



**Programa de Ampliación y Modernización de las
Redes Generales de Distribución 2018 – 2032**

Febrero 2018

A handwritten signature in blue ink, consisting of a stylized letter 'A' followed by a diagonal stroke.

Contenido

1	Introducción.....	4
2	Marco Normativo.....	7
3	Estructura actual de las Redes Generales de Distribución del Sistema Eléctrico Nacional.....	9
3.1	Infraestructura actual de las Redes Generales de Distribución	10
3.2	Infraestructura de Medición.....	12
4	Supuestos de la Planificación de las Redes Generales de Distribución.....	14
4.1	Pronóstico de la Demanda Máxima del Sistema Eléctrico de Distribución	14
4.2	Supuestos Económicos.....	18
4.3	Indicadores de desempeño.....	23
5	Resultados del Diagnóstico de las RGD.....	25
5.1	En la Confiabilidad	25
5.2	En la Calidad de la Potencia eléctrica.....	30
5.2.1	Factor de potencia	30
5.2.2	Variaciones de tensión.....	32
5.3	En las Pérdidas de Energía Eléctrica	33
5.3.1	Pérdidas técnicas.....	36
5.3.2	Pérdidas no técnicas.....	41
5.4	De la Medición de la energía eléctrica	42
6	Proyectos de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución	46
6.1	Confiabilidad de las Redes Generales de Distribución	48
6.2	Modernización de las Redes Generales de Distribución	52
6.3	Modernización de Subestaciones de Distribución	55
6.4	Reducción de Pérdidas de Energía.....	57
6.4.1	Proyectos de reducción de pérdidas técnicas de energía.....	63
6.4.2	Proyectos de reducción de pérdidas no técnicas de energía.....	65
6.4.2.1	Escalamiento de la Medición a AMI	66
6.4.2.2	Modernización (Reemplazo de Medidores Obsoletos)	68
6.5	Adquisición de acometidas y medidores de Distribución	72
6.6	Proyectos para Corrección de Puntos de Riesgo para Evitar Accidentes de Terceros....	76
6.7	Regularización de Colonias Populares.....	82

Dirección General

7	Proyectos Específicos	83
7.1	Modernización de la Avenida Paseo de la Reforma	83
7.2	Cable submarino para Isla Mujeres	90
7.3	Interconexión de la Isla de Holbox	94
8	Incrementar la eficiencia de los procesos operativos de CFE Distribución a través de proyectos de la Red Eléctrica Inteligente	102
8.1	Operación remota y automatismo en Redes de Distribución	105
8.2	Sistema de información geográfica de las Redes Generales de Distribución	107
8.3	Infraestructura de Medición Avanzada	110
8.4	Gestión del Balance de Energía de las Redes Generales de Distribución para el Mercado Eléctrico Mayorista	115
8.5	Sistema de Administración de Distribución Avanzado	134
9	Garantizar el acceso abierto a la Generación Distribuida	136
10	Electrificación	144
11	Anexo.- Inversiones de Distribución 2018-2032	148

1 Introducción

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

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

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

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

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

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

Con fundamento en los artículos y fracciones referidas, la Empresa Productiva Subsidiaria (EPS) de Distribución de la CFE, presenta su Programa de Ampliación y Modernización (PAM) de las Redes Generales de Distribución para que se incorporen los aspectos relevantes en el PRODESEN. El

Dirección General

programa atiende las necesidades de los procesos sustantivos de la distribución de energía eléctrica en lo referente a infraestructura eléctrica.

El capítulo 3, incluye los datos básicos de la estadística a diciembre de 2017 de la infraestructura eléctrica y comercial de las Redes Generales de Distribución clasificadas por cada una de las 16 Unidades de Negocio (UN), se detallan cifras de capacidad en transformadores de potencia, longitud de las redes de distribución de media y baja tensión, capacidad de transformadores de distribución (de M.T. a B.T.), usuarios atendidos y las ventas de energía. Se registra la tasa de crecimiento promedio anual tomando como referencia las cifras de 2002. Cabe mencionar que, derivado de la aplicación de la estricta separación legal de la CFE, a diferencia del PAM del año pasado, ya no se reporta lo relacionado a las líneas mayores a 69 kV.

En relación con los insumos para evaluar técnica y económicamente el PAM, el capítulo 4 describe los insumos que utiliza la EPS CFE Distribución; beneficios, costos y variables económicas establecidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), Secretaría de Energía (SENER), entre otras. Con estos insumos y la aplicación de los criterios de planificación, se evalúan técnica y económicamente (ver el punto 4.2 Supuestos Económicos) las opciones de proyectos de infraestructura eléctrica para determinar las obras a incluir en el PAM de las RGD.

Se reporta la prospectiva de crecimiento de la demanda en distribución detallando el cierre real de la demanda máxima a diciembre de 2017 de las subestaciones de potencia que alimentan a las RGD. El pronóstico de la demanda máxima para el periodo 2018 – 2032, es el reportado por el CENACE.

Mediante el Acuerdo A/017/2016 del 18 de abril de 2016 y el A/013/2017 del 9 de abril del 2017, la Comisión Reguladora de Energía (CRE), solicito a la CFE, que en subsecuentes PAM que presente la EPS CFE Distribución, se debería incluir:

- Un capítulo con respecto al diagnóstico de las RGD, detallando cuáles son 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.
- Deberá utilizar 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).

Al respecto, en el capítulo 5, se presenta el Diagnóstico implementado en la EPS CFE Distribución, para las RGD mediante el desempeño de los indicadores operativos, tales como 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, están enfocados 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. Atender el incremento de la demanda y el número de usuarios con la Ampliación y Modernización de la Red de Distribución
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 2017 de los indicadores operativos, SAIDI_D, SAIFI_D, CAIDI_D, Variaciones de tensión en Media Tensión, Factor de Potencia y Pérdidas Técnicas, se selecciona la opción de mínimo costo y se evalúa técnica y económicamente. En el capítulo 6, se detallan los beneficios de los indicadores operativos, metas físicas y monto de inversión de cada una de las estrategias clasificadas en los conceptos de inversión concentrados en proyectos para la modernización y para la ampliación de las RGD.

El proyecto de modificación de instalaciones en las RGD, tiene como propósito reducir la cantidad de accidentes por contacto eléctrico a personas ajenas a la CFE. En el punto 6.6 muestra la estrategia de detectar de manera oportuna las instalaciones, que representen un riesgo de contacto eléctrico con las personas ajenas a CFE. Las modificaciones llevadas a cabo reducirán el índice de accidentes.

En el punto 6.7 se detalla la estrategia definida por la EPS CFE Distribución para regularizar el servicio en colonias populares que impactan en la reducción de pérdidas de energía. Esta estrategia consiste en incorporar a usuarios del servicio de energía eléctrica que se encuentran sin contrato de suministro, identificados geográficamente y que tienen regularizado la posesión y uso de suelo.

Los proyectos específicos de la EPS CFE Distribución, se presentan en el capítulo 6, los cuales por su requerimiento de inversión se documentan técnica y económicamente para su análisis y de ser factible su aprobación; tal es el caso de la continuación de la ejecución del proyecto de la red subterránea de la Avenida Paseo de la Reforma en la Ciudad de México, la sustitución del cable submarino que alimenta a Isla Mujeres en Quintana Roo y el proyecto de alimentar a la Isla de Holbox, en Yucatán desde el lado continente mediante cable submarino sustituyendo a la generación local con base en combustóleo.

El proyecto de Red Eléctrica Inteligente (REI) está enfocado a la operación y administración de un sistema eléctrico, sin embargo, la mayor cantidad de aplicaciones y desarrollos que hay por las empresas proveedoras en el mundo, están enfocados hacia la distribución, es así como los beneficios y el impacto de un proyecto como este, impactan en mayor medida en la distribución. En el capítulo 8 se detalla el proyecto integral de la EPS CFE Distribución mostrando sus componentes principales, así como las inversiones necesarias para el periodo 2018-2022.

En el capítulo 9 la EPS CFE Distribución indica el avance del estudio para evaluar en cada circuito eléctrico de media tensión la capacidad de alojamiento, sin exceder los límites de Confiabilidad, Calidad de la Potencia Eléctrica y Pérdidas con la finalidad de garantizar el acceso abierto a la generación distribuida.



2 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".

De la Ley de la Industria Eléctrica

Artículo 14. (Ver introducción).

Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica

Artículo 9.- (Ver introducción).

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. (Ver introducción).



Artículo 104, inciso a) de la fracción II. (Ver introducción).

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/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 periodo 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



3 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 Unidades de Negocio de Distribución formalmente constituidas con las 150 Zonas de Distribución que las conforman como se muestra en la Figura 1.

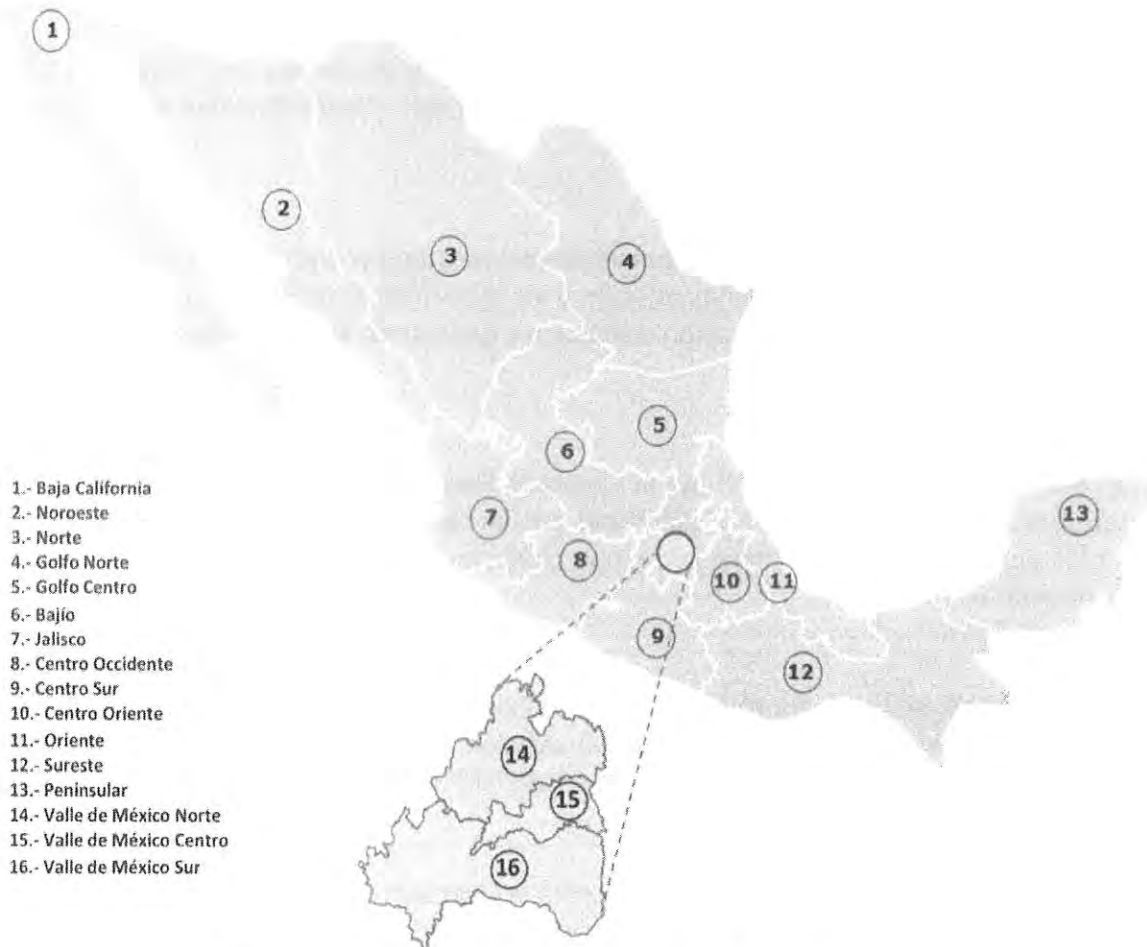


Figura 1 Unidades de Negocio de CFE Distribución

3.1 Infraestructura actual de las Redes Generales de Distribución

En la Tabla 1 y 2, se presenta el crecimiento medio anual del Sistema Eléctrico de Distribución (SED), indicando la evolución de las instalaciones en operación, el número de usuarios y ventas de energía en el país, cuya información se presenta en la Tabla 3 y 4.

Tabla 1 Estadísticas de las Unidades de Negocio 2002 y 2017

Unidades de Negocio	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	2002	3 296	428	13 251	3 185	1 009	9 368
	2017	5 174	694	21 070	4 877	1 716	14 154
	% anual	3.05%	3.27%	3.14%	2.88%	3.60%	2.79%
Noroeste	2002	3 315	638	29 463	3 870	1 312	11 060
	2017	6 058	997	39 535	5 860	2 032	16 459
	% anual	4.10%	3.02%	1.98%	2.80%	2.96%	2.69%
Norte	2002	4 027	606	33 419	1 840	1 524	13 412
	2017	6 310	893	40 861	2 505	2 112	18 328
	% anual	3.04%	2.62%	1.35%	2.08%	2.20%	2.10%
Golfo Norte	2002	5 928	781	23 878	4 155	2 009	24 685
	2017	9 712	1 436	30 186	5 770	3 313	30 508
	% anual	3.35%	4.14%	1.58%	2.21%	3.39%	1.42%
Golfo Centro	2002	1 798	337	23 083	1 609	1 234	7 370
	2017	2 686	499	30 040	2 671	1 878	9 859
	% anual	2.71%	2.65%	1.77%	3.44%	2.84%	1.96%
Bajío	2002	3 888	664	49 754	2 345	2 483	14 587
	2017	6 181	1 067	64 082	4 289	4 245	23 652
	% anual	3.14%	3.21%	1.70%	4.11%	3.64%	3.27%
Jalisco	2002	2 871	241	18 256	1 903	1 930	9 573
	2017	4 527	653	32 439	3 158	3 093	13 875
	% anual	3.08%	6.87%	3.91%	3.43%	3.19%	2.51%
Centro Occidente	2002	1 730	421	19 765	1 365	1 416	7 845
	2017	2 220	714	30 447	2 169	2 241	10 134
	% anual	1.68%	3.58%	2.92%	3.14%	3.11%	1.72%
Centro Sur	2002	2 269	305	27 486	1 556	1 351	6 078
	2017	3 356	561	39 283	2 894	2 728	8 742
	% anual	2.64%	4.15%	2.41%	4.22%	4.80%	2.45%
Centro Oriente	2002	2 153	304	15 601	1 106	1 288	7 309
	2017	3 930	456	27 148	2 295	3 004	12 685
	% anual	4.09%	2.74%	3.76%	4.99%	5.81%	3.74%
Oriente	2002	2 632	384	27 061	1 763	1 852	9 246
	2017	3 568	621	44 408	2 716	2 999	9 790
	% anual	2.05%	3.26%	3.36%	2.92%	3.27%	0.38%
Sureste	2002	2 045	530	44 902	1 857	2 068	5 309
	2017	3 572	705	62 917	3 360	3 592	8 676
	% anual	3.79%	1.92%	2.27%	4.03%	3.75%	3.33%
Peninsular	2002	1 972	348	14 978	1 290	939	5 127
	2017	3 733	595	20 895	2 304	1 825	9 882
	% anual	4.35%	3.64%	2.24%	3.94%	4.53%	4.47%
Total	2002	37 924	5 987	340 897	27 844	20 415	130 969
	2017	61 026	7 388	483 311	44 868	34 778	186 744
	% anual	3.22%	1.41%	2.35%	3.23%	3.62%	2.39%

Los totales pueden no coincidir por redondeo. 1/ Incluye la capacidad de transformación a media tensión en instalaciones de Transmisión

Tabla 2 Estadísticas de las Unidades de Negocio del Valle de México de 2012 a 2017

