroeste	Los Mochis	JAE	Jose Angel Espinoza	T1	115	34.5	1970	49	12.5	20	
6	Norte	Chihuahua	CUP	Chihuahua Planta T1	T1	115	23	1969	50	25	30	
7	Norte	Torreón	TRR	Torreón T1	T1	115	13.8	1970	49	20	20	
8	Golfo Norte	Metropolitana Oriente	FUN	Fundidora T2	T2	115	13.8	1968	51	20	30	
9	Golfo Norte	Metropolitana Oriente	FUN	Fundidora T1	T1	115	13.8	1967	52	17	30	
10	Golfo Centro	Mante	MAN	MANTE	T1	115	13.8	1980	39	20	30	Derrateo adicional por fallas
11	Golfo Centro	Mante	MAN	MANTE	T2	115	13.8	1980	39	20	30	Derrateo adicional por fallas
12	Jalisco	Metropolitana Hidalgo	ALA	Alameda	T1	69	23	1978	41	40	40	
13	Jalisco	Metropolitana Hidalgo	ALA	Alameda	T2	69	23	1978	41	40	40	
14	Bajío	Irapuato	SLM	Salamanca T4	T4	115	13.8	1968	51	20	20	
15	Bajío	Zacatecas	GPE	Guadalupe T2	T2	115	34.5	1969	50	12.5	20	
16	Centro Occidente	Colima	AIA	Armeria	T1	115	13.8	1969	50	12.5	20	
17	Centro Occidente	Uruapan	MRR	La Mira	T2	115	13.8	1978	41	20	20	
18	Centro Sur	Morelos	CIV	CIVAC	T2	115	23	1972	47	30	30	
19	Centro Sur	Toluca	SMT	San Mateo	T2	115	13.8	1974	45	20	20	
20	Centro Oriente	Tulancingo	CRM	Carmen	T2	85	23	1971	48	15	20	
21	Centro Oriente	Matamoros	IZM	Izucar de Matamoros	T2	115	13.8	1975	44	20	20	
22	Oriente	Veracruz	MCB	Mocambo T2	T2	115	13.8	1975	44	40	40	
23	Oriente	Teziutlan	ZXP	Zacapuaxtla T2	T2	115	13.8	1970	49	20	20	
24	Sureste	San Cristobal	OCO	Ocosingo	T3	115	34.5	1978	41	12.5	20	
25	Sureste	Tapachula	TNA	Tonala	T1	115	13.8	1978	41	20	20	
26	Peninsular	Campeche	LRA	Lerma	T5	115	13.8	1970	49	20	20	
27	Peninsular	Motul	KOP	Kopte	T1	115	34.5	1978	41	20	20	
28	Valle de Mex. Norte	Atizapan	LEC	Lecheria	T4	85	13.8	1971	48	54.2	60	
29	Valle de Mex. Centro	Tacuba	TAC	Tacuba	T4	85	23	1969	50	30	30	

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	
30	Valle de Mex. Centro	Aeropuerto	MZA	Moctezuma	T2	85	23	1967	52	30	30	
31	Valle de Mex. Sur	Volcanes	CHA	Chalco	T2	85	23	1967	52	30	30	
32	Valle de Mex. Sur	Toluca	ATE	Atenco	T4	85	23	1969	50	30	30	
Total					32					746	860	

6.6 Modernización de las Redes Generales de Distribución.

6.6.1 Transformadores de distribución con vida útil terminada.

Objetivo

Reemplazar interruptores de MT en subestaciones y transformadores de distribución de MT/BT con más de 40 años de servicio para reducir y prevenir interrupciones en el servicio de energía eléctrica y aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico de distribución.

Descripción

En las Redes Generales de Distribución se cuenta con equipos que superan los 40 años de servicio, y que durante su periodo de servicio han estado expuestos a esfuerzos eléctricos y físicos, es el caso de algunos interruptores de potencia y transformadores de distribución, estas condiciones generan interrupciones en el servicio cada vez más frecuentes o severas, por lo que se requiere de un programa de reemplazo para estos equipos.

El alcance del programa se puede observar en las tablas VI.16 y VI.17

Tabla VI.16 Transformadores de Distribución (MT/BT) con necesidad de reemplazo

Unidades de Negocio	2019	2020	2021	2022	2023	Total
	No. Equipos					
Baja California	12	13	12	8	10	55
Bajío	23	18	24	24	22	111
Centro Occidente	11	11	11	11	13	58
Centro Oriente	22	21	22	22	24	111
Centro Sur	17	18	21	22	19	97
Golfo Centro	251	235	225	224	197	1,131
Golfo Norte	10	12	10	10	11	54
Jalisco	8	7	7	7	7	36
Noroeste	234	222	220	227	218	1,121
Norte	152	151	140	125	126	694
Oriente	139	140	140	133	129	681

Dirección General

Unidades de Negocio	2019	2020	2021	2022	2023	Total
	No. Equipos					
Peninsular	11	13	15	13	16	69
Sureste	12	13	12	17	18	72
Valle de México Centro	13	14	12	13	13	65
Valle de México Norte	13	18	16	17	18	83
Valle de México Sur	13	10	13	11	9	56
Total	941	916	900	884	850	4,491

Fuente: CFE Distribución

Tabla VI.17 Interruptores de MT en subestaciones con necesidad de reemplazo

División	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Baja California	3	3	3	2	2	13
Bajío	5	4	5	5	5	24
Centro Occidente	2	3	3	2	3	13
Centro Oriente	5	5	5	5	5	25
Centro Sur	4	4	5	5	4	22
Golfo Centro	57	53	51	51	45	257
Golfo Norte	2	3	2	2	2	11
Jalisco	2	2	2	2	2	10
Noroeste	53	50	50	51	50	254
Norte	35	34	32	28	29	158
Oriente	32	32	32	30	29	155
Peninsular	3	3	3	3	4	16
Sureste	3	3	3	4	4	17
Valle de México Centro	3	3	3	3	3	15
Valle de México Norte	3	4	4	4	4	19
Valle de México Sur	3	2	3	2	2	12
Total	215	208	206	199	193	1,021

Fuente: CFE Distribución

6.6.2 Corrección de puntos de riesgo para la prevención de accidentes de terceros.

Objetivo

Reducir los accidentes por contacto eléctrico de personas ajenas a la CFE con las Redes Generales de Distribución, así como el número de interrupciones del suministro eléctrico a la sociedad coadyuvando en la disminución de inconformidades.

Descripción

CFE Distribución a través de la Dirección de Distribución consideró la necesidad de prevenir accidentes en la infraestructura eléctrica de las RGD en las que participan personas ajenas a CFE, con la implementación de acciones preventivas y correctivas necesarias derivado del diagnóstico de accidentes en la cual la principal causa se encuentran las invasiones a las distancias de seguridad de las instalaciones existentes, poniendo en riesgo su seguridad. Así mismo crear una cultura de prevención de accidentes entre la sociedad con el apoyo de autoridades federales, estatales, municipales, cámaras empresariales, centros educativos y la propia sociedad civil.

Dirección General

Para identificar los puntos de riesgo en las RGD y su evaluación por prioridad se realizan inspecciones por el personal de CFE, para detectar las anomalías con riesgo potencial, que conlleve algún accidente por terceros, por incumplimiento con las distancias mínimas permisibles, de acuerdo con lo indicado en las normas y especificaciones aplicables para las RGD. Se podrá recibir reporte de los usuarios, en relación con puntos de riesgo en las RGD para la prevención de accidentes a terceros.

Se realiza la identificación de los puntos de riesgo en las RGD identificadas con base en lo siguiente:

- Si las instalaciones no cumplen con las distancias indicadas en las normas y especificaciones aplicables para las RGD, el tipo de riesgo es Alto.
- Si las instalaciones cumplen con las distancias mínimas indicadas en las normas y especificaciones aplicables para las RGD y cuentan con áreas accesibles a personas ajenas a CFE que ponen en riesgo su seguridad (techos, balcones, pasos a desnivel, puentes peatonales, entre otros) el tipo de riesgo es Medio.
- Si las instalaciones cumplen con las distancias indicadas en las normas y especificaciones aplicables para las RGD, pero existe una construcción en proceso que pueda reducir las distancias mínimas permisibles que ponen en riesgo la seguridad de personas ajenas a CFE, el tipo de riesgo es Bajo.

Una vez identificado el tipo de riesgo, se deberán tomar las medidas y acciones necesarias para la adecuación y corrección de los puntos de riesgo, como son:

- Riesgo alto:
 - Elaborar proyecto de adecuación de la instalación (modificación de estructura, cambio de trayectoria, cambio de conductor desnudo a semiaislado, cambio de aéreo a subterráneo, reubicación de equipo eléctrico).
 - Elaborar Proyecto de Obra (PO), en el Módulo del SIAD, identificando que se refiere a una obra necesaria para evitar accidentes de terceros.
 - Para el caso de construcciones que no cumplen con las distancias solicitadas en las normas y especificaciones aplicables en Distribución notificar a las autoridades encargadas que emiten las licencias de construcción, para su corrección.
- Riesgo medio:
 - Elaborar proyecto de adecuación de la instalación (modificación de estructura, cambio de trayectoria, cambio de conductor desnudo a semiaislado, cambio de aéreo a subterráneo).
 - Elaborar PO, en el Módulo del SIAD, identificando que se refiere a una obra necesaria para evitar accidentes de terceros.
- Riesgo bajo:

Dirección General

- Notificar mediante oficio a las autoridades encargadas que emiten las licencias de construcción, para su conocimiento y atención, así como a Protección Civil.
- Notificar mediante oficio a la constructora o particulares de tomar las medidas de seguridad para evitar cualquier accidente.

Una vez que se tengan identificados los puntos de riesgo y su proyecto de modificación, son incluidas en este documento.

Cuando la solicitud de adecuación o modificación la realice un tercero, se deberá aplicar el Reglamento de la Ley del Servicio de Energía Eléctrica en Materia de Aportaciones.

Dentro de estas acciones para la prevención de puntos de riesgo se deberán considerar los siguientes proyectos:

- Incluir proyectos en el PAM con la finalidad de prevenir accidentes de terceros en puntos de riesgo.
- La construcción de nuevas obras eléctricas en áreas urbanas deberá analizar el uso de cruceta tipo volada y cable semiaislado.
- Cambio de red área por red subterránea en zonas con alto riesgo por cercanía con la infraestructura eléctrica de CFE.
- Promover el uso de nuevas tecnologías en proyectos de las RGD, por ejemplo, el uso de cable aislado para circuitos aéreos.

Detectar de manera oportuna instalaciones eléctricas de las Redes Generales de Distribución que representan un riesgo de contacto eléctrico con las personas ajenas a la CFE, con la finalidad de realizar modificaciones a la infraestructura y reducir el índice de accidentes.

Se deberán identificar las Redes Generales de Distribución que representen algún riesgo para la sociedad y programar su modificación para eliminar cualquier posible peligro de accidente por contacto eléctrico. Dando seguimiento a la ejecución de obras necesarias para minimizar la incidencia. Siendo el ámbito de aplicación nacional.

VII. Proyectos Específicos.

7.1 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.

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	2019		2020		2021		2022		2023	
	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

Dirección General

División	2019		2020		2021		2022		2023	
	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
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
Bajo	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

7.2 Modernización (Reemplazo de Medidores Obsoletos).

Objetivo

Este proyecto tiene la finalidad principal de reducir el volumen de energía eléctrica pérdida por causas no técnicas, incrementar las ventas por un mejoramiento en la calidad de la facturación, así como mejorar la detección de anomalías relacionadas con mediciones que no permiten el registro total del consumo de la energía de los usuarios, realizando la modernización de la medición, cambiando los medidores electromecánicos por medidores electrónicos.

La evaluación económica del programa, bajo el rubro de beneficios, reporta los ingresos que, de cumplirse los supuestos, generaría el programa por concepto de energía mejor medida derivado a

que la energía pérdida por estas causas tiende a incrementar el indicador de pérdidas con consecuencias económicas para CFE y el país.

Descripción

El proyecto consiste en la modernización de la medición la cual es necesaria para reducir las pérdidas de energía no técnicas, causadas por los medidores obsoletos, realizando el cambio de los medidores electromecánicos a electrónicos:

Modernización (reemplazo de medidores obsoletos): Recuperación de energía mediante el reemplazo de medidores electromecánicos (con una exactitud de $\pm 2\%$), mejorando la precisión en la medición de ventas de energía por su modernización con medidores electrónicos (con una exactitud de $\pm 0.5\%$)

Con la acción de reemplazo de medidores obsoletos, se incrementa la calidad en la facturación al instalar medidores que facilitan la toma de lectura reduciendo los errores administrativos en esta actividad, así como también la mejora en la medición de la energía eléctrica consumida por los usuarios al instalar medidores con una mejor exactitud de medida.

Actualmente dentro de las Redes Generales de Distribución se detectaron equipos electromecánicos que se encuentran dañados o ya cumplieron su vida útil, por lo que contribuyen a que el consumo real no sea registrado correctamente y que la pérdida de energía eléctrica por causas no técnicas se incremente.

Las adquisiciones contenidas en este programa permitirán modernizar el servicio de energía eléctrica a viviendas, plantas industriales, centros comerciales y el sector de servicios, así mismo permitirá efectuar las sustituciones de los medidores en operación que han llegado al término de su vida útil y por su deterioro proporcionan un servicio deficiente generando un grado de incertidumbre mayor en su registro, y de esta forma estar en condiciones de poder continuar contabilizando el suministro eléctrico de manera correcta.

Se espera que con este proyecto se evite en 2019 una pérdida no técnica de 106 GWh, equivalente a una disminución del indicador de pérdidas de energía de 0.05 puntos porcentuales ver Tabla VI.24.