Unidades de Negocio	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)		
Valle de México Norte	2012	4 305	309	8 311	2 617	2 260	10 664
	2017	4 465	459	8 218	2 770	2 868	10 334
	% anual	0.73%	8.24%	-0.22%	1.14%	4.88%	-0.63%
Valle de México Centro	2012	3 630	358	3 471	2 649	1 907	8 572
	2017	4 187	403	5 710	3 191	2 030	8 355
	% anual	2.90%	2.40%	10.47%	3.79%	1.26%	-0.51%
Valle de México Sur	2012	4 312	323	9 583	2 482	2 134	9 673
	2017	4 455	410	9 724	3 537	2 531	9 877
	% anual	0.65%	4.89%	0.29%	7.34%	3.47%	0.42%
Total	2012	12 247	990	21 365	7 748	6 301	28 909
	2017	13 107	1 272	23 652	9 498	7 429	28 566
	% anual	1.37%	5.14%	2.05%	4.16%	3.35%	-0.24%

Instalaciones de distribución en operación en CFE 2017

1/ Incluye la capacidad de transformación a media tensión en instalaciones de Transmisión

Tabla 3 Datos de Transformadores 2017

Transformadores 13 Unidades de Negocio		
Nivel	Unidades de Negocio de Distribución	MVA
Transformadores de Potencia de distribución	2 844	61 026
Transformadores en Redes de distribución	1 349 528	44 868
Transformadores Unidades de Negocio del Valle de México		
Transformadores de Potencia de distribución	319	13 107
Transformadores en Redes de distribución	119 930	9 498
Cantidad total de Transformadores		
Transformadores de Potencia de distribución	3 163	74 133
Transformadores en Redes de distribución	1 469 458	54 366

Tabla 4 Datos de Redes de Distribución 2017

Líneas de distribución 13 Unidades de Negocio	
Nivel de tensión	km
2.4 kV - 34.5 kV	483 311
Baja tensión	288 122
Líneas de distribución Unidades de Negocio del Valle de México	
2.4 kV - 34.5 kV	23 652
Baja tensión	34 840
Cantidad total de Líneas	
2.4 kV - 34.5 kV	506 963
Baja tensión	322 962

Incluye la capacidad de transformación a media tensión en instalaciones de Transmisión

3.2 Infraestructura de Medición

A diciembre de 2017 CFE Distribución tiene a nivel nacional 42.2 millones de usuarios utilizando alguno de los cinco equipos para la toma de lecturas, el 47.17% son electromecánicos (no cumplen con la normativa vigente), el 47.09% son de autogestión, el 1.25% son de multifunción de media y alta tensión, el 3.89% son de Infraestructura Avanzada de Medición (AMI), el 0.43% son Escalados y el 0.17% no cuentan con medición debido a que son servicios temporales en baja tensión así como cargas fijas como alumbrados públicos y cámaras de video vigilancia. Como se muestra en la siguiente Tabla 5.

Tabla 5 Resumen de medidores instalados a nivel Nacional en CFE Distribución

Tipo de Medidor	Cantidad de medidores en millones	%
Electromecánico	19.90	47.17
Autogestión	19.88	47.09
Multifunción Media y Alta Tensión	0.18	0.43
Infraestructura Avanzada de Medición (AMI)	1.64	3.89
Escalados	0.53	1.25
Sin medición	0.07	0.17
Total	42.20	100

Dirección General

Tabla 6 Resumen de medidores instalados a nivel Nacional en CFE Distribución

Unidad de Negocio	Medidores Electrónicos (modernos)					Electro-mecánico	Sin Medidor	Total Servicios	% Medidores Modernos
	Auto-gestión	Multifunción Media y Alta Tensión	Infraestructura Avanzada de Medición (AMI)	Escalados	Total Electrónico				
Baja California	705 321	0	19 339	29 671	754 331	960 651	563	1 715 545	43.97
Noroeste	1 042 429	0	21 794	39 921	1 104 144	925 965	1 522	2 031 631	54.35
Norte	1 143 802	0	16 425	52 991	1 213 218	893 211	5 651	2 112 080	57.44
Golfo Norte	1 450 669	0	11 440	79 604	1 541 713	1 768 405	2 511	3 312 629	46.54
Centro Occidente	815 310	0	10 246	24 571	850 127	1 385 994	4 747	2 240 868	37.94
Centro Sur	1 487 484	0	100 047	16 372	1 603 903	1 117 451	6 830	2 728 184	58.79
Oriente	1 409 644	0	21 139	19 574	1 450 357	1 540 439	7 750	2 998 546	48.37
Sureste	1 487 477	0	138 652	29 072	1 655 201	1 929 449	7 389	3 592 039	46.08
Valle de México Norte	1 632 014	180 000	288 669	14 028	2 114 711	752 807	195	2 867 713	73.74
Valle de México Centro	1 098 741	0	679 249	16 847	1 794 837	235 504	129	2 030 470	88.40
Valle de México Sur	1 310 609	0	125 523	14 924	1 451 056	1 079 598	143	2 530 797	57.34
Bajío	1 668 268	0	70 612	71 182	1 810 062	2 416 796	18 076	4 244 934	42.64
Golfo Centro	730 170	0	4	24 348	754 522	1 117 690	5 661	1 877 873	40.18
Centro Oriente	1 468 217	0	6 749	21 092	1 496 058	1 504 360	3 513	3 003 931	49.80
Peninsular	1 106 452	0	109 664	33 382	1 249 498	573 780	2 012	1 825 290	68.45
Jalisco	1 320 045	0	24 227	39 090	1 383 362	1 705 432	4 625	3 093 419	44.72
Total	19 876 652	180 000	1 643 779	526 669	22 227 100	19 907 532	71 317	42 205 949	53.67

0

4 Supuestos de la Planificación de las Redes Generales de Distribución

4.1 Pronóstico de la Demanda Máxima del Sistema Eléctrico de Distribución

El Mercado Eléctrico de CFE Distribución es elaborado por las 16 Unidades de Negocio de Distribución que incluye la información estadística al cierre de año, en este caso a diciembre de 2017, de las demandas máximas anuales ocurridas en cada uno de los componentes de la Redes Generales de Distribución (RGD); circuitos de distribución de media tensión, transformadores de distribución, transformadores de potencia y subestaciones de distribución, se determina la demanda máxima de cada una de las zonas de distribución.

Asimismo, se elabora el pronóstico de la demanda máxima anual para los próximos veinte años. Este proceso se lleva a cabo cada año en el módulo de Desarrollo del Mercado Eléctrico de Distribución (DMED) en el Sistema Integral de Administración de Distribución (SIAD).

Con base en el pronóstico de la demanda se optimiza la situación actual y se identifica la necesidad de proyectos de inversión, calendarizados en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN).

El estudio se conforma de las siguientes etapas:

- I. Monitoreo de perfiles de carga y registro de la demanda máxima de transformadores de potencia y circuitos de distribución a través del Sistema de Monitoreo de la Calidad de la Energía (SIMOCE).
- II. Determinación de la demanda máxima anual de todos los elementos del SED al nivel de subestación, transformador de potencia y circuito de distribución.
- III. Pronóstico de la demanda máxima anual por Zona de Distribución, subestación, transformador de potencia y circuito, mediante el modelado de los agentes de crecimiento por circuito de distribución, que comprende:
 - a. Desarrollo normal.
 - b. Cargas de usuarios importantes con demandas contratadas mayores o iguales a 200 kW.
 - c. Cargas puntuales o "spot" de solicitudes de servicio mayores o iguales a 200 kW.
 - d. Polos de desarrollo, que corresponde a la posibilidad de que una superficie geográfica específica se desarrolle en el mediano o largo plazo con una densidad de carga específica.



Dirección General

- IV. Optimizar la situación actual mediante modelos eléctricos de las redes de distribución existentes con el fin de satisfacer la demandapronosticada a los 5 y 10 años y proponer las obras de infraestructura de distribución que permitan satisfacer la demanda incremental, considerando proyectos de ampliación de la red de distribución, ampliación de subestaciones existentes o la construcción de nuevas subestaciones de distribución.
- V. Selección de proyectos de inversión mediante el análisis costo-beneficio de las alternativas de solución propuestas.
- VI. Modelado del mercado eléctrico definitivo incorporando los proyectos que satisfagan la demanda incremental en el corto, mediano y largo plazo, manteniendo los criterios de planificación.
- VII. Programación de proyectos de inversión en el PAM de las RNT (Programa de ampliación y modernización de las redes nacionales de transmisión).

En la Tabla 7, se muestra la columna de tasa de crecimiento promedio a 5 años (2018-2022), y en la Figura 2 se muestra la demanda máxima no coincidente (suma de las demandas máximas de las subestaciones de cada Zona de Distribución) al cierre de diciembre de 2017, el valor de la demanda máxima pronosticada.



Tabla 7 Pronóstico 2018- 2032 del Sistema de Distribución

Unidad de Negocio	Historial (MW)		Cierre	Pronóstico (MW)						Tasa de Crecimiento	
	2015	2016	(MW)	2018	2019	2020	2021	2022	2032	Promedio 5 Años % (2018 – 2022)	Promedio 15 Años % (2018 – 2032)
			2017								
Baja california	2 928	3 049	3 167	3 241	3 323	3 402	3 475	3 551	4 624	2.32	2.56
Bajo	3 390	3 936	4 249	4 453	4 644	4 821	5 016	5 230	6 769	4.24	3.15
Centro Occidente	1 134	1 133	1 232	1 257	1 285	1 322	1 354	1 408	1 786	2.71	2.51
Centro Oriente	2 041	2 065	2 183	2 241	2 298	2 355	2 412	2 472	3 130	2.52	2.43
Centro Sur	1 490	1 482	1 538	1 575	1 611	1 652	1 701	1 751	2 212	2.63	2.45
Golfo Centro	1 468	1 482	1 602	1 652	1 697	1 740	1 783	1 832	2 536	2.72	3.11
Golfo Norte	5 591	6 134	6 367	6 502	6 641	6 784	6 905	7 025	8 798	1.99	2.18
Jalisco	2 488	2 628	2 790	2 909	3 014	3 104	3 191	3 301	4 395	3.42	3.08
Noroeste	4 025	4 120	4 268	4 401	4 531	4 658	4 788	4 921	6 437	2.89	2.78
Norte	3 766	3 965	4 254	4 463	4 737	4 908	5 048	5 181	6 452	4.02	2.82
Oriente	2 115	2 205	2 334	2 386	2 443	2 497	2 582	2 662	3 375	2.66	2.49
Peninsular	1 943	2 134	2 254	2 391	2 489	2 583	2 681	2 775	3 922	4.25	3.76
Sureste	2 114	2 239	2 339	2 427	2 504	2 617	2 734	2 848	3 853	4.02	3.38
Valle de México Centro	1 779	1 878	2 103	2 184	2 271	2 392	2 487	2 587	3 041	4.23	2.49
Valle de México Norte	2 360	2 395	2 489	2 540	2 589	2 639	2 680	2 757	3 187	2.07	1.66
Valle de México Sur	2 386	2 393	2 506	2 581	2 713	2 773	2 824	2 874	3 256	2.78	1.76
Total	41 018	43 238	45 675	47 203	48 790	50 247	51 661	53 175	67 773	3.09	2.67

Nota: Datos de cierre 2017 del Desarrollo del Mercado Eléctrico de Distribución. El periodo 2018-2032 del Pronóstico de la demanda por subestaciones del CENACE

Dirección General

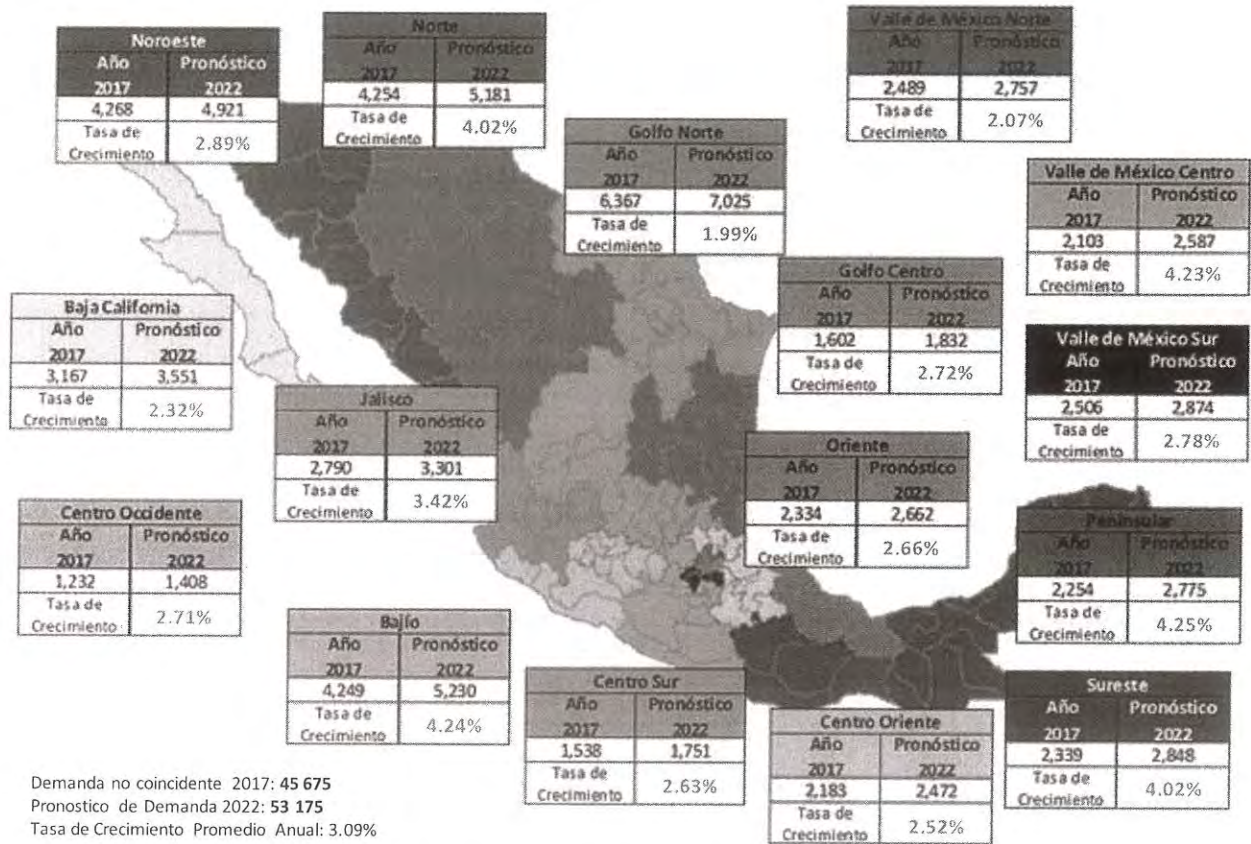


Figura 2 Demanda del Mercado Eléctrico de Distribución Cierre 2017 / Pronostico 2018 – 2022

Con relación al crecimiento esperado a cinco años, que es determinante para evaluar nuevos proyectos de subestaciones de potencia (AT / MT), en la Tabla 7 también muestra la tasa de crecimiento promedio a 15 años (2018-2032), y en la Figura 3, se muestra la demanda máxima pronosticada no coincidente al año 2032.

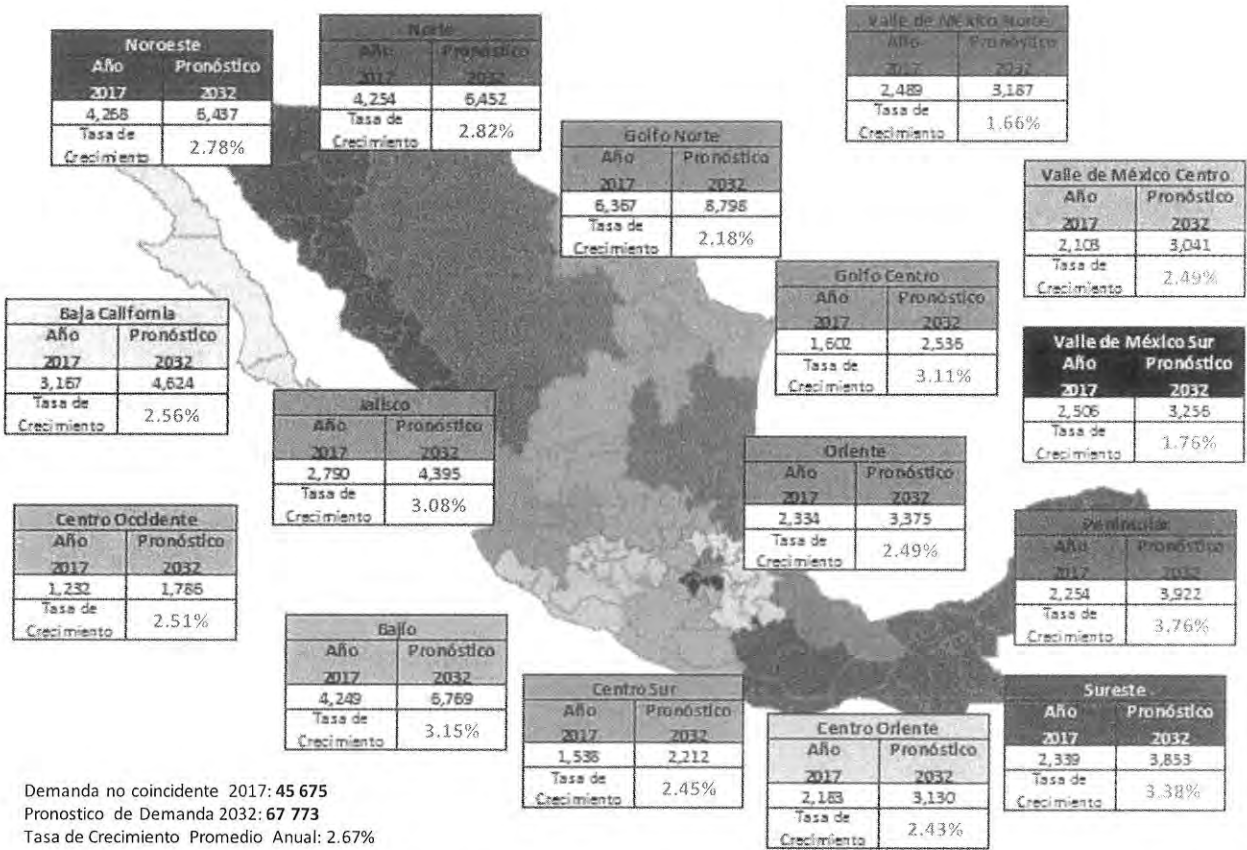


Figura 3 Demanda del Mercado Eléctrico de Distribución Cierre 2017/ Pronóstico 2018- 2032

*Información estadística (fuente mercado eléctrico, CENACE)

4.2 Supuestos Económicos

Los Programas y Proyectos de Inversión son el resultado de la Planeación de corto y largo plazo, el cual tiene el propósito de asegurar las inversiones para resolver oportunamente las necesidades de crecimiento de infraestructura eléctrica y mejora la operación de las Redes Generales de Distribución.

Para tal efecto se realizan análisis técnicos y económicos para determinar la rentabilidad de las obras y proyectos, y seleccionar la más óptima e incluirla en la cartera de distribución, se evalúan económicamente bajo supuestos razonables, determinados a través de entidades como son la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), Secretaría de Energía (SENER), Comisión Reguladora de Energía (CRE), áreas internas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), las cuales determinan los lineamientos normativos que se habrán de aplicar.

Evaluación económica.

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

Variables o supuestos económicos.

La tasa de descuento anual real aprobada por la Dirección de Finanzas de CFE Corporativo y adoptada por la CFE, es de 10.07%.

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 Catalogo 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 como el 1% anual del costo de la inversión de los proyectos.

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 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 producirse y por tanto de generarse a causa de la entrada en operación del nuevo proyecto.

Beneficio por Energía no servida en Falla. - Es la energía que no sería posible suministrar cuando ocurriera la salida forzada de un elemento del sistema. Se calcula como: (potencia no suministrada asociado a la falla) x (tiempo que el elemento estará fuera de operación)(costo del kWh no suministrado).

Este valor se determinó de acuerdo con lo estipulado en las Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG) publicadas por parte de la Comisión Reguladora de Energía que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, conforme dispone el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica. Publicadas en el DOF con fecha del 01 de junio de 2016.

En su capítulo 2 "Insumos para el proceso de Planeación de la Red Eléctrica Nacional", en su punto 2.7, Costo de la Energía No Suministrada, que a la letra dice: El costo de la energía no suministrada lo determinara la Secretaría de Energía (SENER) y reflejara el costo que tiene para la economía cada kWh que deje de suministrarse. Para los estudios de planeación se considerará un valor de 2.61 USD/kWh, el cual posteriormente podrá ser actualizado por parte de la SENER.

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.

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 = beneficios (energía incremental + ahorros operativos + energía no suministrada) – (costos de Distribución operación y mantenimiento a 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

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

Cálculo de los indicadores de rentabilidad.

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

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

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

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.

Variables macroeconómicas del proyecto.

A continuación, se muestra en la Tabla 8 las variables utilizadas para la evaluación de los proyectos de distribución.



Tabla 8 Variables utilizadas para llevar a cabo las evaluaciones económicas de los proyectos

Unidades de Negocio	Precio promedio de la Tarifa de Distribución (PMT _D) (\$/kWh)	Precio Marginal Local (PML _D) Promedio [\$/kWh]	Paridad pesos / dólar	Tasa de descuento % anual	Precio medio de la energía no servida \$ / kWh
Baja California	0.50	1.20	19.05	10.07%	49.721
Bajío	0.52	1.11			
Centro Occidente	0.98	1.12			
Centro Oriente	0.80	1.10			
Centro Sur	1.10	1.12			
Golfo Centro	0.71	1.06			
Golfo Norte	0.36	0.97			
Jalisco	0.91	1.13			
Noroeste	0.52	1.02			
Norte	0.42	1.06			
Oriente	1.06	1.09			
Peninsular	0.42	1.34			
Sureste	1.03	1.14			
Valle de México Centro	0.47	1.10			
Valle de México Norte	0.56	1.10			
Valle de México Sur	0.52	1.10			
Nacional	0.68	1.11			

Los proyectos de infraestructura eléctrica propuestos se evaluaron técnica y económicamente, dependiendo de si los beneficios están enfocados a demanda incremental (ventas de energía), energía no suministrada en falla (confiabilidad), ahorros operativos (pérdidas técnicas de energía), recuperación de ventas por pérdidas no técnicas de energía principalmente.

Diagnóstico situación actual de las Redes Generales de Distribución

En este capítulo 4, se muestran 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 2018-2032, 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 desitribución red de baja tensión y acometidas y medidores, (ver Figura 4), cuyo comportamiento conjunto determina el resultado de los indicadores, observables al nivel de Unidades de Negocio y de Zonas de Distribución.

El diagnóstico parte del cierre de los indicadores operativos a diciembre de 2017 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.

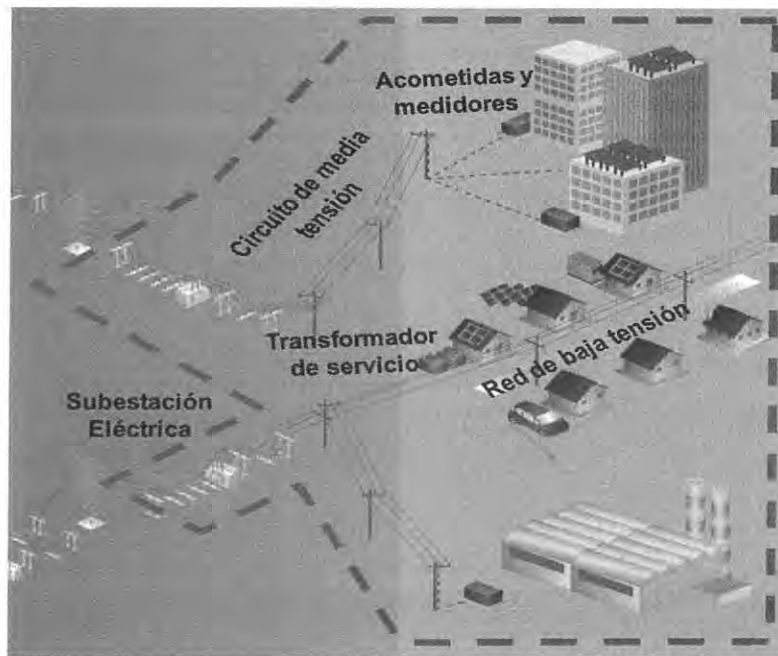


Figura 4 Componentes de las Redes Generales de Distribución

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.

4.3 Indicadores de desempeño

Para el diagnóstico de las RGD de las Unidades de Negocio que integran a la EPS CFE Distribución se utilizaron los indicadores de desempeño establecidos en 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 para evaluar la Confiabilidad y la Calidad del suministro. Así como los límites 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. Asimismo, para evaluar los niveles aceptables de pérdidas técnicas y no técnicas se tomó como referencia el Acuerdo CRE No. A/074/2015, en el que se establecen los límites de pérdidas técnicas y no técnicas reconocidas por la CRE.

La Tabla 9 muestra el resumen de los indicadores utilizados y sus niveles de aceptación. Los indicadores se agrupan en los siguientes criterios de desempeño: (1) Confiabilidad, (2) Calidad de la potencia de la energía eléctrica y (3) pérdidas de energía.

Tabla 9 Indicadores operativos de las RGD

Criterio	Indicador	Descripción	Límites	Cumplimiento
Confiabilidad	SAIDI _D	Índice de la duración anual promedio de las interrupciones en Distribución.	≤ 50 minutos	Anual
	SAIFI _D	Índice de la Frecuencia promedio anual de las interrupciones en Distribución por usuario final.	≤ 0.94 interrupciones	Anual
	CAIDI _D	Índice de duración promedio anual de las interrupciones por usuario en distribución.	≤ 53 minutos	Anual
Calidad de la potencia de la energía eléctrica	Variaciones de tensión en MT	Límites de variación de tensión en las barras de media tensión de subestaciones (porcentaje de cumplimiento por nodo de calidad)	(-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 Unidad de Negocio.	Anual
	Pérdidas no técnicas	Porcentaje de Pérdidas no técnicas.	< 5 % respecto a la energía recibida en la Unidad de Negocio.	Anual

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.

5 Resultados del Diagnóstico de las RGD

Para mejorar el proceso de Diagnóstico de las RGD, en 2016 CFE Distribución instrumentó herramientas de minería de datos para analizar, resumir e integrar el amplio registro de interrupciones al suministro eléctrico, el monitoreo de los parámetros de calidad de la potencia eléctrica en subestaciones eléctricas, el balance de energía y los estudios analíticos del sistema eléctrico de distribución.

La Figura 5 muestra un ejemplo de esta herramienta, aún en desarrollo, la cual permite correlacionar los resultados del diagnóstico con las estrategias establecidas para ampliar y modernizar las RGD.

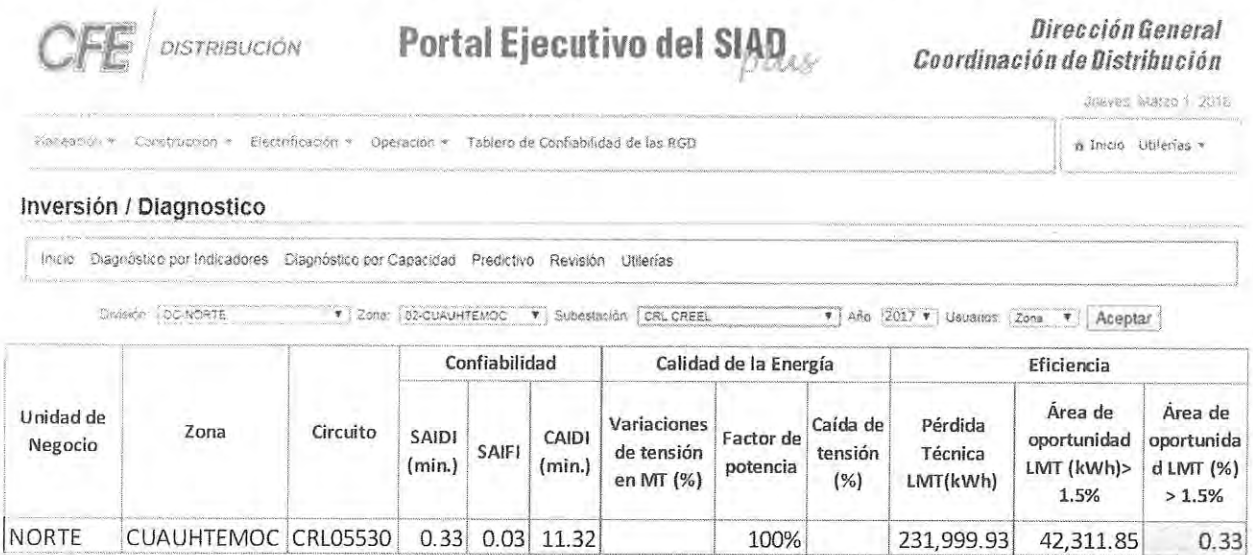


Figura 5 Portal Ejecutivo SIAD (Resultados de Indicadores de Calidad, Confiabilidad y Eficiencia)

A continuación, se muestran los resultados del diagnóstico para cada una de las Unidades de Negocio y Zonas de Distribución que conforman a la EPS CFE Distribución.

5.1 En la Confiabilidad

La Tabla 10 muestra el comportamiento de los indicadores de Confiabilidad en cada una de las Unidades de Negocio que conforman a la EPS CFE Distribución, asimismo permite comparar los resultados del cierre del año 2017 y la evolución de los indicadores con respecto al cierre del año 2016.



Tabla 10 Resultado de los indicadores de Confiabilidad en las 16 unidades de Negocio que conforman a la EPS CFE Distribución

Unidades de Negocio	SAIDI _D [minutos]		SAIFI _D [interrupciones]		CAIDI _D [minutos]	
	2016	2017	2016	2017	2016	2017
Baja California	23.43	20.82	0.62	0.57	37.63	36.71
Bajío	24.63	23.69	0.41	0.39	60.40	60.70
Centro Occidente	21.58	19.14	0.47	0.40	46.38	48.07
Centro Oriente	18.69	17.63	0.38	0.34	49.81	52.43
Centro Sur	27.31	26.73	1.07	0.70	25.54	38.08
Golfo Centro	41.77	38.64	0.63	0.39	66.72	100.04
Golfo Norte	30.88	25.01	0.62	0.47	49.54	53.74
Jalisco	26.84	24.41	0.52	0.48	51.42	50.74
Noroeste	39.40	36.59	1.09	0.91	36.16	40.20
Norte	22.44	20.74	0.73	0.58	30.61	35.69
Oriente	26.64	22.35	0.54	0.38	48.97	59.06
Peninsular	19.12	18.38	0.60	0.53	31.94	35.03
Sureste	51.35	72.15	1.07	0.90	47.94	80.54
Valle de México Centro	30.54	22.53	0.85	0.71	36.04	31.56
Valle de México Norte	28.19	27.67	0.90	0.72	31.27	38.19
Valle de México Sur	45.19	38.09	0.99	0.86	45.78	44.38
Mínimo	18.69	17.63	0.38	0.34	25.54	31.56
Promedio	29.88	28.41	0.72	0.58	43.51	50.32
Máximo	51.35	72.15	1.09	0.91	66.72	100.04

Nota. - Ver Tabla 9 Indicadores operativos de las RGD

Con respecto al indicador SAIDI_D, la Unidad de Negocio Sureste excede en 22.15 min el límite de aceptación indicado en la Tabla 9, y presenta un incremento de 20.8 min con respecto a 2016. El resto de las Unidades de Negocio se encuentra dentro del límite de aceptación y se observa una evolución favorable en Golfo Norte, Oriente y Valle de México Centro. En general en el 2017 el promedio en las 16 Unidades es de 28.41 min, con un máximo de 72.15 min.