Tabla VI.24 Pérdida no técnica de energía que se espera evitar con la modernización de la medición del 2019 al 2023

División	Beneficios GWh					Total
	2019	2020	2021	2022	2023	
Oriente	24	25	26	26	27	128
Valle de México Sur	15	15	16	16	17	78
Norte	11	12	12	12	13	61
Noroeste	9	10	10	10	10	49
Baja California	7	7	8	8	8	39
Golfo Norte	5	5	6	6	6	28
Peninsular	5	5	5	5	5	24
Golfo Centro	4	4	4	4	4	20
Jalisco	4	4	4	4	4	19

División	Beneficios GWh					Total
	2019	2020	2021	2022	2023	
Valle de México Centro	4	4	4	4	4	19
Bajío	4	4	4	4	4	19
Centro Sur	4	4	4	4	4	19
Centro Oriente	3	3	3	3	3	16
Centro Occidente	3	3	3	3	3	16
Valle de México Norte	3	3	3	3	3	15
Sureste	2	2	3	3	3	13
Nacional	106	109	113	116	120	564

Fuente: CFE Distribución

7.3 Reemplazo del Cable Submarino de Isla Mujeres.

Objetivo

El proyecto Reemplazo del Cable Submarino de Isla Mujeres considera la sustitución del conductor que distribuye el suministro de energía eléctrica al lado insular del municipio de Isla Mujeres, derivado del daño estructural que ha sufrido a lo largo de su vida útil y al incremento de fallas presentadas en estos últimos años.

El cable opera desde 1989, por lo que cumplirá 30 años de operación en 2019, concluyendo su vida útil. Tiene tramos con daños estructurales que han sido provocados por el paso de diversas embarcaciones, las cuales han fracturado el aislante del cable debido a los anclajes, lo que impacta de manera negativa su capacidad de transporte de energía eléctrica y en la confiabilidad. Esto, además de la degradación por el efecto del tiempo que lleva en operación.

El objetivo del proyecto es incrementar la capacidad del conductor submarino de Isla Mujeres para satisfacer el crecimiento de la demanda incremental en el área de influencia y mejorar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica, tanto en estado normal como bajo contingencias sencillas, con la calidad, confiabilidad y seguridad requeridas.

Problemática

Actualmente se proporciona el suministro eléctrico a Isla Mujeres con los circuitos en 34.5 kV de la subestación Bonampak (BNP-53140, preferente y BNP 53130, emergente), ubicada en el oriente de la ciudad de Cancún, en el estado de Quintana Roo. A diciembre de 2018, Isla Mujeres contaba con 8,055 usuarios del servicio de energía eléctrica.

En la subestación Bonampak 115/34.5 kV (20 MVA), se estima para el año 2027 una demanda de 15.4 MW. De acuerdo al diagnóstico de las condiciones operativas del conductor, indican que tiene a 2017 una regulación de voltaje de 8.32%, debido a que la fuente está ubicada a 16 km de la isla; 10 km del lado continente y 6.9 km de cable submarino, y a que la carga está concentrada al final del circuito.

El valor de pérdidas de potencia en todo el conductor es de 1 272 kW (9.82%) y pérdidas de energía anuales del orden de 5 089 595 kWh; por lo cual no cumple con los criterios básicos para

Dirección General

operar en un sistema de distribución con la calidad y confiabilidad deseadas. Por lo anterior, no se cumple con los valores establecidos de regulación de voltaje de 5%, conforme a las disposiciones de carácter administrativo emitidas por la CRE en el Código de Red, Artículo 12, fracción XXXVII de la LIE y para pérdidas técnicas de potencia del 2%, definido en los criterios de Distribución para redes de media tensión.

Al ser la única fuente de suministro hacia la isla, lo anterior representa un riesgo latente de falla que se incrementa con el tiempo y con el crecimiento de la demanda de energía.

Durante 2019, previo a la entrada del nuevo cable, se llevarán a cabo las obras necesarias para mitigar el riesgo de falla del cable actual, mediante las siguientes acciones:

- En la subestación existente Playa mujeres con capacidad actual de 1T-20 MVA 115/34.5 kV, se realizará la Instalación de un segundo transformador de 20 MVA de capacidad y relación de transformación 115/34.5 kV e instalación de 1C-0.5 km-3F-4H-33kV-XLP-CU-500 kCM hasta el punto de transición subterráneo-submarino del lado continental.
- Estas acciones permitirán prescindir de 10 km de línea aérea en media tensión, desde la actual fuente de suministro que es la subestación Bonampak, con el beneficio de tener una mejora en la regulación de voltaje y, por lo tanto, mejorar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.
- Con estas acciones, la línea emergente provendrá de la subestación Bonampak y la preferente de la subestación Playa Mujeres.

Asimismo, en relación con las fallas en el cable submarino BNP-53140, la frecuencia de las interrupciones se ha incrementado en los últimos años, debido a causas externas como golpes de embarcaciones, fallas por deterioro y envejecimiento del aislamiento de los mono-conductores submarinos. Esta situación representa una condición de riesgo para la continuidad del servicio eléctrico, con las repercusiones económicas, molestias y quejas de turistas, habitantes y empresarios que visitan el lugar.

Cabe mencionar que el conductor, prácticamente con vida útil concluida, ha sufrido degradación en su aislamiento y armadura, lo cual ha provocado que la capacidad de conducción se reduzca y aumente significativamente el riesgo de falla en el corto plazo.

En la tabla VII.1, se observa el historial de fallas que ha sufrido el conductor desde su instalación,

Haciéndose más frecuentes durante los años 2017 y 2018.

Tabla VII.1 Historial de fallas en el cable de energía de Isla Mujeres de 1989 a 2018

No.	Año	SE/Equipo	Demanda (kW)	Usuarios afectados	Duración (Min)	MWh	Observaciones
1	1989	BNP 53140					Falla por defecto de empalmes fase "C".
2	1989	BNP 53140					Falla por defecto de empalmes fase "B".
3	1990	BNP 53140					Falla mecánica por impacto a la armadura de cable fase "B".
4	1997	BNP 53140					Falla mecánica por impacto a la armadura de cable fase "B".
5	2006	BNP 53130	200	100	19	0.06	Maniobra cambio de fases que alimentan la isla
6	2007	BNP 53140	4 950	4 876	57	4.7	Falla cable dañado fase B.

Dirección General

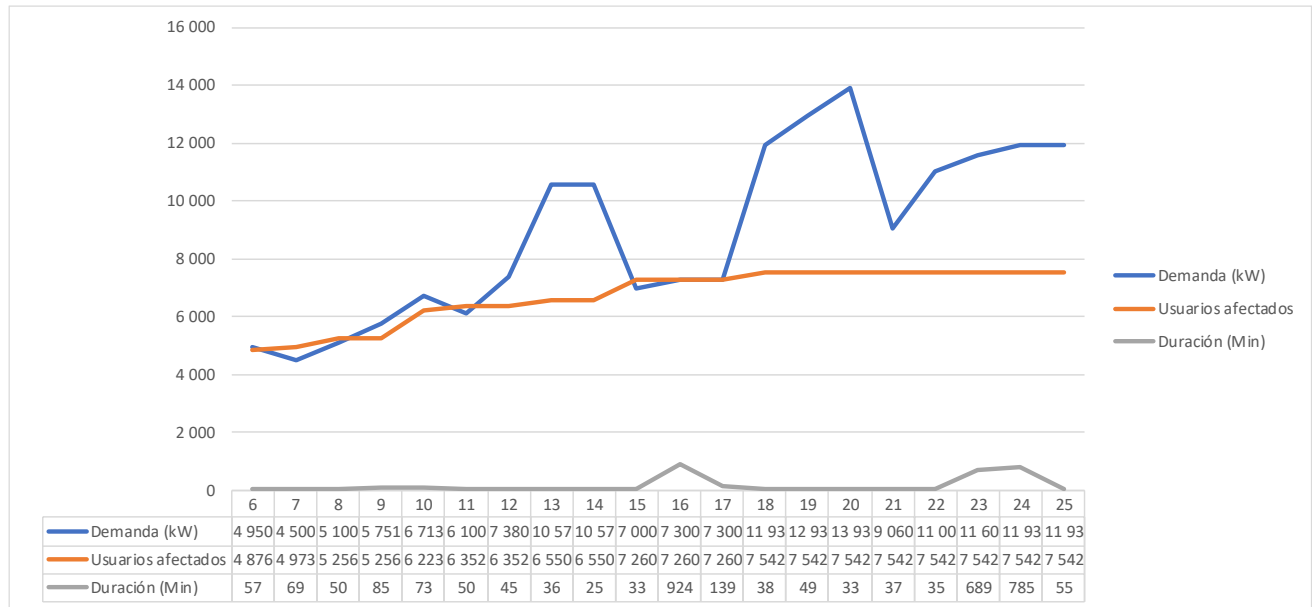
No.	Año	SE/Equipo		Demanda (kW)	Usuarios afectados	Duración (Min)	MWh	Observaciones
7	2007	BNP	53130	4 500	4 973	69	5.18	Falla mecánica por impacto de Draga en cable "D".
8	2011	BNP	53130	5 100	5 256	50	4.25	Falla fase "C" aislamiento empalme
9	2013	BNP	53130	5 751	5 256	85	8.15	Falla de aislamiento 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	Degradamiento de aislamiento
25	2018	BNP	53140	11 150	7 542	55	10.22	Degradamiento de aislamiento

Fuente: CFE Distribución

En las interrupciones mostrada en el cuadro anterior se contabiliza una energía dejada de vender de 520.45 MWh a lo largo de su vida operativa.

En la gráfica VII.1 se muestra el historial de fallas, la duración en minutos, el número de usuarios afectados y la demanda de energía afectada.

Grafica VII.1 Historial de fallas en el cable de energía de Isla Mujeres de 2007 a 2018



Fuente: CFE Distribución

Descripción

El enlace eléctrico submarino que proporciona el servicio eléctrico a Isla Mujeres consta de 4 cables de potencia que entraron en operación comercial el 19 de octubre de 1989, el tiempo de vida útil esperado es de 30 años. A poco más de 29 años de servicio, este enlace ha presentado un historial de fallas, las cuales se tienen plenamente documentadas, lo cual reduce su capacidad de conducción de corriente.

De igual forma, se ha presentado un incremento en la tasa de fallas debido a la degradación significativa del aislamiento y armadura del cable, lo que produce que no se pueda aprovechar la capacidad nominal del conductor, aumentando significativamente el riesgo de falla en el corto plazo.

Al no haber fuente alterna de suministro de energía eléctrica a la isla y debido al estado físico y años de operación, se asume que, a la fecha de entrada en operación, no será factible distribuir la energía eléctrica a través de este cable.

A poco más de 29 años de servicio, este enlace ha presentado un historial de 25 fallas, de las cuales las más representativas se observan a partir de 2007, lo cual reduce su capacidad de conducción de corriente.

Dirección General

En las imágenes VII.1 y VII.2, se puede observar el daño ocasionado por el impacto y arrastre del ancla de alguna embarcación en el cable B.

Imagen VII.1 Arrastre de ancla



Imagen VII.2 Impacto de Ancla



A continuación, se muestra la falla en el cable de la fase C, ver imagen VII.3, en la cual se aprecia el daño ocasionado por la propela de una embarcación.

Imagen VII.3 Daño en la Fase C del conductor



Fuente: CFE Distribución

Debido al envejecimiento acelerado del cable actual, su capacidad de transmisión de potencia eléctrica que está limitada para atender el crecimiento de la demanda, por lo que es necesario el reemplazo tramo submarino del conductor con las siguientes características: 1 Circuito de 6.9 km, 3 Fases, 4 Hilos a 33 KV tipo EP de cobre (CU), calibre 500 kCM, 133% N.A.-N.C (Cable de potencia tipo EP con 133% de Nivel de Aislamiento – Neutro Corrido). Este proyecto se alimentará de la Subestación de transición Playa Mujeres como se muestra en la imagen VII.4.

Imagen VII.4 ubicación geográfica del tramo submarino que será reemplazado



Fuente: CFE Distribución

7.4 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 1 912 usuarios actuales y futuros en la Isla de Holbox.

Problemática

La Isla de Holbox tiene un sistema eléctrico aislado de las Redes Generales de Distribución. 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 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 VII.5

Tabla VII.5.- Capacidad firme instalada con derrateo, contra la Demanda máxima al año 2018 y la esperada al 2021, Fecha de Entrada en Operación (FEO) del proyecto.

Proyecto	Capacidad sin proyecto	Demanda Máxima 2018	Demanda Máxima Esperada 2021
	(kW)		
Conexión de la Isla de Holbox	2 400	2 610	3 725

Fuente CFE Distribución

Descripción

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 2 610 kW.

Dirección General

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 2021 es de 3,725 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 2018 la Planta de Generación de la isla de Holbox, fuente de abastecimiento del lugar, generó, 14.566GWh de energía, de los cuales vendió 13.402 GWh, lo que se tradujo en una facturación de 32.9 millones de pesos (MDP). El costo de producción para generar esa energía en ese año fue de 94.4MDP, de los cuales 6.1 MDP representaron costos administrativos y 88.266 MDP costos operativos. En la tabla VII.6 se muestran las ventas del producto, costos administrativos; costos totales de generación, operación y mantenimiento de la Planta Eléctrica Holbox.

Tabla VII.6 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

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.

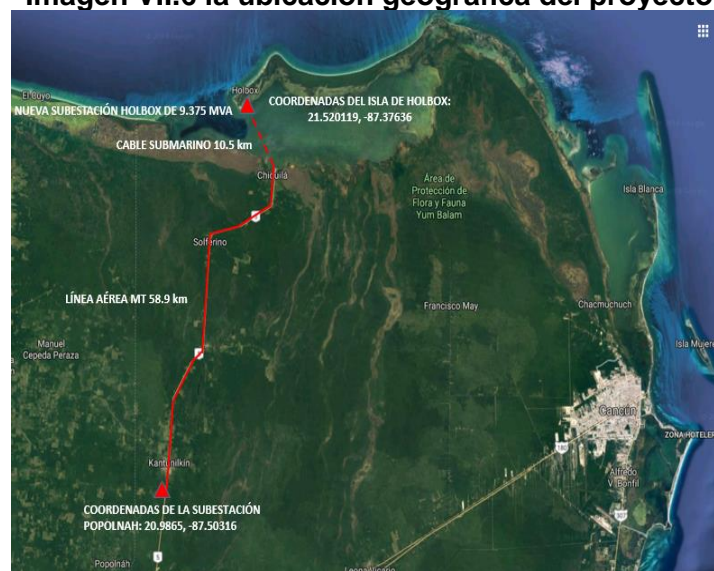
Figura VII.5 Instalaciones actuales



Fuente: CFE Distribución

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. A continuación, se muestra en la imagen VII.5 la ubicación geográfica del proyecto.