En el año 2017 el indicador SAIFI_D, existen varias Unidades de Negocio que están próximas a exceder el límite de aceptación de la Tabla 9. El promedio general en las 16 Unidades es 0.58 interrupciones/año, con un rango entre 0.34 y 0.91 interrupciones/año por usuario final.

Con relación a CAIDI_D, las Unidades de Negocio Bajío, Golfo Centro, Golfo Norte, Oriente y Sureste, exceden el límite de aceptación indicados en la Tabla 9; el resto cumple el indicador. Cuatro muestran una evolución favorable respecto al año anterior: Baja California, Jalisco, Valle de México Centro y

Dirección General

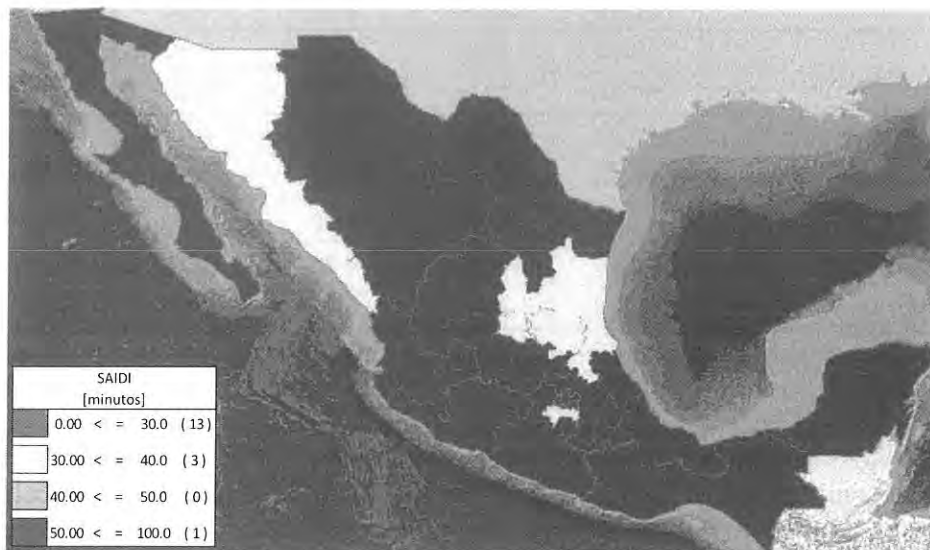
Valle de México Sur. El promedio general es de 50.32 min, con rango entre 31.56 y 100.04 min, el valor máximo excede en 47.04 min el límite de aceptación y que desvía el 88.75% respecto al valor comprometido para 2017.

Las Unidades de Negocio: Bajío, Golfo Centro, Golfo Norte, Oriente y Sureste, rebasan los límites de aceptación en al menos uno de los indicadores, en el cierre de 2017.

Por otro lado, las Unidades de Negocio: Baja California, Jalisco, Valle de México Centro y Valle de México Sur, presentaron una evolución en la Confiabilidad favorable, con respecto al 2016.

Finalmente, las Unidades de Negocio: Baja California, Centro Occidente, Centro Oriente, Centro Sur, Jalisco, Norte, Peninsular y Valle de México Norte no reflejan problemas de Confiabilidad, ya que en los dos últimos años cumplieron con los niveles de aceptación para los tres indicadores de referencia.

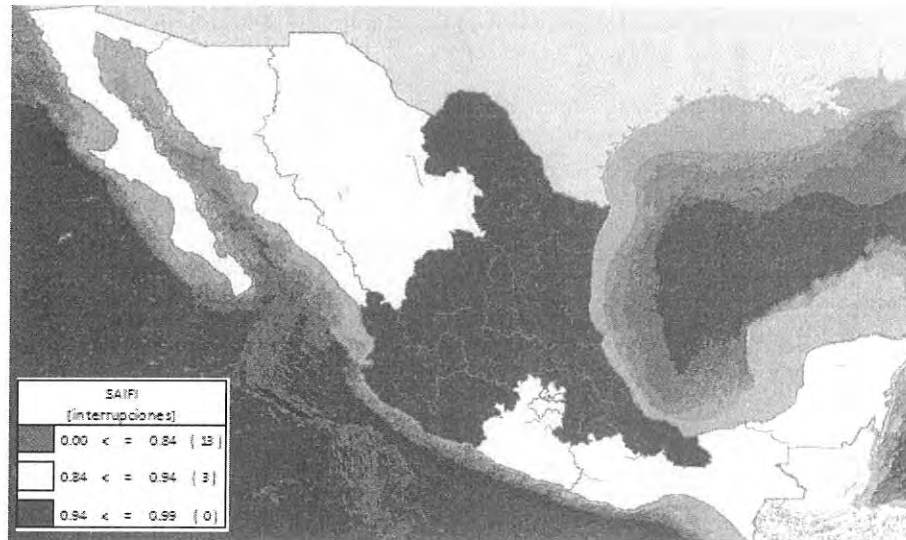
En las Figuras 6, 7 y 8 se muestran la distribución geográfica de los indicadores de Confiabilidad en las 16 Unidades de Negocio de Distribución de la EPS CFE Distribución.



Nota. - Ver Tabla 10 Indicadores operativos de las RGD

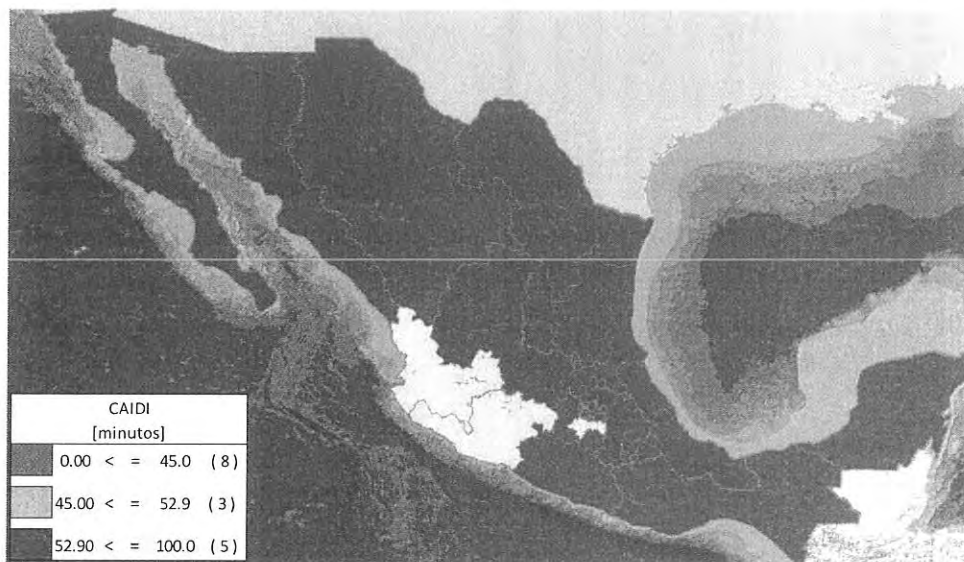
Figura 6 Mapeo del índice de la duración promedio de las interrupciones (SAIDI_D) por Unidad de Negocio de Distribución





Nota. - Ver Tabla 10 Indicadores operativos de las RGD

Figura 7 Mapeo del índice de la duración promedio de las interrupciones (SAIFI_D) por Unidad de Negocio de Distribución



Nota. - Ver Tabla 10 Indicadores operativos de las RGD

Figura 8 Mapeo del índice de la duración promedio de las interrupciones por usuario (CAIDI_D) por Unidad de Negocio de Distribución

Las principales causas a nivel nacional que originan estos resultados del 2017 son animales y choques a poste, lo que hace necesaria la implementación de medidas como la reubicación de instalaciones o el mejoramiento de enlaces para las transferencias de demanda con una menor afectación de usuarios.

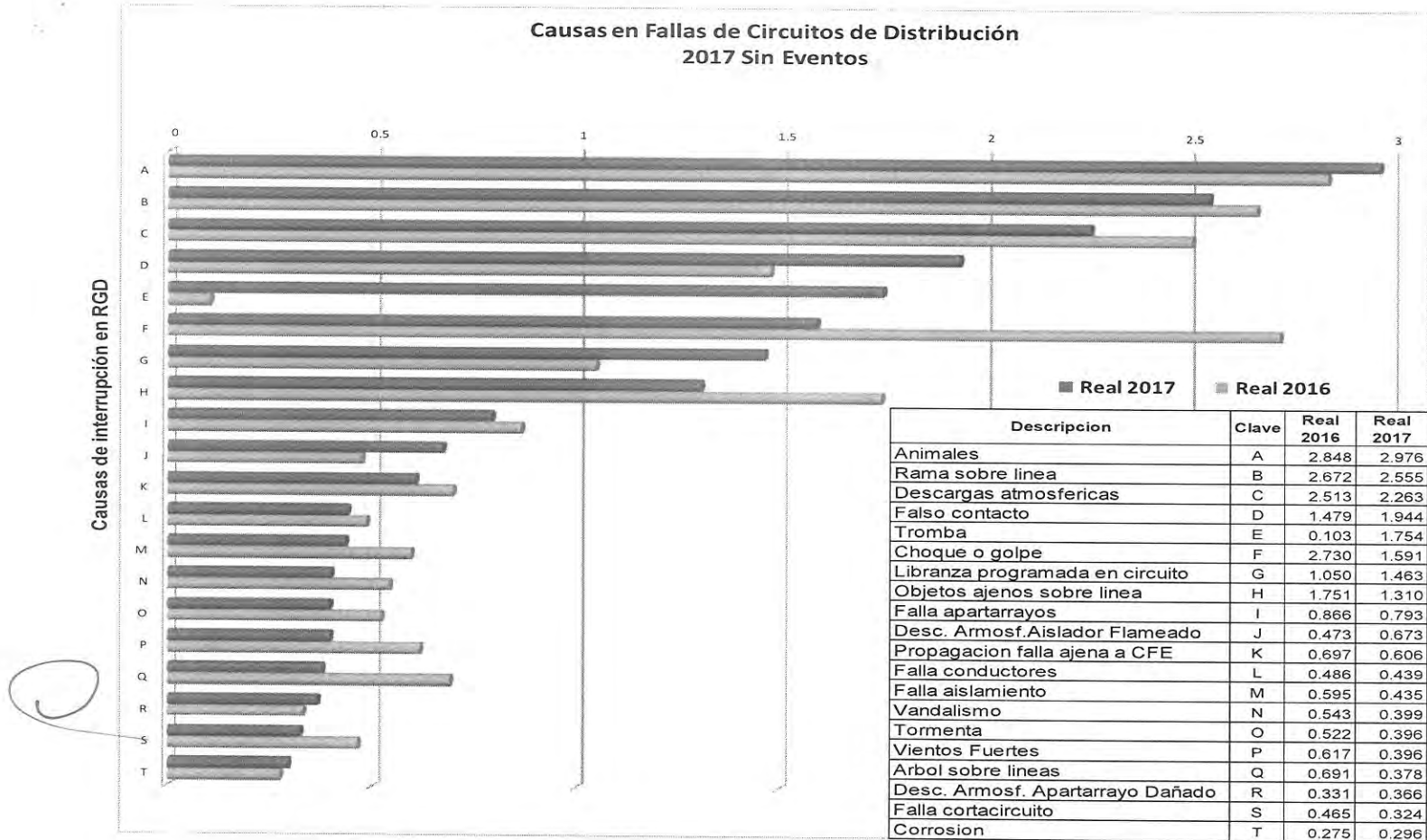


Figura 9 Causas Principales del tiempo de interrupción al cierre 2017

5.2 En la 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. Excepto para el factor de potencia, a continuación, se muestran los resultados comparativos del cierre del año 2017.

5.2.1 Factor de potencia

En la Tabla 11 se muestran los resultados del grado de cumplimiento con el factor de potencia promedio mensual mínimo medido en circuitos eléctricos de media tensión.

Tabla 11 Resultados del indicador de cumplimiento con el factor de potencia en circuitos eléctricos de media tensión

Unidad de Negocio	Cumplimiento con el Factor de Potencia % de circuitos que cumplen con el FP	
	2016	2017
Valle de México Sur	90.77	92.93
Centro Oriente	85.00	89.18
Centro Sur	84.80	89.13
Baja California	89.24	88.58
Jalisco	88.30	88.29
Sureste	87.59	87.73
Valle de México Norte	86.14	87.44
Noroeste	82.68	86.09
Centro Occidente	71.62	85.61
Peninsular	79.30	83.09
Golfo Norte	82.03	82.87
Oriente	73.88	82.83
Golfo Centro	74.81	82.54
Valle de México Centro	85.67	79.24
Bajío	63.15	76.89
Norte	63.99	74.06
Mínimo	63.15	74.06
Promedio	80.56	84.78
Máximo	90.77	92.93

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 contando con un promedio de 84.78% a nivel Nacional.

Dirección General

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 Unidades de Negocio (UN), más del 80% de los circuitos mantienen un promedio mensual en su factor de potencia mayor o igual a 0.95, mientras que, en las UN Norte, 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 74.06% de cumplimiento en la UN Norte.

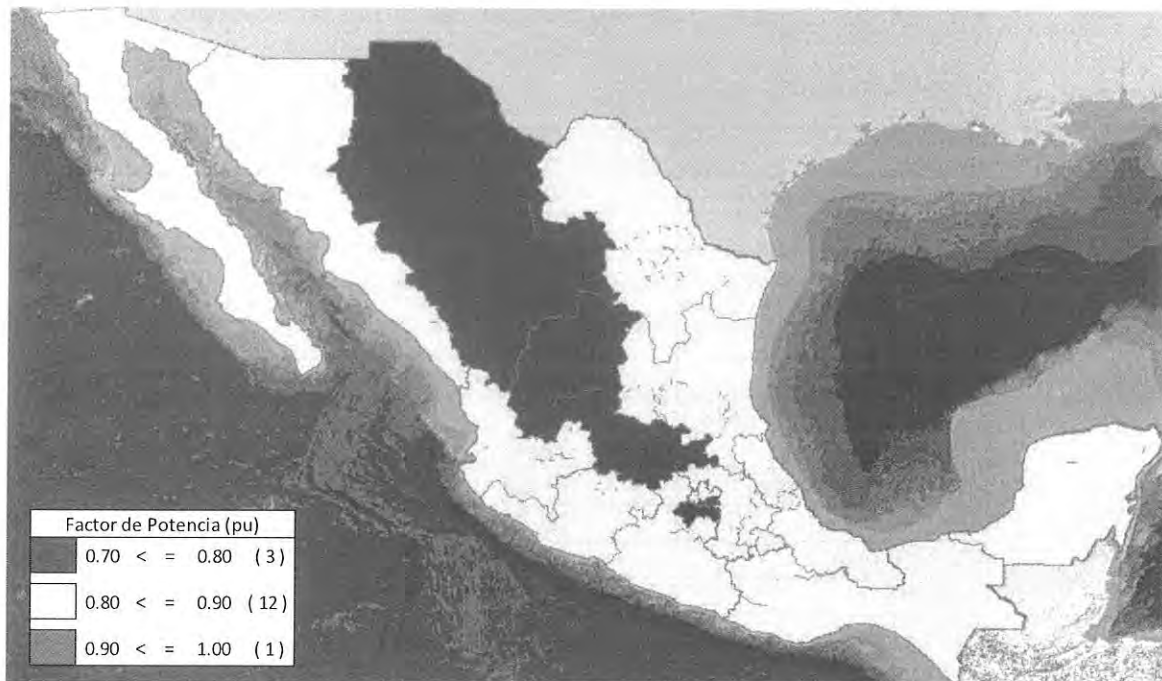


Figura 10 Mapeo del índice de cumplimiento con el índice de Factor de Potencia por Unidad de Negocio Distribución

Se observa que en trece Unidades de Negocio (marcadas en verde y amarillo) más del 80% de los circuitos mantienen un factor de potencia mayor o igual a 0.95, por lo que cumplen con el indicador. Por otra parte tres Unidades no cumplen con el valor de referencia de la Tabla 9.

5.2.2 Variaciones de tensión

En la Tabla 12 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 Unidades de Negocio (UN), cumplen con el nivel de referencia indicado en la Tabla 9, con un mínimo del 93.33% de cumplimiento.

Tabla 12 Resultados del indicador de cumplimiento de las variaciones de tensión en nodos de calidad de las subestaciones eléctricas

Unidad de Negocio	Cumplimiento de Variaciones de tensión (%)	
	2016	2017
Baja California	100.00	100.00
Valle de México Centro	99.70	100.00
Golfo Norte	100.00	99.60
Sureste	99.57	99.32
Centro Occidente	100.00	99.26
Norte	100.00	99.25
Valle de México Sur	100.00	98.81
Noroeste	98.37	98.64
Peninsular	100.00	98.41
Jalisco	100.00	98.11
Centro Sur	100.00	97.67
Golfo Centro	99.40	97.47
Valle de México Norte	100.00	97.26
Oriente	99.70	95.07
Centro Oriente	97.50	94.44
Bajío	98.40	93.33
Mínimo	97.50	93.33
Promedio	99.54	97.92
Máximo	100.00	100.00

La Figura 11 muestra la distribución espacial del comportamiento del índice de variación de tensión por UN de Distribución.

Se observa que en 16 de las Unidades de Negocio se cumple con los valores de referencia. Las UN marcadas en color amarillo cumplen con el indicador, pero en un rango cercano al límite del 90%.

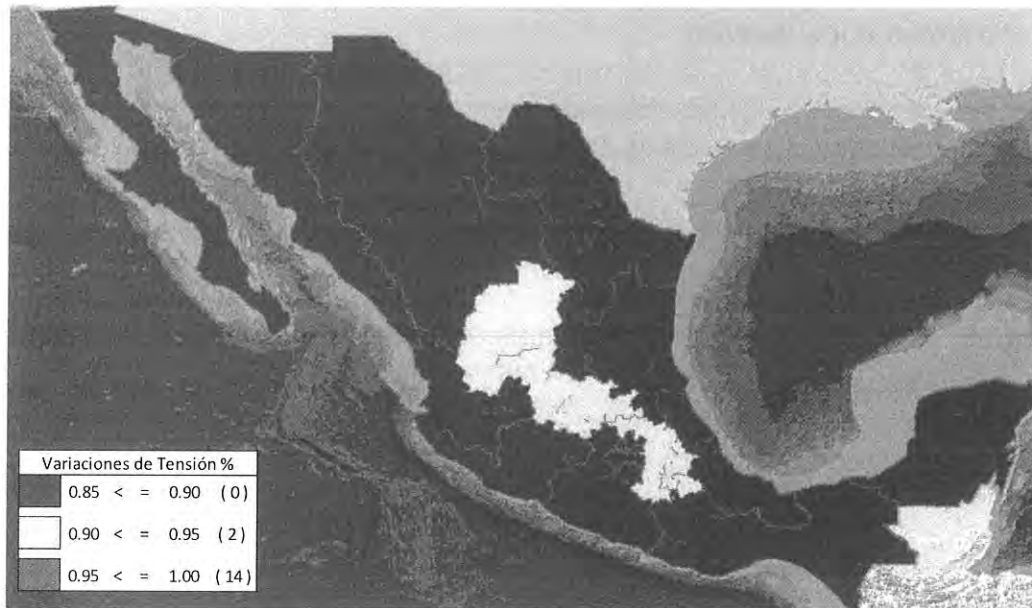


Figura 11 Mapeo del índice de cumplimiento con el índice de variaciones de tensión por Unidad de Negocio de Distribución

5.3 En las Pérdidas de Energía Eléctrica

En la Tabla 13 se muestran los resultados del balance de energía en media tensión al cierre del año 2017, con ordenamiento de mayor a menor en lo que respecta al porcentaje de pérdida total por Unidad de Negocio. Las RGD, en CFE Distribución, perdieron durante el año 2017 el 13.82% de la energía recibida en media tensión, equivalente a un total de 31 711 GWh, de los cuales un 5.86% se origina en pérdidas técnicas, con un volumen de 13 443 GWh, y un 7.96% en pérdidas no técnicas con un volumen de 18 268 GWh.

De acuerdo con los valores de referencia de la Tabla 13, solamente cuatro Unidades de Negocio (UN): Baja California, Norte, Golfo Norte y Peninsular, presentaron pérdidas técnicas menores o iguales al 5%, mientras que en seis UN: Baja California, Bajío, Centro Occidente, Golfo Centro, Noroeste y Peninsular, las pérdidas no técnicas fueron menores o iguales a ese valor de referencia.

9

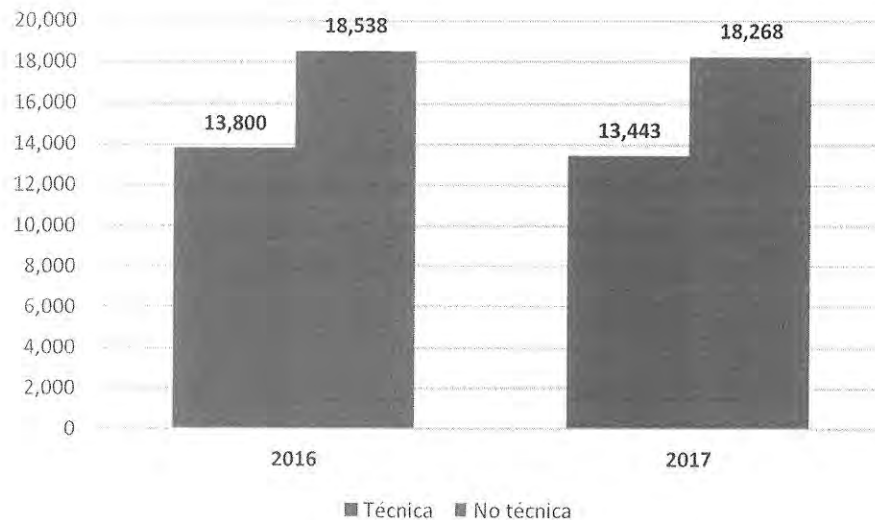
Tabla 13 Balance de energía en media tensión al cierre de 2017

Unidad de Negocio	Energía Recibida	Energía Entregada	Energía Pérdida		Pérdidas Técnicas		Pérdidas No Técnicas	
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]	[GWh]	[%]	[GWh]	[%]
Valle de México Norte	15 126	11 425	3 701	24.47	875	5.78	2 826	18.68
Valle de México Sur	15 016	11 543	3 473	23.13	865	5.76	2 608	17.37
Valle de México Centro	11 688	9 680	2 008	17.18	766	6.55	1 242	10.63
Oriente	10 669	8 840	1 829	17.14	903	8.46	926	8.68
Sureste	11 323	9 449	1 874	16.55	1 111	9.81	763	6.74
Centro Sur	8 224	6 954	1 270	15.44	510	6.20	760	9.24
Golfo Norte	30 167	25 639	4 528	15.01	1 319	4.37	3 209	10.64
Jalisco	14 983	12 872	2 111	14.09	912	6.09	1 199	8.00
Centro Oriente	12 229	10 831	1 398	11.43	618	5.05	780	6.38
Golfo Centro	8 171	7 267	904	11.06	527	6.45	377	4.61
Norte	19 122	17 022	2 100	10.98	923	4.83	1 177	6.16
Bajío	22 375	20 083	2 292	10.24	1 583	7.07	709	3.17
Noroeste	18 227	16 447	1 780	9.77	927	5.09	853	4.68
Peninsular	11 447	10 482	965	8.43	571	4.99	394	3.44
Centro Occidente	6 938	6 411	527	7.60	419	6.04	108	1.56
Baja California	13 810	12 859	951	6.89	614	4.45	337	2.44
Total	229 515	197 804	31 711	13.82	13 443	5.86	18 268	7.96

Fuente: SIBE. Cierre de pérdidas totales de energía 2017
Fuente: SIPER. Datos preliminares de pérdidas técnicas y no técnicas de energía 2017.

La Figura 12 muestra la distribución de las pérdidas de energía en técnicas y no técnicas comparativamente entre los años 2016 y 2017.

Dirección General



Unidades: GWh.

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

Fuente: SIPER. Datos preliminares de pérdidas técnicas y no técnicas de energía 2017.

Figura 12 Distribución de pérdidas de energía: técnicas y no técnicas (GWh) para 2016 y 2017

En la Tabla 14, se muestran los resultados preliminares del año 2017 de los indicadores de pérdidas técnicas y no técnicas, en comparación con sus correspondientes al cierre del 2016. Se observa que, en lo que se refiere al indicador de pérdidas técnicas, las Unidades de Negocio Centro Oriente, Centro Sur, Golfo Centro, Golfo Norte, Noroeste, Norte y Peninsular, presentan una disminución en el indicador de pérdidas técnicas en el 2017, con valores de reducción desde 0.18% a 0.01%, tal es el caso de las Unidades de Negocio Golfo Centro y Noroeste; respectivamente. El resto de las Unidades Baja California, Bajío, Centro Occidente, Jalisco, Oriente, Sureste, Valle de México Norte, Valle de México Centro y Valle de México Sur, incrementaron su indicador de pérdidas técnicas en el 2017, con valores desde 0.02% a 0.48%, tal es el caso de Baja California y Sureste; respectivamente.

En lo que respecta al indicador de pérdidas no técnicas, solo las Unidades de Negocio Baja California, Golfo Centro, Golfo Norte y Norte, presentan un incremento en el indicador, con valores desde 0.21% a 1.03% en el 2017.

Tabla 14 Resultados de Indicadores de pérdidas de energía comparativo 2017 vs. 2016

Unidad de Negocio	Pérdidas Técnicas		Pérdidas No Técnicas		Pérdidas Técnicas	Pérdidas No Técnicas
	(%)		(%)		(%)	(%)
	2016	2017	2016	2017	Diferencia 2017 - 2016	Diferencia 2017 - 2016
Baja California	4.43	4.45	2.23	2.44	0.02	0.21
Bajío	6.98	7.08	4.89	3.17	0.10	-1.72
Centro Occidente	5.93	6.04	2.28	1.56	0.10	-0.72
Centro Oriente	5.09	5.06	7.70	6.38	-0.03	-1.32
Centro Sur	6.37	6.20	11.37	9.24	-0.17	-2.13
Golfo Centro	6.63	6.45	4.09	4.61	-0.18	0.52
Golfo Norte	4.49	4.37	9.61	10.64	-0.12	1.03
Jalisco	5.96	6.09	8.96	8.00	0.13	-0.96
Noroeste	5.09	5.09	5.64	4.68	-0.01	-0.96
Norte	4.95	4.83	5.85	6.16	-0.13	0.30
Oriente	8.16	8.46	10.82	8.68	0.30	-2.13
Peninsular	5.02	4.99	4.69	3.44	-0.03	-1.25
Sureste	9.34	9.81	6.83	6.74	0.48	-0.10
Valle de México Centro	6.23	6.55	11.11	10.63	0.33	-0.49
Valle de México Norte	5.70	5.78	20.94	18.69	0.08	-2.25
Valle de México Sur	5.68	5.76	20.38	17.37	0.08	-3.01

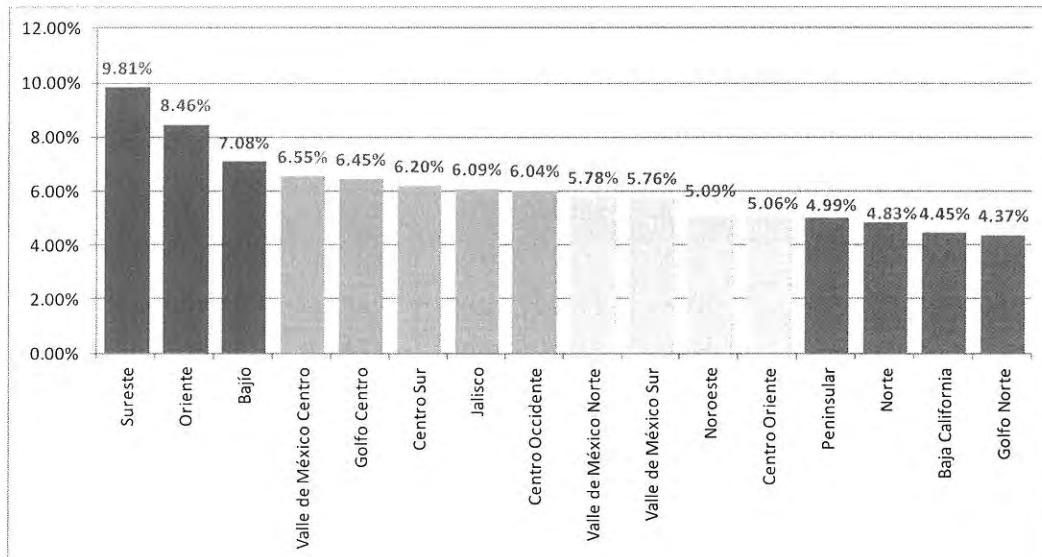
Los totales pueden no coincidir por redondeo.
 Fuente: SIPER. Se reportan datos finales del cierre de pérdidas de energía eléctrica de 2016.
 Datos preliminares de pérdidas técnicas y no técnicas de energía 2017.

5.3.1 Pérdidas técnicas

La Figura 13 se muestra la distribución del indicador de pérdidas técnicas por Unidad de Negocio, 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%.



Dirección General



Fuente: SIPER. Datos preliminares de pérdidas técnicas de energía 2017.

Figura 13 Distribución de pérdidas técnicas por Unidad de Negocio

En la Figura 14 se muestra la distribución geográfica del indicador de pérdidas técnicas por Unidad de Negocio Distribución.

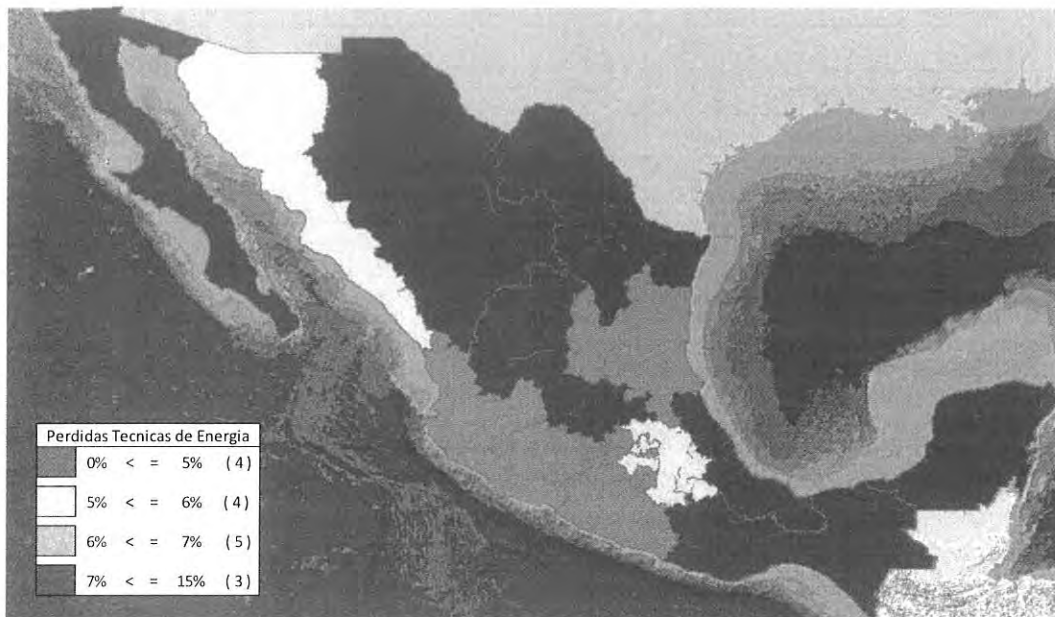


Figura 14 Mapeo del índice de pérdidas técnicas en Media y Baja tensión por Unidad de Negocio de Distribución



Dirección General

Tres Unidades de Negocio 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 15 se muestra la distribución de las pérdidas técnicas de energía eléctrica por componente de las Redes Generales de Distribución y por Unidad de Negocio. El componente con mayor aportación son las redes de baja tensión con un total de 7 741.6 GWh/año con una contribución al indicador de pérdidas técnicas de 3.41%, seguido de los circuitos eléctricos de media tensión con una pérdida total de 2 990.2 GWh/año, los cuales contribuyen al indicador con 1.32%; en transformadores de servicio se pierden 2 635.5 GWh/año, que contribuyen con 1.16% al indicador.