Imagen VII.6 la ubicación geográfica del proyecto



Fuente: CFE Distribución

VIII. Proyectos de Redes Eléctricas Inteligentes.

8.1 Incrementar la eficiencia de los procesos operativos de CFE Distribución a través de proyectos de la Red Eléctrica Inteligente.

El proyecto de la Red Eléctrica Inteligente (REI) consiste en llevar a cabo la modernización de la red eléctrica de Distribución en cuanto a su administración, operación, mantenimiento, despacho y atención a usuarios, mediante la adquisición de sistemas informáticos interconectados, que se encuentren diseñados bajo una arquitectura integrada, que cumpla con los tiempos de respuesta requeridos en cada uno de los distintos procesos que intervienen.

El proyecto de REI está enfocado a la operación y administración de un sistema eléctrico, en general que abarca desde la generación hasta la distribución, pasando por la operación desde un Centro de Control, sin embargo, la mayor cantidad de aplicaciones y desarrollos que hay por las empresas proveedoras en el mundo que están enfocados hacia la distribución, es así, que los beneficios e impacto de un proyecto como este, en mayor medida se da en la red distribución.

El proyecto para la implementación de una REI es un sistema para administrar los recursos del sistema eléctrico, la operación, mantenimiento, despacho y atención de usuarios a través de sistemas informáticos, involucra también las comunicaciones hacia campo que ya se tiene en su mayor parte, involucra la medición inteligente o Smart Meter, sin embargo, aún sin, contar con este último elemento, no merma las funcionalidades del sistema de la REI totalmente integrado a usuarios. En la Figura VIII.1 y en la Tabla VIII.1, se muestran de manera gráfica los principales componentes de este sistema:

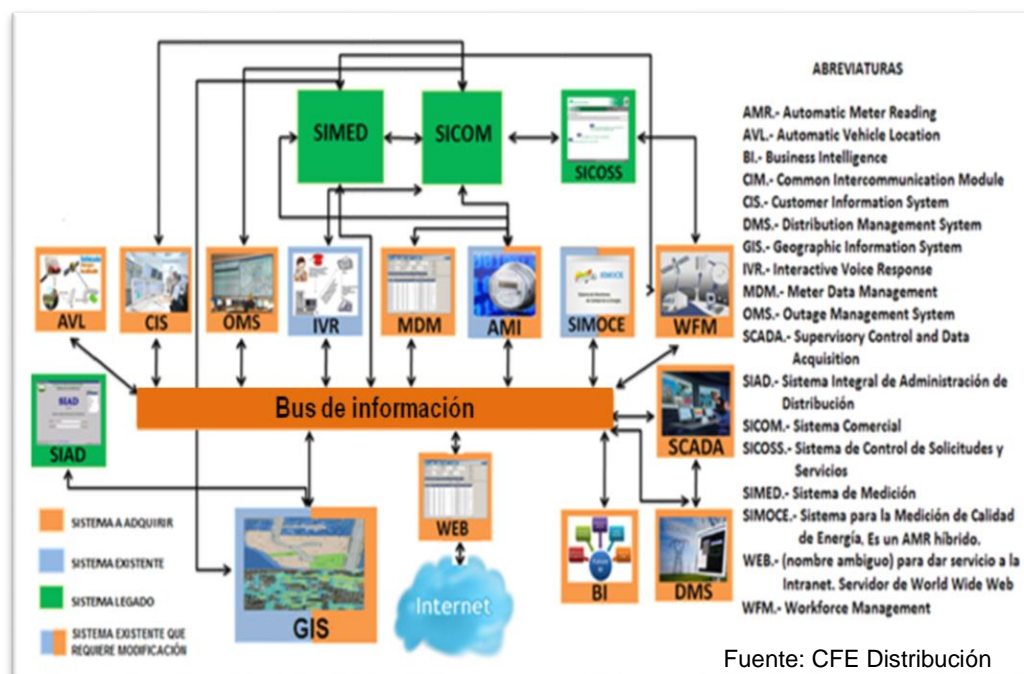


Figura VIII.1. Principales componentes de una Red Eléctrica Inteligente (REI) en distribución.

Tabla VIII.1. Principales componentes de una Red Eléctrica Inteligente (REI) en distribución.

Componentes	Módulos de las Redes Inteligentes
Operaciones de la Red	OMS (Sistema para la Administración de Interrupciones)
	AMI (Infraestructura Avanzada de la Medición)
	DMS (Sistema para la Administración en Distribución)
	SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos)
Gestión de Activos y Trabajo	WFM (Administración de la Fuerza de Trabajo)
	AVL (Localización Automática de Vehículos)
Tecnología	GIS (Sistema de Información Geográfica) adecuación de datos
	BI (Inteligencia de Negocios)
	Servidor WEB
	Bus de datos
Consumidor	MDM (Administración de Datos de la Medición)
	CIS (Sistema de Información al Cliente)
	Adecuación y desarrollo del IVR (Respuesta de Voz Interactiva)
Levantamiento en campo de activo	
Equipo de Medición	
Sistemas de Comunicación	

Fuente: CFE Distribución

Elementos componentes

A continuación se hace una breve descripción de cada una de las aplicaciones que integran este proyecto y la interrelación que tienen con el resto del sistema con lo que se explica por sí mismo la importancia de que tiene el hecho de que debe ser adquirido como un todo y no en partes así como el porqué es importante que aunque no hay un fabricante que pueda ofrecer todos los componentes debe existir una interrelación entre los distintos fabricantes para que el sistema totalmente integrado cumpla con el desempeño final esperado.

1) GIS (Sistema de Información Geográfica). - Este sistema ya se adquirido y está en operación en CFE, se considera que es la parte central y fundamental de todas las aplicaciones de la REI. Es la base para el manejo de activo de las instalaciones y además de ser un manejador de bases de

Dirección General

datos y un visualizador de la información geográfica permite hacer corridas de flujo por las características y los atributos de las propias bases de datos, indispensable para los estudios y cálculos de un sistema eléctrico en donde se requiere establecer una continuidad en la conectividad de las líneas.

2) AVL (Localización Automática de Vehículos). - Se requiere adquirir o contratar el servicio de una aplicación que permite identificar la ubicación y el tipo de vehículo sobre la base geográfica del GIS, con la finalidad de llevar un registro de los traslados, hacer cálculos de tiempos y movimientos, llevar un control del desgaste de los vehículos y consumo de combustible y complementa a otras aplicaciones automáticas de despacho de cuadrillas

3) SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos). - Para este caso, se hace referencia al SCADA porque implica la funcionalidad del sistema completo, tanto de las Unidades Terminales Remotas (UTR) de campo que controlan la información de los equipos e instalaciones eléctricas y de la Unidad o Unidades Centrales Maestras que obtienen y procesan dicha información.

4) DMS (Sistema para la Administración en Distribución). - Es una aplicación que contiene varios módulos, que son de gran apoyo en la toma de decisiones para un operador de un centro de control. Para su funcionamiento, requiere del intercambio de información principalmente del GIS y del SCADA, obtiene del SCADA la información de tiempo real de las instalaciones eléctricas y apoyado con las herramientas del GIS, toma la topología y las características de conectividad de las instalaciones.

5) AMI (Infraestructura Avanzada de la Medición). - Este es un sistema que requiere ser adquirido únicamente en lo que corresponde a los servidores que recolectan y envían información hacia los equipos de medición, ya que reutilizaría la infraestructura de medición y comunicaciones ya instalada en campo.

6) MDM (Administración de Datos de la Medición). - Este sistema requiere ser adquirido, tiene tres funciones principales que son la de analizar los valores de medición actuales, contra consumos anteriores para ver discrepancias o datos fuera de lo común, la facturación y la emisión de reportes. Su interconexión principal es con el AMI.

7) IVR (Respuesta de Voz Interactiva). - Este sistema ya existente en CFE, requiere de adecuar para que a través del Sistema de Información al Cliente (CIS) y consultando en la base de datos del GIS interactuando con el resto del sistema de REI, identifique al cliente y de manera automática lo pueda atender para casos de aclaraciones, de falta de energía eléctrica, facturación o consumos.

8) CIS (Sistema de Información al Cliente). - Es un sistema que debe ser adquirido y tiene como propósito administrar la información relacionada con la atención al cliente en tiempo real e histórico, está conectado al sistema de facturación MDM, al de medición AMI, a los sistemas GIS y SCADA, así como el de la administración de la fuerza de trabajo de las cuadrillas.

9) OMS (Sistema para la Administración de Interrupciones). - Es un sistema que debe ser adquirido y se alimenta de la información proveniente del SCADA, de los medidores AMI, de las llamadas de los usuarios CIS, para ser concentrada y llevada esta información a un centro de despacho, ordenando la información por grado de relevancia en función de la magnitud de la falla e importancia de los usuarios afectados entre otros criterios.

10) WFM (Administración de la Fuerza de Trabajo). - Es un sistema que debe ser adquirido, se alimenta de la información que proporciona el GIS en conjunto con el AVL para ubicar la posición de las cuadrillas, el tipo de vehículo que se dispone, complementa la base de datos con el personal que integra la cuadrilla para evaluar el grado de preparación y capacitación del personal, se alimenta también de los sistemas disponibles de tráfico para planear las trayectorias de traslados

11) BI (Inteligencia de Negocios). - Es una aplicación que requiere ser adquirida y es un sistema experto que se vale de todos los módulos y aplicaciones anteriores para hacer propuestas de mejora, que no pueden tener una solución con acciones de maniobras operativas, como son los cambios de calibres por sobrecargas o bajos voltajes, propone la ubicación de nuevas subestaciones, entre otras.

12) Servidor WEB. - Es una aplicación que requiere ser adquirida y es la herramienta con la que se dará servicio tanto a usuarios de CFE como a los usuarios externos a CFE, es la aplicación en la que se consulta de manera transparente las aplicaciones que se procesan en el sistema de REI, se gestiona información como trámite de licencias y otras aplicaciones.

13) El Bus de datos. - Es el medio de comunicación entre los servidores de las REI y es el estándar internacional sobre el que deben estar diseñados los equipos, cumpliendo los atributos de la base de datos conforme al IEC 61968 y IEC 61970.

8.2 Operación remota y automatismo en Redes de Distribución

Objetivo

Este programa tiene como objetivo garantizar una mejora operativa en la reducción del tiempo de restablecimiento del servicio de energía eléctrica y cantidad de clientes afectados, ante una falla en las Redes Generales de Distribución, a través de la adquisición de Equipo de Protección y Seccionamiento (EPROSEC) con Operación Remota y Automatismo. Esto para cumplir con las exigencias del regulador y aplicar las mejores prácticas de la industria en la eficiencia, continuidad, calidad y seguridad de la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica.

Descripción

Se considera instalación de 4 857 equipos restauradores telecontrolados, para niveles de tensión de 13.8 kV hasta 34.5 kV, con una inversión de 1 695 millones de pesos en un periodo de 5 años, para cumplir con los indicadores de Confiabilidad y Calidad de la Potencia de la energía eléctrica en la prestación del servicio de energía eléctrica en los que están establecidos los tiempos máximos de la duración promedio de las interrupciones y la frecuencia de estas. Este programa también pertenece al desarrollo de redes inteligentes de distribución.

Actualmente, debido a que los equipos de seccionamiento instalados son de operación manual, se tiene un tiempo de restablecimiento incierto, ya que depende del horario en el que ocurra la falla, del tiempo de localización de la falla, de la configuración de la red, de la ubicación y número de equipos de protección y seccionamiento instalados, de la habilidad y disponibilidad del personal encargado del restablecimiento del suministro y de las condiciones climatológicas.

Alcance del programa

En la Tabla VIII.2 podemos observar las metas físicas del programa en un periodo de 5 años.

Tabla VIII.2. Meta física para la Instalación de EPROSEC.

Descripción	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Equipos de Protección y Seccionamiento (EPROSEC)	1 052	1 003	905	937	960	4 857

* MDP = Millones de pesos

8.3 Sistema de información geográfica de las Redes Generales de Distribución

Objetivo

Este proyecto tiene el propósito de unificar las diferentes tecnologías de información geográfica y eléctrica de las RGD con que cuenta actualmente CFE Distribución, a través de un Sistema de Información Geográfica que le permita integrar dichas tecnologías y contar con la capacidad para compartir e intercambiar información espacial de la infraestructura del sistema de distribución. A través de un bus de datos basado en el modelo CIM, se puede lograr la máxima eficiencia en la realización de actividades empresariales, apoyándose en fuentes de información geográfica e información correlacionada con el proceso de distribución interno y externo.

Descripción

Este proyecto consiste en cinco fases, las cuales se encuentran en etapa de implementación.

Fase I

La primera Fase consistió en la adquisición instalación y puesta en operación del equipamiento de hardware y software necesario para construir la plataforma tecnológica. Esta fase inició en el año 2011 con la intervención de la CFE en el Valle de México y se encuentra actualmente concluida.

Fase II

La segunda Fase se inició en el año 2015 y consiste en la actualización de sistemas para la adquisición de datos obtener la información geográfica, eléctrica y administrativa a partir de las plataformas tecnológicas existentes. Se encuentra concluida.

Fase III

A partir de lo anterior en 2016 inició la Fase III la cual consiste en redefinir el alcance de los datos de negocio a digitalizar, implementación de la nueva plataforma Geoespacial, migración de Aplicaciones legadas a la nueva plataforma Geoespacial, la Fase III concluye en diciembre 2019.

Fase IV

Dirección General

La Fase IV se llevará a cabo en 2019, 2020 la cual consiste en levantamientos en campo de al menos 31 datos geoespaciales, tales como los que se enumeran a continuación: .

- a) Coordenadas geográficas, altura, resistencia, material e identificador de estructuras de soporte para redes aéreas.
- b) Coordenadas geográficas, material, calibre, número y secuencia de fases de líneas aéreas y subterráneas de media y baja tensión.
- c) Coordenadas geográficas, marca, tipo e identificador de los equipos de protección y seccionamiento.
- d) Coordenadas geográficas, marca, tipo, identificador, capacidad nominal, número de fases y propietario de transformadores de AT/MT.
- e) Coordenadas geográficas, marca, tipo, identificador, capacidad nominal, número de fases de reguladores de tensión.
- f) Coordenadas geográficas, marca, tipo, identificador, capacidad nominal, de bancos de capacitores.
- g) Coordenadas geográficas, número de fases, identificador del medidor, tipo de servicios de suministro conectados a las RGD.
- h) Coordenadas geográficas, número de fases, identificador del medidor, tipo de centrales eléctricas de generación distribuida interconectados a las RGD.