Tabla 15 Clasificación de pérdidas técnicas por componente de las RGD (GWh/año)

Unidad de Negocio	Transformadores MT/MT	Circuitos de MT	Transformadores de servicio	Redes de Baja Tensión	Medidores de MT	Total
Baja California	3.4	123.6	188.2	297.1	2.6	614.9
Bajío		399.3	211.9	960.9	11.3	1 583.4
Centro Occidente		81.3	107.6	228.3	1.7	418.8
Centro Oriente	2.4	163.0	143.4	308.2	1.5	618.5
Centro Sur		124.9	146.2	237.8	1.1	510.0
Golfo Centro	4.4	120.0	128.8	272.3	1.9	527.4
Golfo Norte	4.5	244.3	274.8	789.9	5.5	1 318.9
Jalisco	0.3	136.6	170.7	601.7	3.2	912.4
Noroeste	3.6	214.4	213.2	492.7	3.0	926.9
Norte	1.2	354.7	147.8	415.1	4.2	923.1
Oriente		214.1	144.5	542.6	1.7	902.9
Peninsular	7.7	170.9	112.5	277.8	2.0	570.8
Sureste	4.5	350.2	174.8	580.1	1.7	1 111.3
Valle de México Centro		64.1	137.2	563.2	1.3	765.8
Valle de México Norte		118.0	165.9	589.0	1.9	874.9
Valle de México Sur		110.8	168.0	584.9	0.9	864.6
Total	32	2 990.2	2 635.5	7 741.60	45.5	10 750.1
Contribución al indicador (%)	0.01	1.32	1.16	3.41	0.02	5.92

Fuente: SIPER. Datos preliminares de pérdidas técnicas y no técnicas de energía 2017.

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.



Dirección General

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 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:

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

En un estudio realizado en 2017 para la reducción de pérdidas técnicas en las RGD de la EPS CFE Distribución en el horizonte 2018-2020 se planteó como objetivo principal alcanzar los porcentajes de pérdidas técnicas autorizados por la CRE para cada una de sus Unidades de Negocio del año 2018.

Este estudio consideró un pronóstico de crecimiento en la energía recibida del orden de 2.6% anual a partir del año 2016, dando como resultado para el 2017 que el indicador Nacional de pérdidas técnicas sería de 5.96% y para el año 2020 el indicador de pérdidas alcanzaría un valor de 6.36% sin inversión.

El Plan de Negocios de la EPS CFE Distribución considera invertir en una primera etapa un total de 8 534 MDP en el período 2018-2019.

- Los recursos estimados para el año 2018 son por 5 320 MDP, con lo cual se lograría evitar un volumen de la energía de pérdidas técnicas del orden de 680 GWh, para el 2019 logrando un indicador a nivel nacional de pérdidas técnicas de 5.89%.
- Para 2019 se invertiría 3 214 MDP, con lo que se evitaría para el 2020 un volumen de pérdidas técnicas del orden de 241 GWh. Con lo que se tendría un indicador a nivel nacional de pérdidas técnicas para 2020 de 5.99%.

Restaría todavía un volumen de energía de 1 221 GWh por evitar para poder alcanzar los valores autorizados por la CRE si estos se mantuvieran en su referencia del año 2018.

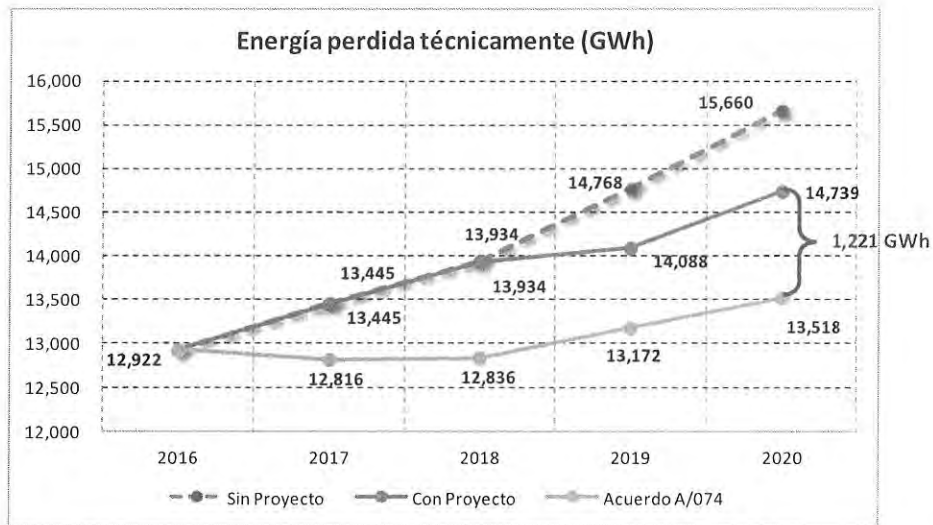


Figura 15 Proyección de pérdidas de energía con inversión en los años 2018-2020

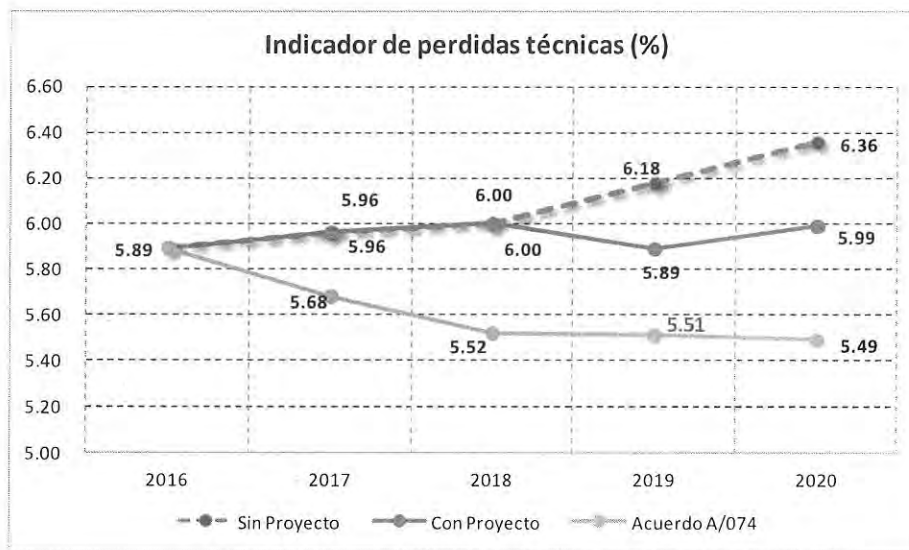


Figura 16 Proyección de indicador de energía con inversión solicitada años 2018-2020

En una segunda etapa será necesario continuar y reforzar las acciones para lograr la meta establecida por la CRE.

5.3.2 Pérdidas no técnicas

La Figura 17 muestra la distribución del indicador de pérdidas no técnicas por unidad de negocio: en color verde se indican las unidades de negocio cuyo indicador es menor o igual al 5%, en amarillo, aquellas en las que el indicador es mayor de 5% y menor o igual al 6%, en color naranja se muestran cuyo indicador es mayor de 6% y menor o igual de 7%, y en rojo las que presentan un indicador de pérdidas no técnicas mayores a 7%.

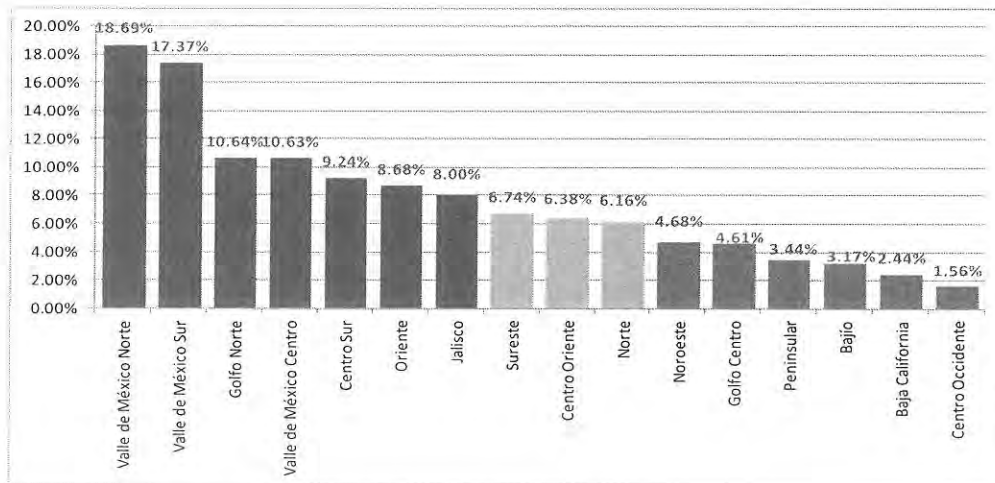


Figura 17 Distribución de pérdidas técnicas por Unidad de Negocio

En la Figura 18 se muestra el mapeo del indicador de pérdidas No técnicas por Unidad de Negocio 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%.

Distribución de pérdidas no técnicas por Unidad de Negocio.

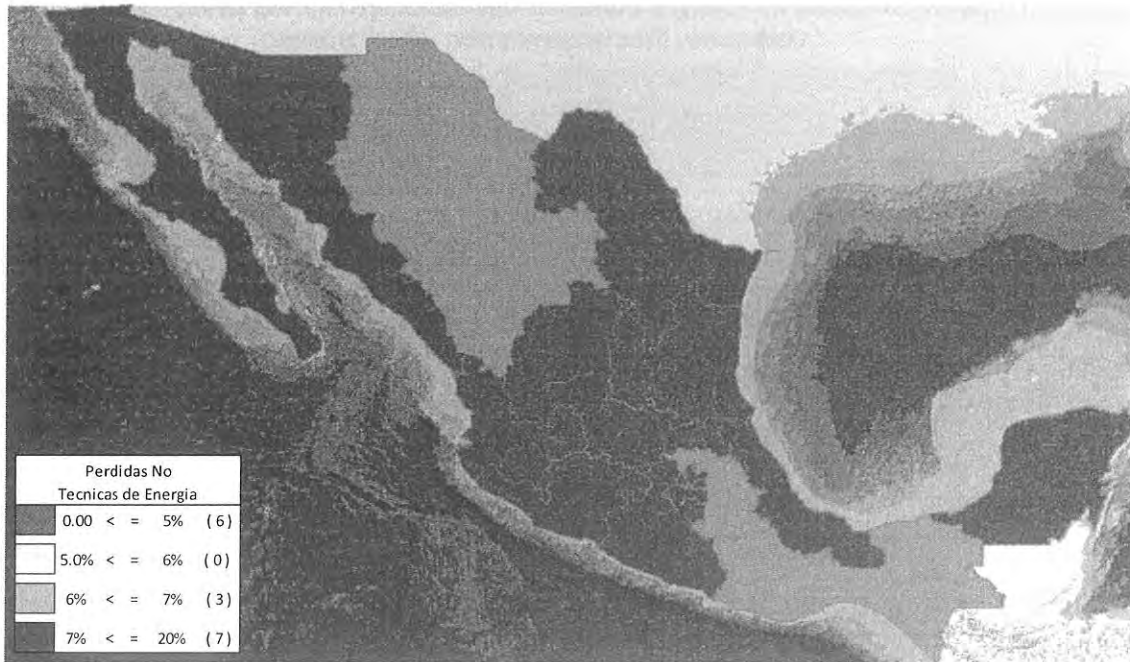



Figura 18 Mapeo del índice de pérdidas No técnicas en Media y Baja tensión por Unidad de Negocio de Distribución

5.4 De la 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 la mayoría de los medidores instalados son 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 tres tipos de medidores, Electrónico, Escalado y AMI.

Tabla 16 Tipos de medidor de energía eléctrica utilizados en la CFE Distribución tipo Socket, Gabinete, Electromecánico y Electrónico

	Electromecánico	Electrónico	Medidor escalado	AMI
Funciones:				
Operación	En sitio	Semiautomática	Automática	Automática
Lectura	En sitio	En sitio	Remota	Remota
Corte	En sitio	En sitio	Remota	Remota
Reconexión	En sitio	En sitio	Remota	Remota
Monitoreo del suministro	En sitio	En sitio	Remota	Remota
Intervalos de medición (Periodo de tiempo cinco minutil)	98%	99.5%	99.5%	99.5%
Costo del Medidor (pesos)	Sin fabricación	1 328	2 210	7 500

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.

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, 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.

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 y disminuyendo pérdidas de energía eléctrica.

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

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

- Electromecánico
 - Tarifas residenciales de bajo consumo (250 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
- 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)



Dirección General

Considerando los criterios antes señalados CFE Distribución tiene proyectado el crecimiento de medidores electrónicos tipo AMI y escalados, y en contraparte, la disminución de los medidores electromecánicos de acuerdo con lo indicado en la Tabla siguiente:

Tabla 17 Reemplazo de medidores electromecánicos e instalación de medidores electrónicos, escalados y tipo AMI

Tipo de medidor	2018	2019	2020	2021	2022
Electromecánicos*	18.40	16.61	14.76	12.97	11.94
Electrónico Interactivo	21.90	22.79	23.51	24.06	24.43
Electrónico bajo costo	0.43	1.33	2.41	3.69	5.17
Escalado	0.47	1.71	3.25	4.74	5.49
AMI	2.4	2.6	2.6	2.6	2.6
Total	43.60	45.04	46.53	48.06	49.63

**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 periodo 2018-2019 contempla la instalación de 844 mil medidores tipo AMI en el año 2018 y 150 mil en el año 2019, 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 2018-2022.

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.

A diciembre 2017, se cuenta con 1 038 millones de metros de conductor de acometida, 42.13 millones de medidores en operación y 0.07 millones de servicios sin medición.

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 2015 al 2017 (ver Tabla 18).

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, en el que se contempla el cambio de medidores obsoletos, destruidos o la reparación de los mismos, 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 18 Estadística de actividades sustantivas del proceso de medición

Cantidades	Años			Total
	2015	2016	2017	
Conexiones	2 767 974	2 806 923	2 474 768	8 049 665
Desconexiones	1 602 431	1 549 264	1 057 866	4 209 561
Modificaciones	896 406	858 211	883 957	2 638 574
Total	5 266 811	5 214 398	4 416 591	14 897 800

6 Proyectos de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución

Las inversiones registradas para los años 2018-2022, están priorizadas de acuerdo con su rentabilidad y mayor impacto al indicador, con capacidad para atender el crecimiento de los usuarios actuales y nuevas solicitudes.



Tabla 19 Resumen de Inversiones de las RGD 2018-2022

Concepto de Inversión	Inversión por año (MDP)					Total
	2018	2019	2020	2021	2022	
Reducción de Pérdidas Técnicas	5 320	3 214				8 534
Regularización de Colonias Populares	157	153	149	151	148	758
Adquisición de Acometidas y Medidores de Distribución	3 725	3 839	3 952	4 074	4 198	19 788
Ampliación	9 202	7 206	4 101	4 225	4 346	29 080
Confiabilidad de las Redes Generales de Distribución	189	185	176	180	174	904
Modernización de Subestaciones de Distribución	453	259	270	277	251	1 510
Proyectos para corrección de puntos de riesgo para la prevención de accidentes de terceros	92	90	88	83	78	431
Modernización de las Redes Generales de Distribución	179	172	172	170	162	855
Modernización	913	706	706	710	665	3 700
Escalamiento de la Medición a AMI ^{/1}	1 804	2 244	2 177	1 094	1 094	8 413
Modernización (Reemplazo de Medidores Obsoletos)	1 328	1 368	1 409	1 451	1 495	7 051
Modernización de la Avenida Paseo de la Reforma ^{/5}	644					644
Cable Submarino para Isla Mujeres ^{/1}	123	157				280
Interconexión Isla de Holbox ^{/1}	112	168				280
Proyectos Específicos de Modernización	4 011	3 937	3 586	2 545	2 589	16 668
Operación Remota y Automatismo en redes de Distribución ^{/1}	367	350	316	327	335	1 695
Sistema de Información Geográfica de las RGD ^{/1/2}	23	30				53
Infraestructura de Medición Avanzada ^{/1/3}	38	68	78	78	78	340
Gestión del Balance de Energía de las RGD para el MEM ^{/1}	1 159	1 709	1 708	1 740	700	7 016
Sistema de Administración de Distribución Avanzado ^{/1/4}	3	50	50	50	50	203
Redes Inteligentes	1 590	2 207	2 152	2 195	1 163	9 307
Total	15 716	14 056	10 545	9 675	8 763	58 755

^{/1.-} El proyecto está sujeto a reconocimiento de tarifa para la asignación de recursos. ^{/2.-} En los tres primeros años se desarrolla la implantación del piloto del proyecto en 2 zonas de Distribución, la implantación en las 148 Zonas de Distribución será a partir del cuarto al sexto año y dependerá de los resultados del piloto. Del séptimo al octavo año se realizará una actualización de las aplicaciones de interoperabilidad.

^{/3.-} Implementación de la interoperabilidad a partir del sexto año y dependerá de las inversiones de los primeros cinco años.

^{/4.-} Despliegue de tecnología en el resto de las Zonas de País (su implementación depende de los resultados del estudio piloto).

^{/5.-} Proyecto en proceso de construcción

En la Tabla 19 se presentan los proyectos prioritarios para la ampliación y modernización de las RGD, los recursos para invertir en estos proyectos, se considera que ya se encuentran reconocidos en el ingreso requerido por el distribuidor, publicado en el acuerdo CRE A/074/2015. Asimismo, la Tabla 19 incluye proyectos específicos de modernización y para el desarrollo de redes eléctricas

inteligentes. Esta última relación de proyectos específicos, son informativos y dependen de que la SENER le instruya a la CFE Distribución su ejecución.

Estas inversiones del proyecto que se describe se continuaran e implementarán a partir de 2018, y permitirán contribuir a reducir el crecimiento de las pérdidas técnicas y en su caso una reducción de pérdidas no técnicas para acercase a la reducción del sendero al 2024, así mismo están dirigidas a la mejorar los indicadores de confiabilidad. Cabe mencionar que todos lo años anteriores se han realizado mejoras continuas.

Cabe mencionar que esta infraestructura (eléctrica, de comunicaciones y medición) facilitará que el sistema de distribución se integre a la Red Eléctrica Inteligente de CFE, de acuerdo con lo establecido en el mapa de ruta de la alta dirección.

6.1 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 indicadas en la Tabla 9. Los cuales se muestran en la Figura 19.

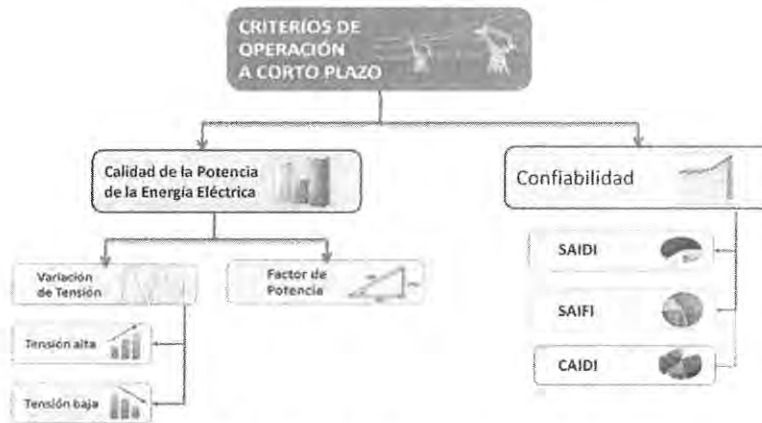


Figura 19 Criterios de Operación a Corto Plazo

Descripción

El proyecto considera una inversión de 904.24 millones de pesos en 1 250 proyectos a ejecutar en 14 Unidades de Negocio de Distribución en el periodo 2018 – 2022. En 2018 se tienen registrados para su ejecución 97 proyectos mediante una inversión de 189 millones de pesos.

Dirección General

Inversión

Es la necesaria para la realización del proyecto, como se muestra la Tabla siguiente:

Tabla 20 Inversión para mejorar la confiabilidad en Redes de Distribución 2018-2022

Unidad de Negocio	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Bajo	17.49	17.49	20.97	16.20	10.47	82.62
Centro Occidente	0.75	0.92	0.62	0.62	0.55	3.46
Centro Oriente	12.17	12.15	10.43	12.28	11.45	58.48
Centro Sur	5.57	5.61	4.38	4.61	4.27	24.44
Golfo Centro	1.96	1.99	1.94	2.24	1.47	9.60
Golfo Norte	11.80	11.21	11.07	11.61	11.29	56.98
Jalisco	0.04	0.60	0.02	0.02	0.02	0.70
Noroeste	9.39	9.52	9.33	10.71	9.11	48.06
Norte	23.82	22.26	21.19	21.23	20.99	109.49
Oriente	21.59	16.51	13.33	15.00	14.38	80.81
Peninsular	13.24	17.29	16.23	16.84	15.99	79.59
Sureste	49.32	50.07	49.40	50.18	49.30	248.27
Valle México Centro	12.15	10.28	10.32	11.54	9.53	53.82
Valle México Sur	9.70	9.18	6.90	7.11	15.03	47.92
Total	189.99	185.08	176.13	180.19	173.85	904.24

Inver. Inversión
mdp. - millones de pesos

Metas físicas

Los alcances del proyecto consideran la instalación de 213 UTR's, 25 UCM, 12 UPS, 11 SCADA y 2000 equipos restauradores así como los 48 km-C y 2 227 postes de acuerdo a la siguiente Tabla.

Tabla 21 Metas físicas de los proyectos para mejorar la confiabilidad 2017 en las 16 Unidades de Negocio

Equipo para Confiabilidad	2018	2019	2020	2021	2022	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
Desconectadores	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
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

Cabe mencionar que el proyecto denominado Operación Remota y Automatismo, también tiene una aportación importante a la confiabilidad, y se detalla en el apartado 8.1 de este documento.

De no realizarse este proyecto, no contaríamos con instalaciones idóneas, que garanticen el suministro eléctrico a los usuarios finales, y por consecuencia se presenta:

- Incumplimiento de las disposiciones legales establecidas en el Código de Red.
- Sanciones establecidas en el artículo 165, fracción I, inciso k), fracción II, inciso c), en particular para este proyecto, las indicadas para la Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, aplicará la sanción con multa del dos al diez por ciento de los ingresos brutos percibidos en el año anterior.
- Se tendría una afectación en energía no suministrada de 4.74 GWh anual esto derivado de la reducción del SAIDI, SAIFI y CAIDI en el 2018 (ver Tabla 22).

Como complemento a las obras antes citadas para mejorar la confiabilidad en las RGD se tiene el proyecto Operación Remota y Automatismo de las RGD indicado en el punto 8.1 contemplando como proyecto de Red Eléctrica Inteligente.

Dirección General

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.

A continuación se describen las metas de los parámetros que se utilizarán para evaluar al Distribuidor en su desempeño, observando condiciones de Disponibilidad, Calidad y Continuidad en el servicio y de acuerdo a las inversiones propuestas para el año 2018, se busca cumplir con las metas propuestas para este año para los indicadores SAIDI_{D minutos}, SAIFI_{D Interrupciones} y CAIDI_{D minutos}:

Tabla 22 Metas 2018 de confiabilidad

Unidad de Negocio	SAIDI _D minutos sin servicio/año	SAIFI _D interrupciones/año	CAIDI _D minutos/falla
	Meta 2018		
Baja California	20.78	0.57	36.46
Bajo	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



6.2 Modernización de las Redes Generales de Distribución

Problemática en el área de influencia

En las Redes Generales de Distribución se cuenta con equipos que superan los 30 años de servicio, y que durante este periodo se 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.

Tabla 23 Transformadores de Distribución (MT / BT) con necesidad de reemplazo

Unidades de Negocio	2018	2019	2020	2021	2022	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	57
Centro Oriente	22	21	22	22	24	111
Centro Sur	17	18	21	22	19	97
Golfo Centro	251	235	225	224	197	1 132
Golfo Norte	10	12	10	10	11	53
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
Peninsular	11	13	15	13	16	68
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	82
Valle de México Sur	13	10	13	11	9	56
Total	941	916	900	884	850	4 491

Fuente: CFE Distribución



Tabla 24 Interruptores de Potencia con necesidad de reemplazo

Unidad de Negocio	2018	2019	2020	2021	2022	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

Objetivo

Reemplazar los equipos con más de 30 años de servicio para reducir y prevenir interrupciones en el servicio de energía eléctrica.

Inversión necesaria

El proyecto para el periodo 2018-2022 requiere una inversión total de 855 millones de pesos, de acuerdo con las siguientes Tablas.

Tabla 25 Inversión necesaria para reemplazo de Transformadores de Distribución

Unidad de Negocio	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Baja California	1	1	1	1	1	5
Bajío	2	1	2	2	2	9
Centro Occidente	1	1	1	1	1	5
Centro Oriente	2	2	2	2	2	10
Centro Sur	1	1	2	2	1	7
Golfo Centro	19	18	17	17	15	86
Golfo Norte	1	1	1	1	1	5
Jalisco	1	1	1	1	1	5
Noroeste	18	17	17	17	17	86
Norte	12	11	11	9	10	53
Oriente	11	11	11	10	10	53
Peninsular	1	1	1	1	1	5
Sureste	1	1	1	1	1	5
Valle de México Centro	1	1	1	1	1	5
Valle de México Norte	1	1	1	1	1	5
Valle de México Sur	1	1	1	1	1	5
Total	74	70	71	68	66	349

mdp. - millones de pesos

Tabla 26 Inversión necesaria para reemplazo de Interruptores de Potencia

Unidad de Negocio	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Baja California	1	1	1	1	1	5
Bajío	3	2	3	3	3	14
Centro Occidente	1	1	1	1	1	5
Centro Oriente	2	2	2	3	3	12
Centro Sur	2	2	2	3	2	11
Golfo Centro	28	27	26	25	22	128
Golfo Norte	1	1	1	1	1	5
Jalisco	1	1	1	1	1	5
Noroeste	27	25	25	26	25	128
Norte	17	17	16	14	14	78
Oriente	16	16	16	15	15	78
Peninsular	1	1	2	2	2	8
Sureste	1	1	1	2	2	7
Valle de México Centro	1	2	1	2	1	7
Valle de México Norte	2	2	2	2	2	10
Valle de México Sur	1	1	1	1	1	5
Total	105	102	101	102	96	506

mdp. - Millones de pesos

Tabla 27 Resumen de inversión para el proyecto de Modernización de las RGD

Año	Inversión mdp					Total
	2018	2019	2020	2021	2022	
Modernización de las Redes Generales de Distribución	179	172	172	170	162	855

mdp. - Millones de pesos

6.3 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 9.

Descripción

El proyecto considera una inversión de 453 millones de pesos a ejecutar en las 16 Unidades de Negocio de Distribución durante 2018.

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 tasa 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.

Inversión

Es la necesaria para la realización del proyecto, como se muestra la Tabla siguiente:

Tabla 28 Inversión y metas físicas para mejorar la confiabilidad en Subestaciones de Distribución 2018

Unidades de Negocio	Inversión mdp	2018		
		No. Transformadores	Subestacion	MVA
Baja California	28	2	Punta Prieta, Florida	50
Bajo	28	2	Moroleon, El Granjeno	60
Centro Occidente	28	2	Monarca, Morelia Dos	40
Centro Oriente	25	2	Juandho, Izucar de Matamoros	40
Centro Sur	28	2	Chilpancingo, Civac	40
Golfo Centro	28	2	Ventilla, Refugio	60
Golfo Norte	28	2	Apodaca	40
Jalisco	28	2	San Agustin, Banderas	40
Noroeste	42	3	Bizani, Centinela	60
Norte	28	2	Lazaro Cardenas, Francisco Villa	40
Oriente	28	2	Poza Rica Tres	60
Peninsular	28	2	Cayal, Kopte	60
Sureste	28	2	Cardenas Uno, Tonalá	60
Valle de México Centro	30	2	Jamaica	60
Valle de México Norte	18	1	Careaga	30
Valle de México Sur	30	2	Zictepec, Toluca	60
TOTAL	453	32		800

mdp. - millones de pesos

Evaluación económica

Este proyecto fue evaluado técnica y económicamente, obteniendo en promedio un indicador Beneficio/Costo de 1.47 y un VPN de 15 265.78 millones de pesos, esto fundamenta económicamente la elaboración de los proyectos de manera conjunta, con un beneficio por energía no suministrada por 151.98 MWh para este año.

El reporte del programa de obras e inversiones es el resultado de los estudios de ingeniería de distribución realizados para satisfacer la demanda incremental y la calidad en el suministro de energía eléctrica.

El distribuidor debe prestar el servicio público de Distribución de energía eléctrica, bajo los principios administrativos, técnicos y operativos que garanticen la Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad del suministro eléctrico, tanto de las instalaciones y equipos que componen las RGD como del personal que las atiende. Dando seguimiento al cumplimiento de las metas establecidas para cada Unidad de Negocios de Distribución y a nivel Nacional del indicador para la evaluación de la continuidad de las Redes Generales de Distribución.

- *Índice de Salidas de Banco.* Conocer el número de salida de bancos (transformadores de potencia) por Unidad de Negocios de distribución, para determinar el índice de salida de bancos e indicadores auxiliares (carga promedio afectada y tiempo promedio fuera) tanto a nivel nacional como Unidad de Negocio, para determinar tendencias y establecer criterios para la toma de acciones tendientes a la reducción de este tipo de eventos.

La ampliación y modernización de subestaciones de distribución está alineada a la planeación de las Redes Generales de Distribución, en función del crecimiento de nuevos usuarios de energía eléctrica, esto permite realizar las mejores opciones de inversión para mantener y operar los sistemas cumpliendo con criterios de rentabilidad, confiabilidad y seguridad.

A continuación, se muestran las inversiones enfocados a este objetivo:

Tabla 29 Inversión para mejorar la confiabilidad de las Subestaciones de Distribución

Componentes	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Modernización de Subestaciones	453	259	270	277	251	1 510

mdp: millones de pesos

6.4 Reducción de Pérdidas de Energía

Las pérdidas de energía eléctrica se clasifican en “técnicas” y “no técnicas” en función de su origen, las primeras tienen lugar en la transferencia de energía calorífica al medio ambiente producto del calentamiento de los conductores del sistema al paso de la corriente eléctrica, mientras que las segundas se presentan durante el proceso de comercialización, principalmente por el uso ilícito de la energía eléctrica, fallas de medición y errores de facturación.