Fase V

La Fase V se ejecutará en paralelo a la Fase IV consiste en el desarrollo de aplicaciones de software para atender necesidades negocio y agilizar la Toma de Decisiones.

Actualmente el Sistema de Información Geográfica (SIG), ha sido desarrollado por CFE y su infraestructura en equipamiento de servidores se ha llevado a cabo. La base principal del sistema ya se encuentra operando y como parte de sus ventajas, es que ya es posible explotar la información de los diferentes procesos en un solo lugar, se han desarrollado en torno a la información conjunta, como son:

El seguimiento de las variaciones de tensión

La ubicación de zonas de conflicto en el Valle de México

El sistema nacional de atención de emergencias con georreferenciación

La localización vehicular

Proyectos Mineros

Contar con la cartografía del INEGI

Detección de usos ilícitos de energía

Programa Luz para México

Tu gobierno en mapas

Atención de solicitudes

Seguridad física en Instalaciones

Así como las nuevas posibilidades de análisis

La herramienta funcionará como plataforma que unificará toda la información que se genera de las instalaciones y usuarios con que cuenta la empresa, lo que permitirá realizar un análisis global de lo que ocurre en las RGD y tener los elementos necesarios para una mejor toma de decisiones en la planeación y operación del sistema de distribución.

8.4 Infraestructura de Medición Avanzada

Objetivo

Este programa consiste en la adquisición equipamiento operativo para que los medidores de Infraestructura Avanzada de Medición tipo AMI existentes en los polígonos de los proyectos terminados, continúen operando en las condiciones óptimas con las que se diseñó . El proyecto considera la compra de medidores para nuevos usuarios dentro de los polígonos mencionados y reemplazo de medidores y equipos de comunicación dañados.

Descripción

Este proyecto conservará la eficiencia de la información obtenida de los polígonos de los proyectos AMI concluidos y actualmente en operación, considerando la atención a dos condiciones que se presentan en dichos polígonos:

- 1) Crecimiento de nuevos usuarios.
- 2) Reemplazo de medidores y equipos de comunicación dañados.

La Infraestructura de Medición Avanzada es fundamental para el desarrollo de la Red Eléctrica Inteligente debido a que permite tener una eficiente recolección de datos, aumentar la consistencia de la información, adicionalmente es necesario dar atención a las solicitudes en la zona geográfica con la misma tecnología, para conservar el esquema de diseño del sistema de medición en todo el polígono.

Dirección General

Tabla VIII.3. Cantidad de medidores AMI a adquirir por remplazo y crecimiento

Divisiones	2019		2020		2021		2022		2023	
	Medidores									
	reemplazo	crecimiento	reemplazo	crecimiento	reemplazo	crecimiento	reemplazo	crecimiento	reemplazo	crecimiento
Baja California	140	374	140	374	140	374	140	374	140	374
Noroeste	180	262	180	262	180	262	180	262	180	262
Norte	33	27	33	27	41	33	41	33	41	33
Golfo Norte	44	126	44	126	44	126	44	126	44	126
Centro Occidente	13	74	13	74	13	74	13	74	13	74
Centro Sur	282	1 525	292	1 575	292	1 575	292	1 575	292	1 575
Oriente	63	114	70	126	70	126	70	126	70	126
Sureste	167	931	236	1 313	247	1 374	247	1 374	247	1 374
Valle de México Norte	462	1 753	1 146	4 345	1 645	6 238	1 645	6 238	1 645	6 238
Valle de México Centro	2 130	1 466	2 902	1 997	3 446	2 371	3 446	2 371	3 446	2 371
Valle de México Sur	154	843	1 015	5 556	1 042	5 704	1 042	5 704	1 042	5 704
Bajío	107	473	107	473	108	477	108	477	108	477
Centro Oriente	15	68	15	68	15	68	15	68	15	68
Peninsular	344	1 150	344	1 150	344	1 150	344	1 150	344	1 150
Jalisco	44	148	44	148	44	148	44	148	44	148
Nacional	4 178	9 334	6 581	17 614	7 671	20 100	7 671	20 100	7 671	20 100

Fuente: CFE Distribución

8.5 Gestión del Balance de Energía de las Redes Generales de Distribución para el Mercado Eléctrico Mayorista.

Objetivo

Implementar los sistemas de medición y comunicaciones necesarias para que las liquidaciones del Mercado Eléctrico Mayorista, se puedan realizar de manera diaria y horaria, minimizando la incertidumbre para el MEM. Con esto, se podrá dar cumplimiento a los requerimientos funcionales determinados en las Reglas del Mercado, garantizando con ello, que el uso de las Redes Generales de Distribución se realice de manera correcta, transparente y en apego a lo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica en su artículo 37 y Base 16 del Mercado Eléctrico Mayorista.

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

Descripción

El proyecto comprende la medición en puntos de intercambio al interior y exterior de subestaciones eléctricas.

Para la medición en puntos de intercambio al exterior de subestaciones eléctricas del MEM se requiere que CFE Distribución cuente con 1,207 puntos, en las trayectorias de los circuitos de Distribución, de los cuales actualmente ninguno cumple con los requisitos mandados por el CENACE, lo que representa el 0% del total de la necesidad; con una inversión requerida de 540.54 Millones de Pesos.

Para la medición en puntos de intercambio al interior de las subestaciones eléctricas del MEM se requiere que CFE Distribución cuente con 14,153 puntos, de los cuales actualmente ninguno cumple con los requisitos mandados por el CENACE, lo que representa el 0% del total de la necesidad; con una inversión de 6,475.52 Millones de Pesos.

Para cumplir con los requisitos solicitados por el CENACE para los puntos de intercambio, es necesario el suministro de equipos y materiales de medición, comunicaciones, puesta en servicio, mantenimiento y sistema de monitoreo para cada punto de intercambio con una inversión total de 7,016.06 Millones de Pesos.

Por lo anterior, en las Tabla VIII.4 y

Tabla VIII.5 se muestra la necesidad de acciones y elementos por cada punto de medición para cumplir con los requisitos solicitados por el CENACE.

Tabla VIII.4. Equipamiento necesario para los puntos de intercambio externos a las subestaciones de distribución

División de Distribución	CFE	Adquisición de medidor	Adquisición equipamiento para medidor	Adquisición de servidores MEDIMEM	Adquisición de equipamiento para servidores MEDIMEM	Adquisición de TPs, TCs para medición	Equipamiento de sistemas para conectividad
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 VIII.5. Equipamiento necesario en las subestaciones de distribución

División de Distribución	CFE	Control Operativo de Subestaciones para el Mercado de Energía	De el	Medición para Liquidación (SIMOCE)	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

Para el entendimiento de los equipos y medios mostrados en la necesidad de las tablas anteriores, se describe brevemente cada uno de ellos a continuación:

Función de los equipos solicitados para las subestaciones del proceso de Distribución

Adquisición de medidor (Medidores MES 2,5-3F-4H-3E-120A480-Y/D-S-VL2R) Dispositivo utilizado para medir y registrar el consumo de energía eléctrica (en unidades de kWh) en los puntos de intercambio al exterior de subestaciones del Mercado Eléctrico Mayorista. Dichos puntos están asociados a la entrega y recepción de energía que existe entre las zonas de carga e intercambios entre el transportista y el distribuidor.

Con las nuevas tecnologías se fabrican medidores cuyo funcionamiento está basado en la conversión de señales analógicas de tensión y corriente en señales digitales que derivan en las mediciones adecuadas de magnitudes eléctricas, ya sea instantáneas o acumuladas que se pueden almacenar como datos históricos.

Adquisición equipamiento para medidor: en donde se considera lo siguiente:

Base enchufe para medidor de 13 terminales. Son accesorios diseñados para alojar los medidores MES 2,5-3F-4H-3E-120A480-Y/D-S-VL2R, en condiciones de seguridad y con las características técnicas necesarias para medir el consumo de energía eléctrica.

Material Misceláneo. Es todo el material necesario para la correcta ejecución de las actividades de instalación de los equipos utilizados.

Adquisición de servidores MEDIMEM: Es el hardware y software necesario para la adquisición de datos de medición de los puntos de intercambio y envío de información al CENACE.

Adquisición de equipamiento para servidores MEDIMEM: Equipo necesario para monitorear en tiempo real los puntos de intercambio que contempla el proyecto; esto a través de una central ubicada en instalaciones de CFE.

Adquisición de Transformadores de potencial TPs, Transformadores de Corriente TCs, para medición: (ECM-3E-34,5-20125/115-200/5(R/A) doble devanado). Equipo auxiliar en la medición, que consta de un juego de 3 Transformadores Integrados de Medición (TIM), el cual consiste en tener en un mismo cuerpo el transformador de Potencial y el transformador de Corriente, de acuerdo a las especificación CFE VE100-29 "Transformadores de Potencial Inductivos para Sistemas con Tensiones Nominales de 13,8 kV a 400 kV" y Norma de Referencia NRF-027-CFE "Transformadores de Corriente para Sistemas con Tensiones Nominales de 0,6 kV a 400 kV" Vigentes, el objetivo es proporcionar en un mismo equipo las señales de corriente y tensión a fin de alimentar dispositivos de control, protección y medición en las redes eléctricas.

Puntos de Comunicación. Es el medio por el cual será transmitida la información recopilada por el medidor que se encuentra en cada punto de intercambio hasta el Sistema de Medición MEDIMEM, asimismo, se encargará de transmitir los datos al CENACE.

La conectividad de los Puntos de Medición al exterior de subestaciones debe atender las necesidades de confiabilidad de la información que requiere la Gerencia de Ingeniería de Servicios al Cliente, así como cumplir con la normatividad de Seguridad de la Información establecida por el Regulador del Mercado y de la arquitectura de seguridad de C.F.E.

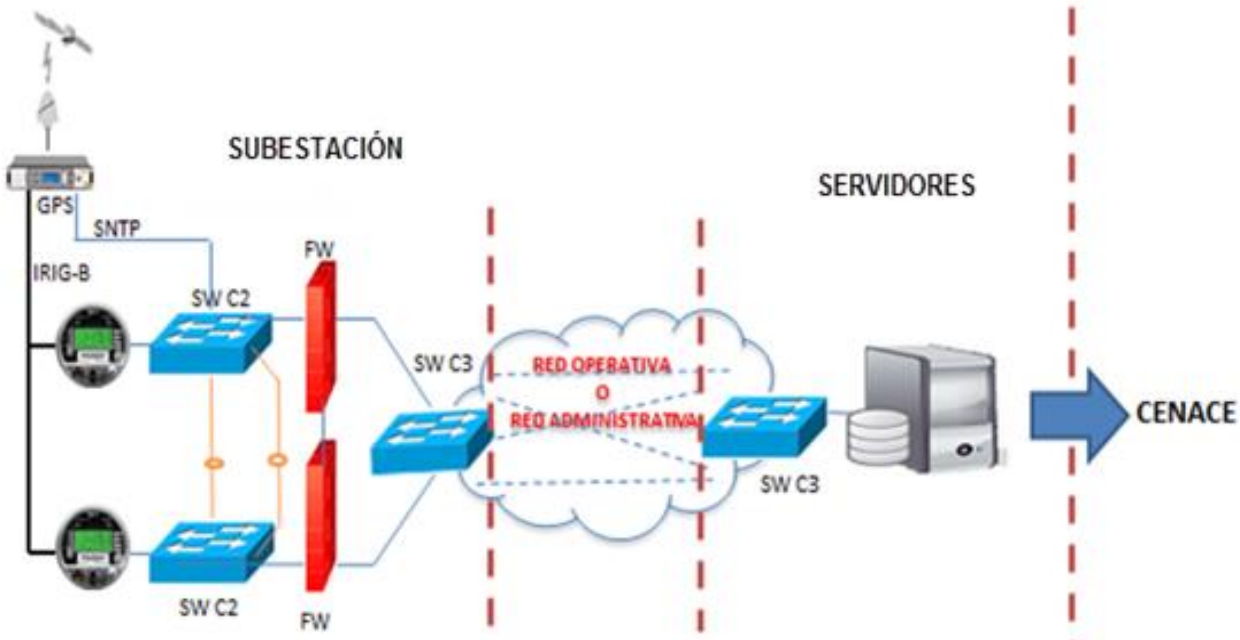
La solución tecnológica propuesta incluye enlazar el Punto de Medición al exterior de la Subestación, al punto de intranet CFE más cercano, a través de la frecuencia de 400 MHz

Control Operativo De Subestaciones para el Mercado de Energía: Son los encargados de permitir que la subestación sea controlada remotamente desde un Centro de Control, evitando, salvo en casos estrictamente necesarios, tener personal de manera permanente para la operación propia de la subestación.

Medición para Liquidación (SIMOCE): Sistema de Monitoreo de la Calidad de Energía mediante el cual se da el seguimiento a las Disposiciones Administrativas de Carácter General de las Redes Generales de Distribución, en cuanto a la calidad de la energía y la información de flujo de energía en los puntos de intercambio que corresponden a las RGD en los modelos de las zonas de carga.

Seguridad de la información: Son los equipos e infraestructura de seguridad de la información de medición para la liquidación del mercado eléctrico, que se genera en los medidores de las subestaciones de Distribución para su entrega al CENACE que disponen de mecanismos seguros y confiables de hardware, software y comunicaciones para permitir que sólo el personal autorizado tenga acceso hacia los sistemas de medición y la adquisición de datos para fines de mercado, incluyendo medidores, dispositivos concentradores, equipo de administración y software necesario para recolectar la información.

De lo anterior se puede apreciar que los equipos instalados en las Subestaciones guardan una correlación muy estrecha entre sí, por lo que deben ser especificados de tal manera que mantengan una compatibilidad al 100% y poder interconectarse entre ellos para trabajar eficientemente. Esto nos lleva a considerar que si se moderniza sólo una parte del equipo esto no garantiza al 100% la compatibilidad con el resto de los equipos, por lo que al considerar el cambio en alguno de los componentes se debe de considerar la modernización del resto de los equipos asociados para fin de mantener la compatibilidad tecnológica, como se muestra en la Figura VIII.2.



Mapa de flujo de información

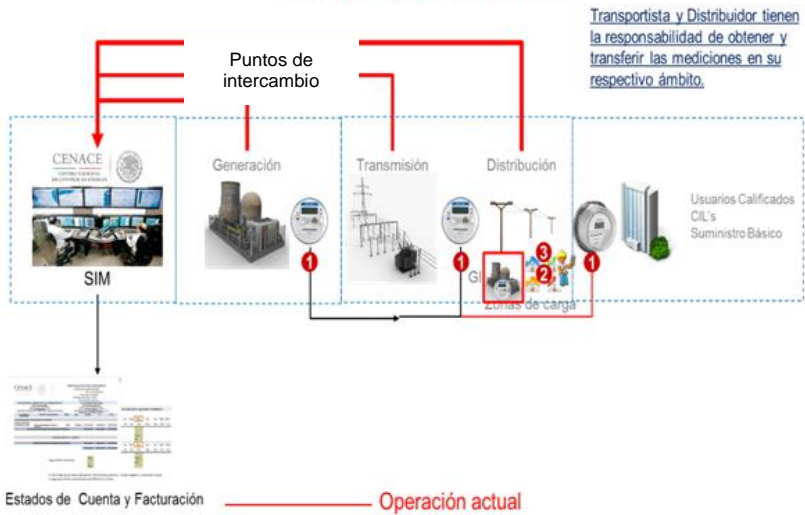


Figura VIII.2. Esquema conceptual del Sistema de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista

Elementos.

Algunos de los elementos más significativos al interior de una Subestación Eléctrica se describen brevemente a continuación:

Equipo Eléctrico Primario. - Con este término se define a todo el equipo que hace posible la transmisión y transformación de energía al interior de las Subestaciones y que forman parte directa del Sistema Eléctrico Nacional, estos equipos son entre otros Transformadores y Reactores de Potencia, Interruptores, Cuchillas Desconectadoras, Apartarrayos, Transformadores de Instrumento, equipo para servicios propios, etc.

Dispositivo Electrónico Inteligente (DEI). -Dispositivo que contiene uno o más procesadores con la capacidad de recibir y/o enviar información de una fuente (servidor de datos, usuario remoto, etc.) externa: en esta categoría están los Relevadores de Protección, Medidores Multifunción y Registradores de Disturbio.

Cable de control. - Cable de cobre de diferentes calibres y tipos, usados para las conexiones de los equipos de protección, control y medición. Su ubicación física es tanto en el predio como en la caseta de control de la subestación.

Switches. - El switch es un dispositivo digital (conmutador de datos) para la interconexión de redes, utiliza una lógica de direcciones de Control de Acceso al Medio (MAC), opera en capa 2 (nivel de enlace) lo cual le permite aprender y almacenar direcciones del mismo nodo para dirigir la información a un destino único, en capa 3 (nivel de enrutamiento) asegura el flujo de información origen y destino utilizando tablas de ruteo aun cuando no estén conectados directamente.

Sistemas. - Los sistemas más significativos existentes para el control operativo y monitoreo de la medición en las Redes Generales de Distribución que intervienen en el MEM, son los siguientes:

Sistemas Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA): son del Distribuidor y tienen como propósito principal, proporcionar al CENACE la información que requiere para ejercer el control operativo de los elementos de las RGD que pertenecen al MEM; asimismo proporciona la información al Distribuidor de las condiciones generales de las RGD para que éste ejerza el control físico y en su caso el operativo de las RGD que no pertenecen al MEM. Además, proporcionan la información al Sistema de Gestión de la Energía (EMS)/SCADA del CENACE para integrar el modelo de la red física que sirve de base para la operación del MEM.

Tomando en cuenta lo anterior se previó un presupuesto para cubrir las carencias, que existen actualmente en las RGD, de elementos necesarios para el adecuado funcionamiento y entrega de información de los sistemas SCADA.

Sistema de Monitoreo de Calidad de Energía (SIMOCE): es el sistema del que dispone la distribuidora para entregar a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y al CENACE la información correspondiente a la calidad de energía de las RGD y la información de flujo de energía en los puntos de intercambio que corresponden a las RGD en los modelos de las zonas de carga.

También se previó el presupuesto necesario para que el SIMOCE opere de una forma confiable y esté en condiciones de entregar al CENACE la información que requiere en materia de flujo de energía. Este presupuesto incluye los medidores con parámetros básicos para la información del control operativo y los medidores de calidad de energía para los puntos de intercambio, así como el equipo de cómputo necesario para la recolección y almacenamiento de la información.

Dirección General

Se muestra en las Figura VIII.3 y Figura VIII.4 el esquema general para puntos de medición al interior y exterior de subestaciones, además de su interconexión básica y componentes.

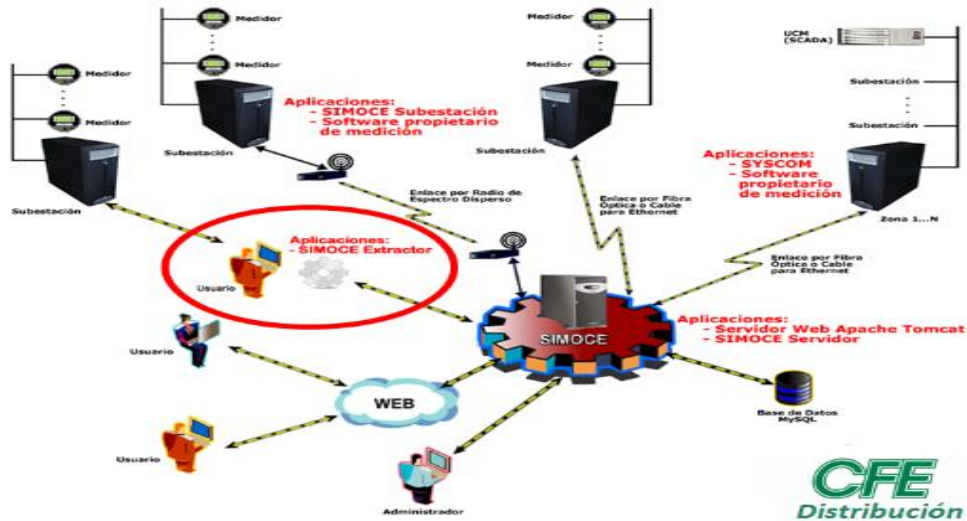


Figura VIII.3. Esquema general de equipos, componentes e interconexión para los puntos de medición al interior de subestaciones

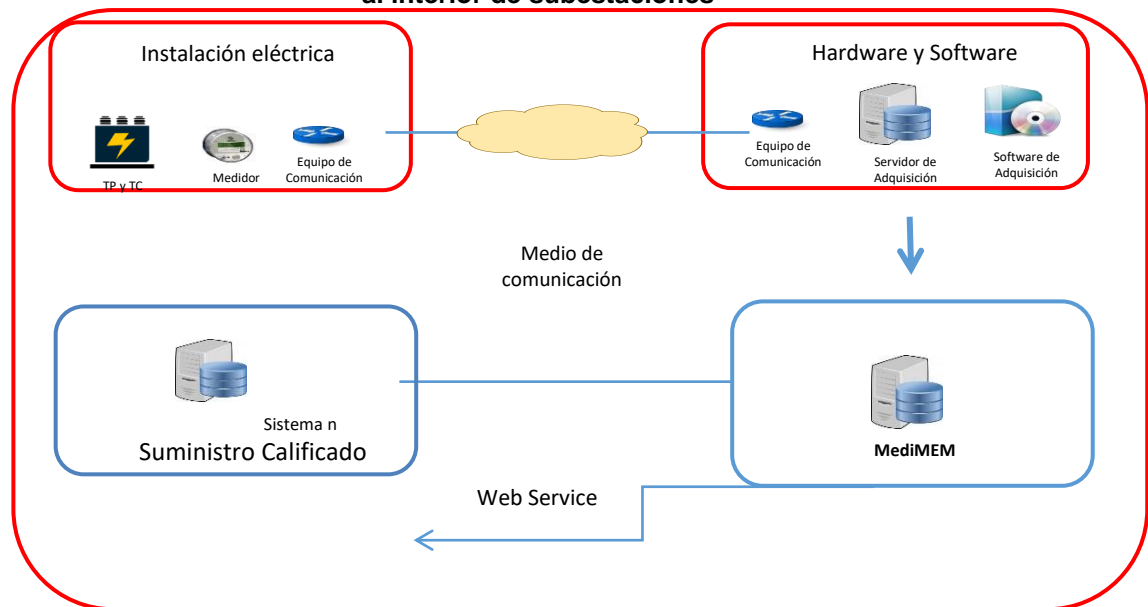


Figura VIII.4. Esquema general de equipos, componentes e interconexión para los puntos de medición al exterior de subestaciones

8.6 Sistema de Administración de Distribución Avanzado.

Objetivo

El objetivo de este proyecto es desarrollar una versión a pequeña escala de un ADMS para determinar los impactos sobre la eficiencia operativa, la eficiencia del sistema, la confiabilidad, la seguridad, así como otras áreas de la empresa. El comportamiento del AMDS en el proyecto piloto será utilizado para determinar si se justifica el desarrollo de un sistema completo para todo el SEN

Descripción

Este proyecto piloto tiene el propósito de evaluar las capacidades de un Sistema Avanzado de Administración de Distribución (ADMS por sus siglas en inglés), con el cual se incluye también un sistema incrustado para la administración de interrupciones (OMS por sus siglas en inglés), a través de un proyecto de demostración. Con el fin de evaluar correctamente las capacidades del ADMS. El proyecto incluye el despliegue del ADMS para automatizar las subestaciones del proyecto piloto para probar las funcionalidades avanzadas de este sistema y consta de dos fases de estudio y tres de demostración.

Debido a la necesidad de garantizar la distribución de la energía suministrada por los diferentes participantes del mercado eléctrico mayorista se requiere lo siguiente: Unidades Centrales Maestras (**UCM**), Sistema de Información de Subestaciones (**SISE**), Dispositivo Electrónico Inteligente (**DEI**), Unidades Terminales Remotas (**UTR**), Equipo primario de SE y Canales de Comunicación SCADA, destinadas a equipar y modernizar la infraestructura de control operativo de acuerdo al Código de Red emitido por la Comisión Reguladora de Energía que establece los criterios generales para la integración de elementos de medición monitoreo y operación del SEN que utilizan tecnologías de la información y comunicación (TIC) bajo un marco que promueva e impulse la interoperabilidad éstos a fin de evitar la incompatibilidad de la infraestructura tecnológica e incrementar la eficiencia operativa de la red eléctrica, como se muestra en la Tabla VIII.6.

Tabla VIII.6. Tiempos requeridos para la ejecución de las fases

Tipo	Fase
Estudio	Fase 1: Requerimientos documentales y adquisición del ADMS piloto: 9 a 12 meses
	Fase 2: Selección de la región óptima en la Cd. de Morelia Michoacán para el desarrollo del proyecto piloto: 9 a 12 meses concurrentes con la Fase 1.
Demostración	Fase 3: Desarrollo del ADMS en etapas.
	Componentes principales del ADMS: 6 a 12 meses.
	Aplicaciones avanzadas: 6 a 12 meses.
	Fase 4: Medición y verificación: 2 a 3 años.
	Fase 5: Caso de negocio para el desarrollo de un sistema ADMS completo: 3 meses

Tipo	Fase
Implementación	

Fuente: CFE Distribución

A través del desarrollo del proyecto piloto se espera obtener una visión completa del funcionamiento de un ADMS, así como poder medir los beneficios que este tipo de sistemas aporta a la operación de la red de distribución de energía eléctrica al ser comparados con los costos implicados en la operación de la porción de la red seleccionada para aplicar el proyecto piloto sin la asistencia del ADMS. Además, es necesario llevar a cabo el proyecto piloto dado que los impactos y beneficios esperados de una plataforma integrada de este tipo, son difíciles de obtener dado que debe llevarse a cabo una evaluación detallada y cuidadosa de los costos evitados.

8.7 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 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.

Descripción

Actualmente estos sistemas tienen su poca flexibilidad derivado de su antigüedad que no permiten operar como un sistema inteligente, que permita 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.

En la Tabla VIII.7, podemos observar la descripción de cada módulo, los beneficios que se pretende obtener, son reducción anual de Pérdidas no técnicas de Energía de 0.8% anual, ingresos anuales por 1,000 MDP, se evitarán costos por 3 000 MDP anuales, se incrementará en un 77% el cumplimiento de compromisos de atención con el ciudadano y se incrementa en un 42% la satisfacción del ciudadano.

Tabla VIII.7. Módulos que componen el proyecto.

SUITE SICOM	
Módulos para el área Comercial	Descripción
Administración de la Comercialización de Energía y Riesgo (ETRM)	Se utiliza para colocación de ofertas de compra y venta de energía en el MEM

Contact CENTER (071)	<i>Se utiliza por los ejecutivos de servicio del para la atención al cliente</i>
Facturación y Cobranza (B&C)	<i>Se utiliza para la emisión de Facturas y seguimiento de la Cobranzaoi m n</i>
Administración de las Relaciones con los clientes (CRM)	<i>Se utiliza para registrar todos los contactos que se tienen con los clientes</i>
Módulos para Distribución	Descripción
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

IX. Estrategias para garantizar el acceso abierto a la Generación Distribuida.

La LIE define a la Generación Distribuida (GD) como la generación de energía eléctrica que se realiza por un generador cuya central tiene una capacidad menor a 0.5 MW (Generador Exento) y además se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga. La 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.

La reforma energética impulsa la GD mejorando el marco legal, regulatorio y normativo, al facilitar su integración a la red mediante reglas para asegurar que los usuarios que utilizan paneles solares y otras tecnologías de generación puedan interconectarse de forma expedita.

En apego al artículo 4 de la Ley de la Industria Eléctrica y atendiendo a las normas, directivas y demás disposiciones de carácter administrativo en materia de Generación Distribuida que han sido expedidas por la CRE, la EPS CFE Distribución en su carácter de prestador del servicio público de Distribución de energía eléctrica, se encuentra obligado 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 disposiciones de impacto social y desarrollo sustentable establecidas;
- Contribuir al Fondo de Servicio Universal Eléctrico, conforme a lo señalado en el artículo 114 de la LIE;

- Cumplir con las obligaciones en materia de Energías Limpias y reducción de emisiones contaminantes que al efecto se establezcan en las disposiciones aplicables y
- Ofrecer energía eléctrica, potencia y Servicios Conexos al Mercado Eléctrico Mayorista basado en los costos de producción conforme a las Reglas del Mercado y entregar dichos productos al Sistema Eléctrico Nacional cuando sea técnicamente factible, sujeto a las instrucciones del CENACE.

Asimismo, el Artículo 68 de la LIE indica que para que la Generación Distribuida cuente con acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a las Redes Generales de Distribución (RGD), en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional se considerará la expansión y modernización de las RGD que se requieran para la interconexión de Centrales de Generación Distribuida (GD).

9.1 Capacidad de alojamiento de la generación distribuida.

La capacidad de una RGD para asimilar la interconexión de GD sin que éstas impacten en la confiabilidad o la calidad de la energía depende de:

- El número, capacidad y ubicación de los generadores.
- La tecnología utilizada en la producción de energía.
- Las características propias del sistema de distribución.

El efecto en los alimentadores puede ser favorable o adverso, por lo que cada uno tendrá límites específicos a la capacidad máxima de asimilación.

Por lo que a medida que se incrementa la penetración de GD debe vigilarse:

- Límites térmicos en transformadores y conductores.
- Calidad de la energía.
- Ajustes de los sistemas de protección y control.
- Confiabilidad y seguridad del sistema.

Llegado el momento serán necesarios cambios de diseño y operación para mitigar los efectos e incrementar la capacidad de asimilación. Por lo cual, los proyectos de ampliación y modernización de las RGD que garanticen acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a las RGD serán necesarios cuando la suma de la capacidad existente más la capacidad de las solicitudes de interconexión exceda la capacidad de alojamiento de la Generación Distribuida en alguno de los componentes de las RGD, la cual está determinada por los siguientes aspectos:

- Cumplimiento con los criterios de Confiabilidad, Calidad y pérdidas de energía cuyos límites se muestran en la Tabla IV.3.

- Como se muestra en la Tabla IX.1, la capacidad máxima de alojamiento para la generación distribuida al largo de los circuitos eléctricos de media tensión y en los transformadores de las subestaciones eléctricas de distribución indicados en el Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW.

Tabla IX.1. Capacidad de alojamiento de generación distribuida en circuitos eléctricos de media tensión y en las terminales de los transformadores de potencia de las subestaciones eléctricas de distribución.

Tensión nominal del circuito de distribución (kV)	Límite de capacidad de Generación Neta	
	En el alimentador (MW)	En los transformadores de potencia que formen parte de la RGD (MW)
13.8	4	80% de la capacidad de cada transformador de potencia (considera un factor de potencia de 0.95 en atraso)
23.0	8	
34.5	10	

La Comisión Reguladora de Energía estableció los siguientes requerimientos indicados en las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Generación Distribuida, de la Resolución Núm. RES/142/2017, publicadas en el DOF del martes 7 de marzo de 2017.

- Proponer en el Programa de Ampliación y Modernización de las RGD (PAM-RGD) los elementos que se requieran para integrar la GD, manteniendo las condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, considerando: (1) La capacidad disponible de los circuitos de distribución y (2) la tendencia de integración de Centrales Eléctricas de GD.
- Desarrollar una plataforma informática a través de internet que permita el completo manejo del proceso de interconexión y que permita consultar las estadísticas de integración de la GD a las RGD, con el objeto de mostrar la capacidad disponible.

CFE Distribución cumplió en tiempo y forma con los requerimientos de la SENER y de la CRE al cumplir con la entrega, en el mes de marzo de 2018, de la Plataforma Informática en Materia de Generación Distribuida, solicitada en las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Generación Distribuida, publicadas en el DOF del 7-III-2017. Tratándose de un logro, sin precedentes en México, para el análisis de la Capacidad de Alojamiento en los más de 11,000 circuitos de distribución de energía eléctrica de media tensión en operación a diciembre de 2017 en el País.

Para lo cual fue necesario que la CFE Distribución incorporase, en un tiempo record de 2 meses, las tecnologías de punta desarrolladas por el Electric Power Research Institute (EPRI), contando con la colaboración del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) para el análisis de la Capacidad de Alojamiento de los circuitos de distribución para incorporar centrales eléctricas de generación distribuida, de acuerdo a lo establecido en el Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW, publicado por la SENER el 15-XII-2016 y publicar sus resultados.

En el mes de septiembre de 2018 se entregó a la CRE la actualización semestral de la capacidad de alojamiento para 11,278 circuitos, en operación a junio de 2018, y en enero de 2019 actualizó 11 338 circuitos a nivel nacional, cuyos resultados se muestran en la Tabla IX.2.

Tabla IX.2 Capacidad de alojamiento de generación distribuida en circuitos eléctricos de media tensión (2018)

División	1 semestre 2018		2 semestre 2018		Capacidad instalada en MW en centrales de generación distribuida	Capacidad instalada en MW en centrales de generación con capacidad mayor a 500 kW
	Circuitos de media tensión	Capacidad de alojamiento MW	Circuitos de media tensión	Capacidad de alojamiento MW		
Baja California	704	2 123	705	2 127	35	43
Bajío	1 074	2 739	1 079	2 759	62	18
Centro Occidente	714	1 096	714	1 101	40	5
Centro Oriente	493	525	501	525	17	9
Centro Sur	565	960	565	960	22	7
Golfo Centro	507	1 015	511	1 034	18	4
Golfo Norte	1 436	4 248	1 437	4 250	107	42
Jalisco	665	2 124	670	2 139	96	28
Noroeste	1 015	2 612	1 023	2 625	37	9
Norte	893	2 263	893	2 264	58	96
Oriente	632	1 148	632	1 154	15	103
Peninsular	611	1 296	611	1 296	37	1
Sureste	713	1 126	727	1 155	13	20
Valle de México Centro	381	1 140	385	1 148	35	2
Valle de México Norte	461	2 224	466	2 237	60	31
Valle México Sur	414	1 493	419	1 500	41	15
TOTAL	11 278	28 131	11 338	28 274	693	433

Como se observa, la capacidad de alojamiento acumulada total en las RGD es del orden de 28 GW. No obstante, debe reconocerse que la capacidad de alojamiento es única para cada circuito. La Figura IX.1 muestra la capacidad de alojamiento calculada para cada uno de los circuitos de distribución.

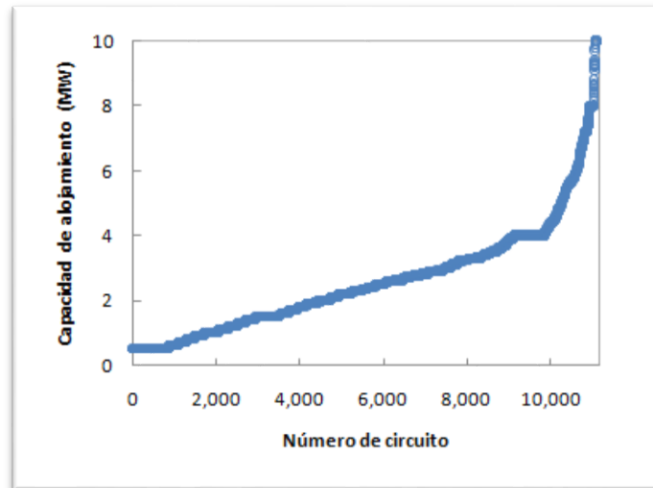


Figura IX.1. Capacidad de alojamiento para la generación distribuida de cada uno de los circuitos de distribución de media tensión analizados

La capacidad compuesta de alojamiento se fundamenta en múltiples criterios que incluyen: sobre tensiones, capacidad térmica, sensibilidad de los relevadores de protección. Como se muestra en la Figura IX.2, el tipo de las potenciales violaciones cambia en función de su ubicación sobre el circuito.

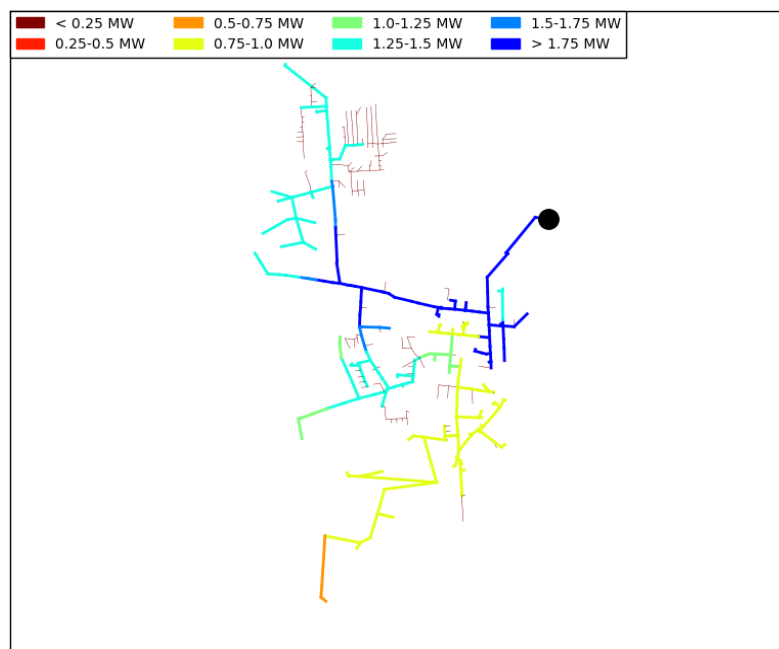


Figura IX.2 Cada sección eléctrica dentro de un circuito presenta diferentes capacidades de alojamiento.

9.2 Pronósticos de generación distribuida.

Conocer la capacidad de alojamiento en cada circuito no es suficiente para determinar los requerimientos de Ampliación y Modernización de las RGD, esto se debe principalmente a que es necesario conocer la ubicación, magnitud y tipo de generación que podría interconectarse a las RGD. Si bien la capacidad o disponibilidad de alojamiento de un circuito determinado puede ser

pequeña, no existen razones suficientes que fundamenten la necesidad de refuerzos en ese circuito en particular, puesto que se desconoce si se conectará una determinada magnitud de GD en el futuro, lo que daría lugar a inversiones que innecesariamente incrementarían el costo de la tarifa de distribución.

Ante esta incertidumbre, a fin de determinar las necesidades de expansión y modernización de las RGD, tal como se indica en el “Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW”, 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.

Luego entonces, es necesario contar con pronósticos espaciales que minimicen la incertidumbre en la ubicación, cantidad y tipo de generación distribuida que podrían interconectarse a las RGD.

El territorio de la República Mexicana posee gran incidencia de radiación solar (Figura IX.3). Asimismo, las tecnologías fotovoltaicas han crecido de manera dinámica desde el año 2007, para el segundo semestre de 2018, la capacidad instalada en generación limpia distribuida creció de 0.003 MW a 693 MW, con un porcentaje de 99.4% de generación fotovoltaica. Lo que permite asumir que este tipo de tecnología se desarrollará aún más en el futuro.

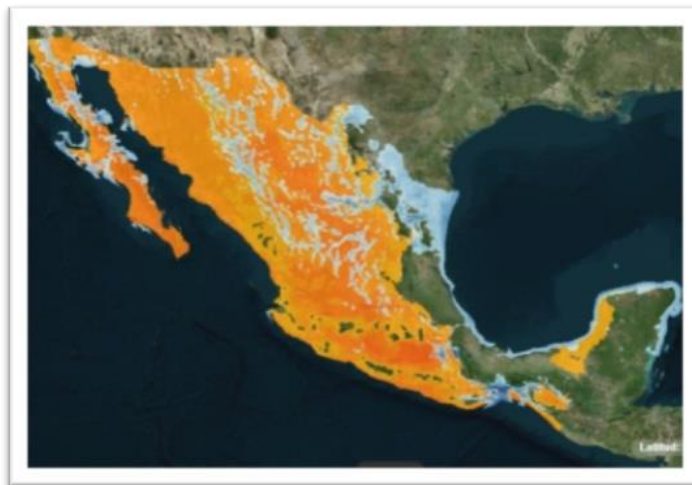


Figura IX.3 Potencial de radiación solar en la República Mexicana.

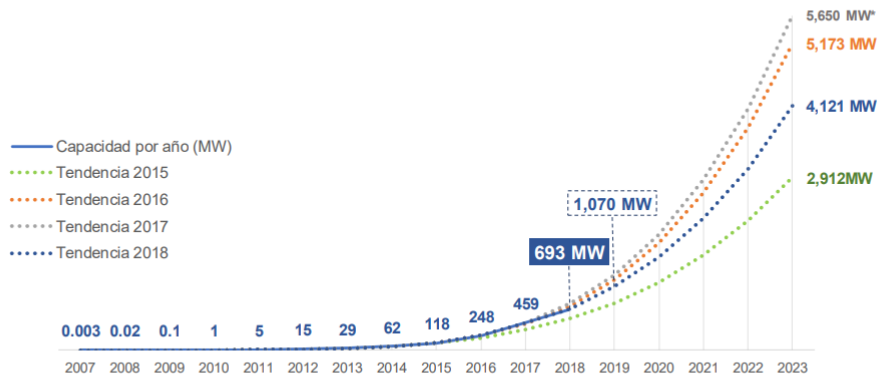
De acuerdo con la CRE, para el año 2023 se espera una capacidad instalada de 4,121MW a través de contratos de interconexión en pequeña y mediana escala, con un crecimiento anual promedio de 43%, como se muestra en la Figura IX.4.

Lo anterior da una expectativa del tipo y capacidad de Generación Distribuida que podrían interconectarse a las RGD en los próximos años, sin embargo, no se conoce con precisión la distribución espacial que tendrá. Este parámetro es fundamental para identificar que circuitos de distribución fueran susceptibles de alojar determinada cantidad de DER.

En la situación actual no se cuenta con herramientas que le permitan a la CFE Distribución anticipar algún requerimiento específico para interconectar centrales eléctricas de generación distribuida a las Redes Generales de Distribución e incluir estos requerimientos en el Programa de Ampliación y Modernización de las RGD. Por otra parte, no se han recibido solicitudes de interconexión que tengan que se puestas en lista de espera.

Generación Distribuida

Tendencia en la evolución de capacidad instalada



Capacidad Instalada: 692.86 MW
Contratos: 94,893

* Información proporcionada por la empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad, CFE Distribución, al cierre del ejercicio 2018.
* La estimación para el ejercicio 2017, no consideraba la demanda de empuje en contra de las Disposiciones Administrativas de Calidad General en materia de Generación Distribuida.
* Inversión estimada de 1,177 millones de dólares. Considera una inversión promedio de 1.7 millones de dólares por MW de capacidad instalada con cifras de Bloomberg al 2017.

7

Figura IX.4 Tendencia de la capacidad instalada en pequeña y mediana escala.

Por otra parte, la creciente demanda de solicitudes de interconexión al sistema eléctrico de distribución ha ido en aumento en los últimos años, de acuerdo con el Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas CFE Distribución debe atender aquellas solicitudes menores a 500 kW considerando lo siguiente:

Determinar la afectación de una interconexión de Generación Distribuida al sistema eléctrico mediante el desarrollo de un modelo matemático en función de los datos de placa de los equipos, capacidades de potencia activa, disposición geométrica de los conductores, tipos de conexión, tipo de estructuras y propiedades físicas de los conductores.

- Es necesario conocer los flujos de potencia antes y después de la interconexión, para poder definir las condiciones operativas en cualquier escenario.
- Pérdidas de potencia y de energía en todos los posibles casos, ya que esto representa en cuanto a costos monetarios un factor importante en el diseño o aplicación de criterios para su reducción.
- Conocer la estabilidad de la tensión, esta condición es un factor importante en la máxima capacidad de transferencia de potencia.
- Calcular la contribución al nivel de falla del sistema a interconectarse, ya que la integración de máquinas de generación, así como transformadores de potencia afecta el nivel de corto circuito en el subsistema.

- Analizar la afectación de armónicos por cargas no lineales, con perfiles de THD (tasa de distorsión armónica total) reales antes y después de la instalación de filtros.
- Calcular la contribución al nivel de fallo del sistema a interconectarse, nivel de corto circuito en el punto de interconexión.

9.3 Impacto de la generación distribuida en la calidad del suministro.

La incorporación de fuentes de Generación Distribuida a las RGD incrementa la probabilidad de que se presenten variaciones en la tensión de operación, por lo cual, a medida que se incrementa la penetración de este tipo de centrales eléctricas, se deberán establecer medidas de mitigación para controlar el flujo de potencia reactiva en las RGD. Asimismo, será necesario revisar o cambiar los esquemas de protecciones debido a que la corriente de falla que se presente se alimentará no solo desde la subestación eléctrica sino desde las diferentes centrales eléctricas interconectadas.

Se deberá vigilar la instalación oportuna de sistemas de medición en las instalaciones que cumplan con las disposiciones generales de seguridad e incorporación al sistema de Medición del Mercado Eléctrico Mayorista (MEDIMEM).

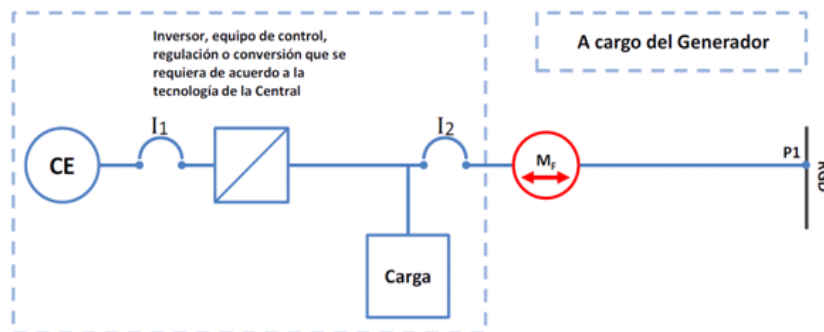


Figura IX.5 Modelo Básico para Generación Distribuida

Para poder cumplir con la instalación oportuna de los sistemas de medición la EPS CFE Distribución capacita a su personal periódicamente, además participa en la elaboración de la normatividad que deben de cumplir los sistemas de medición con las autoridades correspondientes. Para garantizar una correcta incorporación al Sistema de Medición del Mercado Eléctrico Mayorista (MEDIMEM), se les da mantenimiento a los servidores periódicamente, además de gestionar el recurso para la compra de servidores nuevos y actualización de los existentes debido al crecimiento de la Generación Distribuida.

X. Anexo 3. Proyectos de ampliación instruidos de las RGD que pertenecen al MEM.

El 30 de agosto de 2018, la SENER instruyó a la CFE Distribución la ejecución de 42 proyectos de ampliaciones y/o sustitución de subestaciones de Distribución del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y RGD que pertenecen al MEM. La Figura X.1 muestra la localización de cada uno de estos proyectos.

Los 42 proyectos incluyen, 23 nuevas subestaciones, 14 ampliaciones y 5 sustituciones a subestaciones de distribución existentes, cuyo alcance es de 1,290 MVA, 199 km de líneas de alta tensión y 120 km de red de media tensión, con una inversión total de 2,918 millones de pesos (MDP), de los cuales 1,956 MDP corresponden a CFE Distribución y el complemento a CFE Transmisión.

La Tabla X.1 describe la inversión necesaria y metas físicas para cada uno de los proyectos de ampliación y sustitución de elementos de transformación en subestaciones existentes, los cuales tienen un alcance de 640 MVA y 52 km de red de media tensión, con una inversión total de 767 MDP, que se realizará en 2 años..

La Tabla X.2 describe la inversión necesaria y metas físicas para cada uno de los 23 proyectos de nuevas subestaciones de distribución, cuyo alcance es de 650 MVA, 199.37 km de líneas de alta tensión y 68.05 km de red de media tensión, con una inversión de 2 150.5 MDP, que se realizará en un período de 2 años.

Tabla X.1 Relación y alcance de los proyectos de ampliación de subestaciones de distribución existentes.

No	División	Zona	Nombre del Proyecto	Capacidad MVA	Nivel de Tensión (kV)	Alim. MT	MVA _r	LMT (km-C)	Entrada en Operación
1	Baja California	Mexicali	Carranza Banco 2	40	161/13.8	5	2.4	2.16	ago-21
2	Baja California	Tijuana	Pacífico Banco 2	30	115/68/13.8	5	1.8	2.5	ago-21
3	Bajío	Zacatecas	Fresnillo Sur Banco 1 (Sust.)	30	115/13.8	0	1.8	0	may-21
4	Centro Oriente	Puebla Poniente	Puebla uno SF6 Banco 1 (Sust.)	40	115/34.5	4	2.4	0	dic-21
5	Golfo Centro	Huejutla	Tempoal Dos Banco 2	20	115/34.5	5	1.2	17	may-21
6	Golfo Norte	Saltillo	Morelos Banco 2	30	115/13.8	4	1.2	3	ago-21
7	Jalisco	Metro. Hidalgo	Tuzania Banco 2	60	230/23	8	3.6	4	ago-21
8	Jalisco	Chapala	Tlajomulco Banco 2	60	230/23	8	3.6	2	ago-21
9	Noroeste	Hermosillo	Rio Sonora Banco 2	40	115/13.8	8	2.4	4	ago-21
10	Noroeste	Mazatlan	Mazatlán Oriente Banco 2	40	115/13.8	8	2.4	3.6	ago-21
11	Norte	Casas grandes	La Salada Banco 2	20	115/34.5	2	1.2	1	ago-21
12	Oriente	Coatzacoalcos	Acayucan Bancos 1 y 2 (Sust.)	60	116/13.8	6	1.8	4.09	sep-21
13	Peninsular	Merida	Umán Banco 2	30	115/13.8	4	1.8	2	jun-21
14	Peninsular	Merida	Alom Banco 2	30	115/13.8	6	1.8	2	jun-21
15	Peninsular	Chetumal	Lázaro Cárdenas Banco 1 (Sust.)	20	115/34.5	0	1.2	0	jul-21
16	Peninsular	Riviera Maya	Xcalacoco Banco 2	20	115/13.8	4	1.2	3	jul-21
17	Peninsular	Riviera Maya	Zac Nigte Banco 2	30	115/13.8	4	1.8	1	nov-21
18	Sureste	Tapachula	Mazatan Banco 1 (Sust.)	20	115/13.8	1	1.2	1	jun-21

No	División	Zona	Nombre del Proyecto	Capacidad MVA	Nivel de Tensión (kV)	Alim. MT	MVAr	LMT (km-C)	Entrada en Operación
19	Sureste	Tapachula	Tapachula Aeropuerto Banco 2	20	115/13.8	4	1.2	0	jun-21
TOTAL				640		86	36	52	

Fuente: CFE Elaboración propia

Tabla X.2. Relación y alcance de los proyectos de nuevas subestaciones de distribución

No	División	Zona	Nombre del Proyecto	Nivel de Tensión kV	Capacidad MVA	Alim.		MVAr	km-C		Entrada en Operación
						AT	MT		AT	BT	
1	Baja California	Los Cabos	Buena Vista Banco 1	115/34.5	20	2	2	1.2	0.2	0.4	jul-21
2	Baja California	Tijuana	Encantada Banco 1	115/69/13.8	30	2	5	1.8	0.3	1.05	jul-21
3	Baja California	San Luis Río Colorado	Victoria Potencia Banco 1	230/13.8	40	1	6	2.4	11	5	ene-22
4	Bajío	León	San Cristóbal Banco 1	115/13.8	20	2	2	1.2	2.6	1.4	ago-21
5	Bajío	Aguascalientes	Valle de Aguascalientes Banco 1	115/13.8	30	2	6	1.8	12	2	sep-21
6	Bajío	Querétaro	Pedregal Banco 1	115/13.8	20	2	4	1.2	9	3.5	sep-21
7	Centro Occidente	Manzanillo	Campos Banco 1	115/13.8	20	1	4	1.2	0.1	6.8	jul-21
8	Golfo Centro	Tampico	Laguna de Miralta Banco 1	115/13.8	30	2	6	1.8	1	3	jul-21
9	Jalisco	Metropolitana Juárez	Bajío Banco 1	230/23	60	2	8	3.6	3.68	8	sep-21
10	Noroeste	Nogales	El llano Banco 1	115/34.5	20	2	3	1.2	0.6	3	jul-21
11	Noroeste	Los Mochis	Compuertas Banco 1	115/13.8	30	2	6	1.8	1.04	1.5	jul-21
12	Norte	Ciudad Juárez	Cuatro Siglos Banco 1	115/13.8	30	2	6	1.8	2	1.5	jun-21
13	Norte	Casas Grandes	Lebaron, Banco 1	115/34.5	30	1	3	1.8	33.5	0.5	jul-21
14	Norte	Cuauhtémoc	Campo Setenta y Tres Banco 1	115/34.5	30	1	3	1.8	36	3.3	ene-22
15	Norte	Casas Grandes	El Capulín Banco 1	115/34.5	30	2	3	1.8	18.6	3.9	dic-21
16	Norte	Casas Grandes	Buenavista Banco 1	115/34.5	20	1	2	1.2	25	3	ene-22
17	Norte	Ciudad Juárez	Sauzal Banco1	115/13.8	30	2	6	1.8	2.4	1.5	ago-21
18	Norte	Torreón	Viñedos Banco 1	115/13.8	30	2	6	1.8	1	5	ago-21
19	Peninsular	Merida	Hunxectaman Banco 1	115/13.8	30	2	6	1.8	1	2.2	jul-21
20	Peninsular	Chetumal	Oxtankah Banco 1	115/13.8	20	1	4	1.2	3.95	3.5	ago-21
21	Sureste	Villahermosa	Traconis Banco 1	115/13.8	30	2	6	1.8	32	3	abr-22
22	Sureste	Tuxtla	Berriozabal Banco 1	115/13.8	20	2	4	1.2	0.4	2	jul-21
23	Sureste	Villahermosa	Luis Gil Pérez Banco 1	115/13.8	30	2	6	1.8	2	3	jul-21

Dirección General

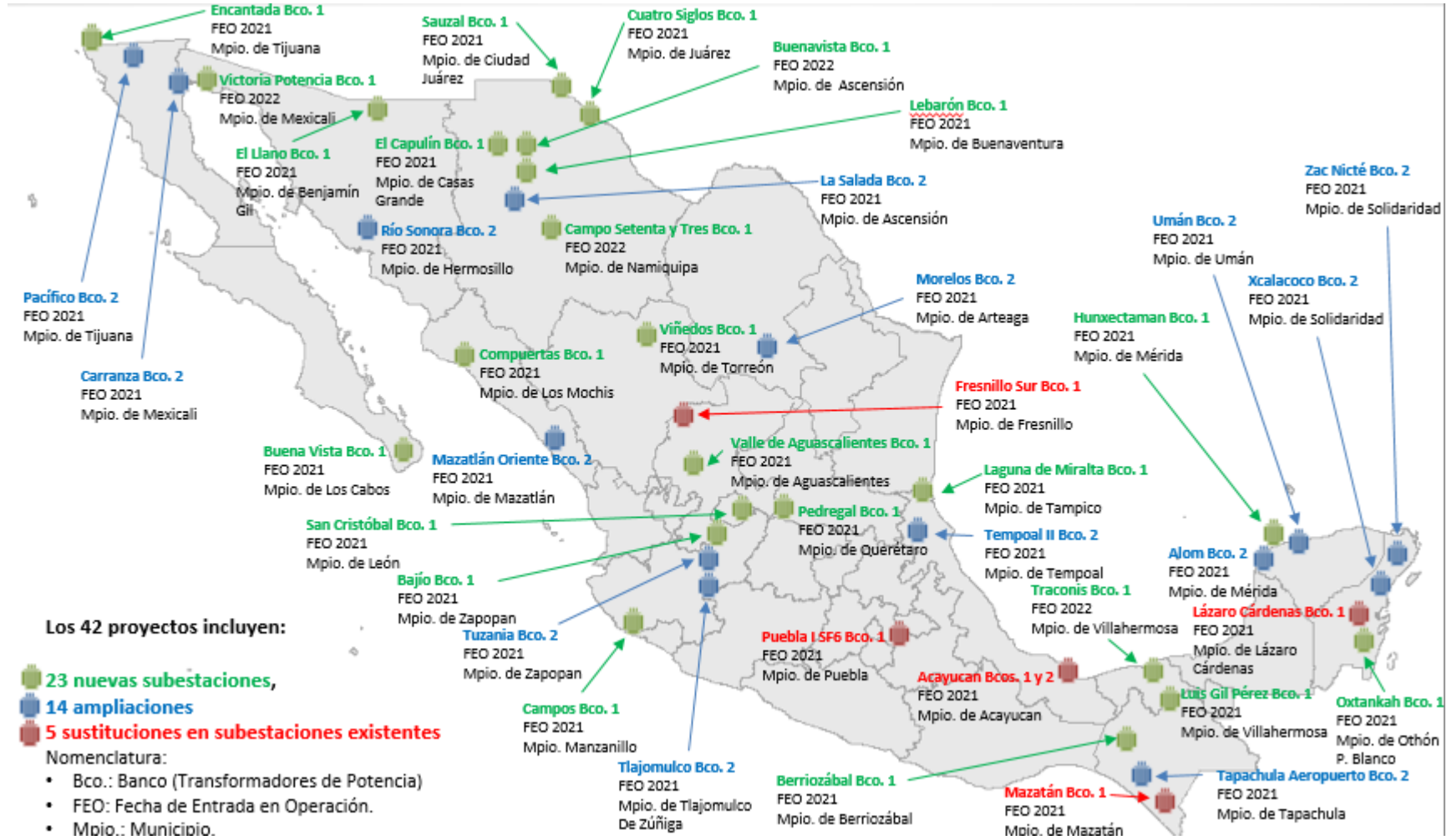


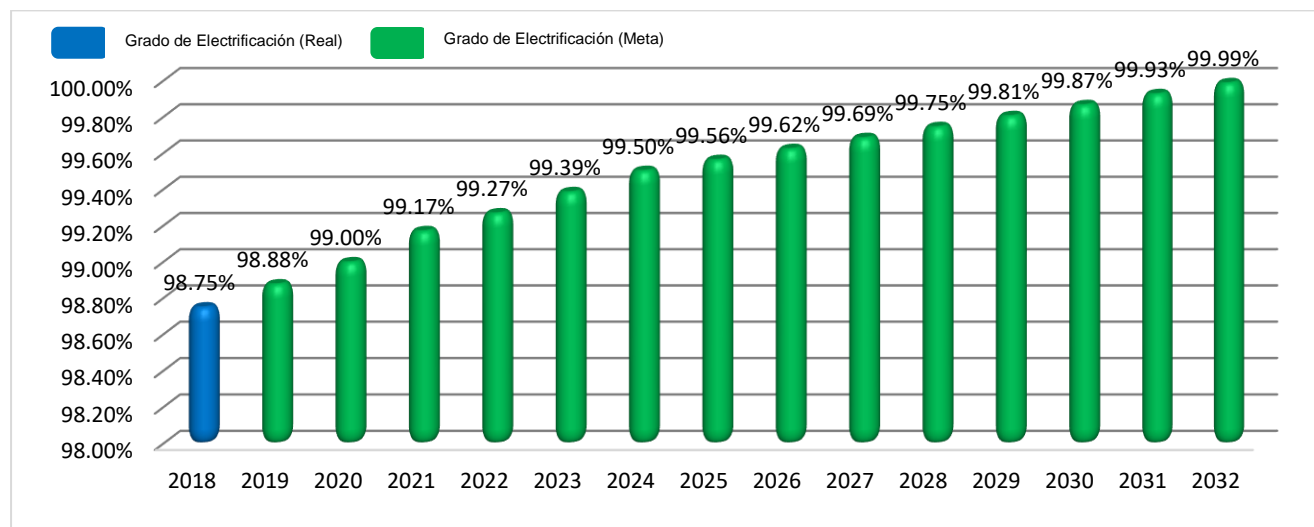
Figura X.1 Proyectos de ampliación y/o sustitución en subestaciones de Distribución instruidos por la SENER en el PAM de la RNT y las RGD que pertenecen al MEM.

XI. 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 2018 del 98.75% de la población, con un servicio confiable, continuo y de calidad, lo cual representa 129 565 328 habitantes que cuentan con el servicio de energía eléctrica, estando aún pendientes de electrificar 1 634 009 habitantes, o sea, el 1.25% del total de la población, tanto en el ámbito rural como urbano como se observa en la Figura XI.1.



Electrificación en coordinación con Fondo de Servicio Eléctrico Universal (FSUE)

Figura XI.1 Evolución del grado de electrificación 2018-2032.

11.1 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”.

CFE Distribución, atendió la invitación que el FSUE le realizó, presentando proyectos para solicitar apoyo de recursos financieros celebrando Convenio de Asignación de Recursos para la electrificación de comunidades rurales y zonas urbanas marginadas, siendo este el instrumento que permiten ministrar los recursos para las obras.

- En 2018 se formalizaron 4 convenios de Asignación de Recursos participando el Banco Nacional de Obras (Banobras), la Secretaria de Energía y CFE Distribución por un monto de 2 065.07 MDP, para la construcción de 2 373 obras de electrificación en 1 873 localidades de 30 Estados del país para beneficiar a 323 992 habitantes.
- En 2018, Banobras transfirió a cuentas productivas de CFE Distribución la Cantidad de 1 646 MDP, que corresponden a las primeras ministraciones de la aportación fijada en cada uno de los 4 convenios.

Tabla XI.1. Obras Autorizadas por el comité Técnico de FSUE en el 2018.

Estados	Localidades	Obras	Beneficiarios
Aguascalientes	1	1	12
Baja California	10	17	1,375
Baja California Sur	1	1	32
Campeche	73	76	8,742
Chiapas	100	116	33,562
Chihuahua	36	66	6,177
Ciudad de México	19	37	6,208
Coahuila de Zaragoza	20	21	864
Colima	1	1	80
Durango	42	42	1,504
Estado de México	212	338	47,568
Guanajuato	18	23	2,728
Guerrero	39	43	5,508
Hidalgo	256	276	37,321
Jalisco	73	101	16,256
Michoacán de Ocampo	13	22	1,440
Morelos	24	25	2,144
Nayarit	39	41	7,636
Nuevo León	26	31	6,739
Oaxaca	114	127	20,609
Puebla	128	164	20,110
Quintana Roo	60	65	8,704
San Luis Potosí	144	205	7,960
Sinaloa	120	129	7,881
Sonora	20	22	13,111
Tabasco	10	21	3,132
Tamaulipas	10	10	4,004
Tlaxcala	8	12	620
Veracruz	226	266	47,380
Yucatán	30	74	4,585
TOTAL	1,873	2,373	323,992

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 2017 al 2018 ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

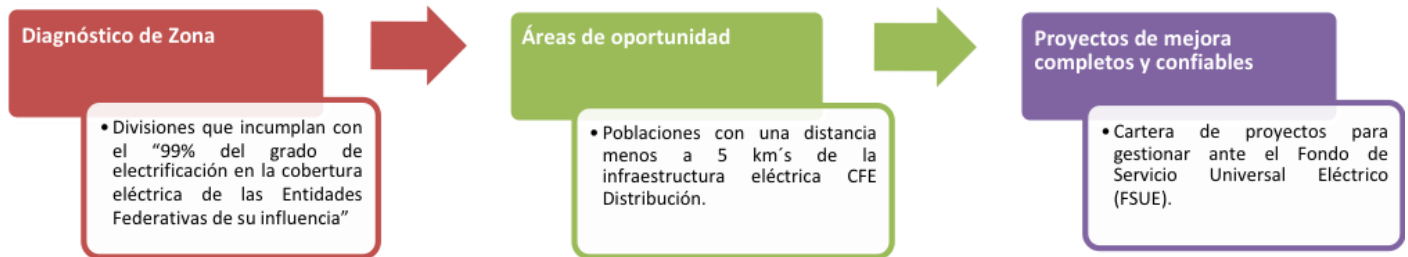


Tabla XI.2 Estadística del grado de electrificación 2018 por División de Distribución y Meta al año 2019

División de Distribución	Grado de Electrificación 2018 (%)	Grado de Electrificación 2019 meta (%)
Valle de México Norte	99.73	99.77
Centro Oriente	99.66	99.70
Valle de México Centro	99.56	99.60
Valle México Sur	99.44	99.48
Jalisco	99.47	99.52
Peninsular	99.42	99.49
Baja California	99.31	99.39
Noroeste	99.23	99.30
Centro Occidente	99.21	99.27
Bajío	99.13	99.17
Golfo Norte	98.88	98.93
Oriente	98.24	98.30
Norte	97.63	97.71
Golfo Centro	97.44	97.53
Centro Sur	97.22	97.30
Sureste	97.17	97.27

11.2 Grúas Hidráulicas para la Operación de las RGD

El programa consiste en reemplazar el equipamiento operativo de Vehículos Chasis con Equipo Hidráulico que ha cumplido su vida útil o se encuentra dañado, con la finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica y mejorar la confiabilidad, tanto en condiciones normales (mantenimiento), así como bajo contingencias y aplicar las mejores prácticas de eficiencia, continuidad, calidad y seguridad, en la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica, así como una oportuna atención de inconformidades, en el ámbito del área de influencia de la CFE Distribución.

Este proyecto considera la adquisición de Vehículos Chasis con Equipo Hidráulico en las 16 Divisiones de Distribución, teniendo como objeto mejorar los tiempos en los restablecimientos y cantidad de usuarios afectados. Adicionalmente, este programa permitirá reducir los costos operativos, mejorar los ingresos, generando rentabilidad y valor económico para la CFE y el Estado Mexicano.

Para efectuar las labores de operación, mantenimiento y construcción de los sistemas eléctricos de distribución, así como la conexión y reconexión de clientes, es requerido que el equipo de trabajo se encuentre en óptimas condiciones, por lo que, este programa está destinado principalmente a reemplazar los vehículos que, de acuerdo a los inventarios, ya no cumplen con los requerimientos operativos necesarios para garantizar el suministro de energía eléctrica con la seguridad, confiabilidad y calidad establecidos en la Ley de la Industria Eléctrica por la obsolescencia y desgaste que presentan.

Al reemplazar las grúas, se tiene una reducción de los costos de mantenimiento, lo que se traduce en ahorros económicos para la empresa, incrementando la eficiencia, productividad y seguridad de los trabajadores.

En caso de presentarse alguna contingencia en el sistema de distribución, al contar con equipo en condiciones adecuadas, se garantiza que el personal llegue al lugar de manera inmediata para localizar y atender la falla, restableciendo el servicio en el menor tiempo posible y evitando que el tiempo de interrupción para los usuarios sea prolongado.

Adicionalmente este programa permitirá mejorar los siguientes indicadores:

Índice de Duración Promedio de Interrupciones en el Sistema (SAIDI), Índice de la Frecuencia Promedio de Interrupciones en el Sistema (SAIFI), Tiempo Promedio de Restablecimiento (TPR), Número de Inconformidades por cada Mil Usuarios (IMU), Número de Interrupciones por Usuario (NI), Conexión de Nuevos Suministros en Baja y Media Tensión.

Se consideran las siguientes metas físicas, ver tabla XII.3:

Tabla XII.3 Metas físicas del programa

Concepto	Año (Unidades)					Total
	2019	2020	2021	2022	2023	
Grúas Hidráulicas para la Operación de las RGD	699	587	583	648	502	3,019

Fuente: CFE Elaboración propia

El impacto en la eficiencia de los costos de operación y mantenimiento de las RGD que se obtiene reemplazar el equipo obsoleto será de una reducción de los costos de mantenimiento, lo que se

traduce en ahorros económicos para la empresa, así como el incremento en la eficiencia, productividad y seguridad de los trabajadores.

En caso de presentarse alguna contingencia en el sistema eléctrico de distribución, al contar con equipo en condiciones adecuadas, se garantiza que el personal llegue al lugar de manera inmediata para localizar y atender la falla, restableciendo el servicio en el menor tiempo posible y evitando que el tiempo de interrupción para los usuarios sea prolongado.

11.3 Equipo de Cómputo y Dispositivos Móviles

Las adquisiciones de equipo de cómputo, comunicaciones y dispositivos móviles de distribución, incluidas en este programa, reemplazará el equipo que ha concluido su vida útil o dañado, con la finalidad de garantizar el desarrollo de las actividades administrativas, de gestión y de operación que realiza personal de CFE Distribución.

Considera la adquisición del equipo antes mencionado para las 16 Divisiones de Distribución, teniendo como objeto mejorar la productividad del personal al contar con equipo más eficiente en el procesamiento de datos, en la portabilidad para trabajos en campo con mejores comunicaciones que permitan disminuir los tiempos de respuesta de los procesos, con ello se reducirán los costos operativos, mejorando los tiempos de atención y generando rentabilidad y valor económico para la CFE Distribución y el Estado Mexicano.

Actualmente los equipos en operación son obsoletos para el manejo de información derivado del hecho que su software y hardware no están actualizados para el tratamiento óptimo de datos y el manejo de aplicaciones recientes no son soportadas. Esto retrasa el trabajo que se desarrolla por los diferentes procesos de la empresa, no permite que las comunicaciones en las redes informáticas fluyan de manera eficiente, afectando la productividad y la atención de usuarios, así como incide en la falta de seguridad en el manejo de información que afecta a las aplicaciones y afecta el procesamiento de ésta.

Al reemplazar el equipo, se tiene una reducción de los costos de mantenimiento, lo que se traduce en ahorros económicos para la empresa, incrementando la eficiencia y productividad de los trabajadores.

En caso de presentarse alguna contingencia en el sistema de distribución, al contar con equipo en condiciones adecuadas, se garantiza que el personal comunique y gestione de manera inmediata la atención del restableciendo el servicio en el menor tiempo posible y evitando que el tiempo de interrupción para los usuarios sea prolongado.

Se consideran las siguientes metas físicas en la tabla XII.5:

Tabla XI.5 Metas físicas

Concepto	Año (Unidades)			
	2019	2020	2021	Total
Adquisición de equipos de Cómputo y Comunicaciones	19,157	18,329	10,489	47,975

Fuente: CFE Elaboración propia