Objetivo

Se ha establecido como meta a partir de 2024, alcanzar un nivel de pérdidas comparable con estándares internacionales. A fin de lograr lo anterior, se lleva a cabo su reducción gradual para alcanzar el valor objetivo en todo el proceso de distribución. Este pronóstico incluye las políticas de reducción de pérdidas establecidas en la Estrategia Nacional de Energía y el ahorro en el consumo final de energía del Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE).

Para cumplir con ello, se establecieron programas, proyectos y acciones para su abatimiento y control, destacando en reducción de:

Pérdidas técnicas, a través de optimizar la configuración de la red de distribución de media tensión considerando las siguientes acciones:

- La transferencia de carga de los circuitos más cargados a circuitos con menor carga
 - La construcción de nuevos alimentadores y nuevas troncales para redistribuir la carga a nuevos circuitos
 - La instalación de equipos de compensación reactiva (fijos y con control de voltaje, de reactivos y/o tiempo)
 - La instalación de equipos de seccionamiento automatizado para optimizar la operación eficiente de los circuitos, para asegurar el flujo cero entre circuitos.
 - El incremento en la sección transversal de conductores en circuitos troncales
 - Dar seguimiento al programa de monitoreo de transformadores de distribución
 - Sustituir transformadores de distribución obsoletos
 - Crear nuevas áreas de distribución en baja tensión y mejorar las existentes
-
- **Pérdidas no técnicas**, a través de:
 - Mejorar de manera efectiva la calidad de la facturación
 - Cumplir el calendario de eventos comerciales, incluyendo corte, reconexión y retiro oportuno de suministros
 - Detectar oportunamente las anomalías en media y alta tensión (dentro del mismo mes de facturación)
 - Mantener el control del indicador mediante la oportuna atención del reporte de anomalías, en las Unidades de Negocio con bajos índices de pérdidas
 - Detectar y atender anomalías mediante la selección estadística (automatizada) de servicios a verificar con ayuda del programa ASEMED GEO (Aseguramiento a la Medición Georreferenciada)
 - Re-Ordenar el proceso de comercialización de la energía, incluyendo los sistemas informáticos de gestión, procesos operativos, así como la verificación y control de servicios en campo del Valle de México que es donde existen mas problemáticas



Dirección General

- Agilizar la modernización y reubicación de medidores al límite de propiedad de los servicios susceptibles a usos ilícitos por intervención de acometida o medidor
- Continuar con los programas especiales de detección de anomalías encaminados a la disminución de pérdidas de energía, mediante ajustes a la facturación
- Regularizar servicios en áreas de conflicto social con la intervención de autoridades competentes y acercamiento a las Unidades de Negocios con el apoyo del área de Comunicación Social de CFE
- Llevar a cabo programas masivos de ahorro de energía, principalmente en sectores sociales de bajos recursos que desalienten el uso ilícito como principal método de la disminución de su facturación, con ayuda de cada trabajador de CFE Distribución
- Continuar con la implementación de nuevas tecnologías de la medición, dando prioridad a la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en las 16 Unidades de Negocio
- Reforzar la aplicación del diagnóstico de los medidores en servicios de media tensión
- Implementar programas de acercamiento al cliente para la atención de la problemática social asociada al suministro de energía eléctrica en las 16 Unidades de Negocio
- Sustituir medidores electromecánicos por electrónicos para garantizar una mayor exactitud en el consumo realizado por el usuario

Para la implementación de los programas especiales de control y reducción de pérdidas de energía a nivel nacional, se desprende la imperiosa necesidad de evaluar sistemáticamente estos programas. Para el caso particular del Sistema Eléctrico de Distribución (SED), se ha comprobado que solamente a través del cálculo de las pérdidas de energía en cada componente, se pueden efectuar acciones que permitan mejorar los resultados.

Metodología para la estimación de pérdidas de distribución

El modelo adoptado por la EPS CFE Distribución para el control y la reducción de pérdidas de energía en las RGD, incorpora métodos de cálculo para las pérdidas técnicas de energía en cada componente y utiliza un enfoque moderno, especialmente en el conjunto red secundaria-acometida-medidor, con base en el muestreo estadístico de sectores de baja tensión para determinar sus pérdidas técnicas mediante el análisis de flujo de carga de la red de baja tensión o la medición en el secundario de los transformadores de distribución.

Las pérdidas técnicas en Distribución se calculan en circuitos de distribución de media tensión, transformadores de distribución, redes de baja tensión, acometidas y medidores.



A su vez, como ya se mencionó, las pérdidas no técnicas se originan principalmente en el proceso comercial: fallas de medición, errores de facturación y usos ilícitos. Su valor se determina por la diferencia entre las pérdidas registradas en el balance de energía y las pérdidas técnicas (calculadas internamente).

Una vez que se clasifican las pérdidas en técnicas y no técnicas, se establecen los mecanismos de control y evaluación necesarios para mejorar la planificación, diseño y operación de las RGD. Lo anterior permite identificar las áreas de oportunidad de las unidades de negocio para la inversión en programas específicos de reducción de pérdidas.

Evolución de las pérdidas de energía de distribución

Derivado de la reciente creación de las unidades del Valle de México, los resultados de pérdidas se muestran de forma independiente. En la Tabla 30, se refleja el comportamiento de las pérdidas en el SED de las unidades de negocio desde el 2002 al 2017.

Tabla 30 Pérdidas de energía (GWh) en Distribución (incluye alta tensión) 2002-2017

Año	Unidades de Negocio del interior del país				Unidades de Negocio del Valle de México 1/			
	Recibida	Entregada	Pérdida	(%)	Recibida	Entregada	Pérdida	(%)
2002	149 455	133 611	15 844	10.60	39 555	29 623	9 932	25.11
2003	153 981	137 030	16 951	11.01	40 546	29 645	10 901	26.89
2004	159 858	141 917	17 941	11.22	41 794	30 330	11 464	27.43
2005	168 304	148 750	19 554	11.62	43 140	30 578	12 562	29.12
2006	175 057	154 839	20 218	11.55	45 207	30 903	14 304	31.64
2007	181 303	160 094	21 209	11.70	45 745	31 181	14 564	31.84
2008	184 872	163 076	21 796	11.79	46 186	31 651	14 535	31.47
2009	185 016	161 968	23 048	12.46	45 355	31 373	13 982	30.83
2010	193 067	169 308	23 759	12.31	46 723	31 919	14 804	31.68
2011	207 834	182 225	25 609	12.32	48 464	33 475	14 989	30.93
2012	212 846	186 876	25 970	12.20	48 875	34 798	14 077	28.80
2013	215 027	189 425	25 602	11.91	48 670	36 034	12 636	25.96
2014	220 940	195 958	24 982	11.31	48 352	36 148	12 204	25.24
2015	229 232	204 268	24 964	10.89	48 949	37 539	11 410	23.31
2016	244 718	219 235	25 483	10.41	44 201	34 152	10 049	22.73
2017	255 922	230 561	25 361	9.90	44 499	35 138	9 361	21.04

1/ Incluye a las tres Unidades de Negocio de Distribución del Valle de México y las zonas Tula, Tulancingo, Pachuca y Cuernavaca

Tabla 31a Pérdidas de energía (GWh) en Distribución (incluye alta tensión) 2002-2017

Año	Total			
	Recibida	Entregada	Pérdida	(%)
2002	189 010	163 234	25 776	13.64
2003	194 527	166 675	27 852	14.32
2004	201 652	172 247	29 405	14.58
2005	211 444	179 328	32 116	15.19
2006	220 264	185 742	34 522	15.67
2007	227 048	191 275	35 773	15.76
2008	231 058	194 727	36 331	15.72
2009	230 371	193 341	37 030	16.07
2010	239 790	201 227	38 563	16.08
2011	256 298	215 700	40 598	15.84
2012	261 721	221 674	40 047	15.30
2013	263 697	225 459	38 238	14.50
2014	269 292	232 106	37 186	13.81
2015	278 181	241 807	36 374	13.08
2016	288 919	253 387	35 532	12.30
2017	300 421	265 699	34 722	11.56

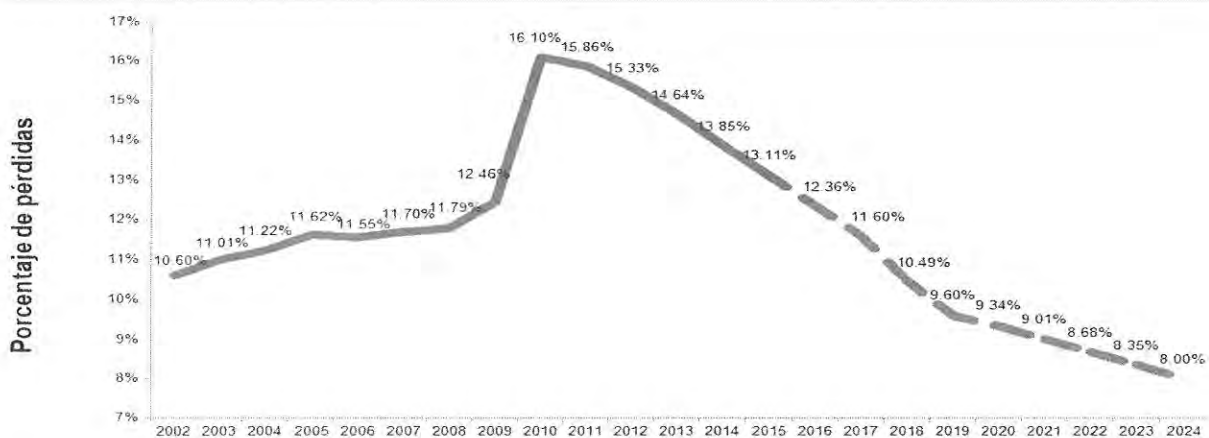


Figura 20 Evolución y meta de pérdidas de energía (GWh) en distribución referidas a la energía de entrada en transmisión

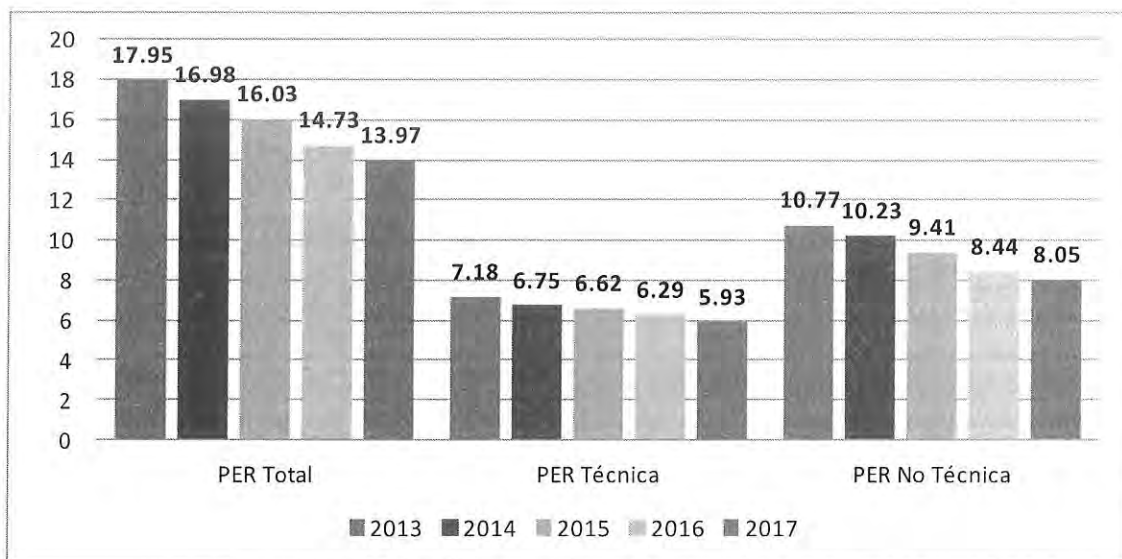
Q

Dirección General

Las pérdidas de energía a nivel nacional de la EPS CFE Distribución considerando la energía recibida en el nivel de alta tensión fueron de 11.56% y considerando la energía recibida desde el nivel de media tensión es de 13.82% al cierre de 2017, el cual representa un total de 31 711 GWh anual como se indica en la Tabla 13. Se espera reducir este valor en los años subsecuentes, considerando las estrategias que se han establecido para dicha acción.

En los países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), el promedio de pérdidas totales de energía es de 6%. En 2017, las pérdidas técnicas fueron de 13 443 millones de kWh anual, lo que equivale a un nivel de 5.86%. El valor económico de las pérdidas técnicas asciende a 16 266 millones de pesos anualmente, estimación basada en precio marginal local nacional de 1.21 \$/kWh.

En 2017, las pérdidas no técnicas fueron de 18 268 millones de kWh anual, lo que equivale a un nivel de 7.96%. El valor económico de las pérdidas no técnicas asciende a 30 325 millones de pesos, estimación basada en la energía dejada de vender al precio medio de venta de 1.66 \$/kWh.



Fuente: SIPER. Datos preliminares % de pérdidas técnicas y no técnicas de energía 2017.

Figura 21 Evolución de las pérdidas de energía 2013-2017

Como parte de la estrategia de reducción de pérdidas de energía y modernización de la medición, se ha propuesto para 2018 un proyecto de inversión en distribución de reducción de pérdidas técnicas de energía.

6.4.1 Proyectos de reducción de pérdidas técnicas de energía

Para la disminución de pérdidas técnicas se considera la sustitución de conductores de una sección transversal menor a una sección transversal mayor en redes tanto de media como de baja tensión de acuerdo a las necesidades técnicas del área, en ambos casos se dará prioridad a aquellas obras que ofrezcan mayor impacto a los indicadores y mayores beneficios económicos, aunado a esta actividad se realiza la construcción de circuitos primarios en media tensión los cuales permite la reconfiguración de las RGD, para la transferencia de carga entre circuitos, de forma paralela la creación de nuevos alimentadores que ayuda a transferir carga entre subestaciones de distribución, permitiendo tener circuitos dentro de los parámetros óptimos de operación, por último la creación de nuevas áreas permitirá reducir las pérdidas de energía en la red secundaria.

Tabla 32 Metas físicas propuestas en el Proyecto de Reducción de Pérdidas 2018

Unidades de Negocio	Alimentador MT	kVA RMT	kvar RMT	Construcción LMT (km-C)	Construcción LBT (km-C)	Recalibración LMT (km-C)	Recalibración LBT (km-C)
Baja California		48 457.5		118.54	0.21	1.09	126.20
Bajío	17	156 140	300	811.96	587.04	380.05	1 485.10
Centro Occidente	2	435		159.23	48.39	15 023.23	1 658.88
Centro Oriente		1 355	600	78.00		162.29	1.69
Centro Sur	4	9 278	300	81.08	236.35	134.15	1 719.68
Golfo Centro	1	7 017.5		47.73	3.85	143.01	76.051
Golfo Norte	4	42 322	600	102.20	58.97	85.34	1 122.33
Jalisco		43 055		78.55	42.55	46.13	293.39
Noroeste		159 976.5		255.64	71.72	121.88	123.70
Norte	1			69.07		29.1	37.68
Oriente	3	119 109.5		95.16	30.65	79.09	31.50
Peninsular	5	6 037.5	900	55.87		147.14	0.30
Sureste	15	274 700		763.4	426.01	450.33	41.36
Valle México Centro	2	52 464		76.88	80.27		125.93
Valle México Norte		6 255		15.25	75.92	5.93	144.53
Valle México Sur		34 885		93.84	307.31	28.78	239.09
Total	54	961 487.5	2 700	2 902.43	1 969.24	16 837.54	7 227.41

Tabla 33 Inversión y No de Proyectos a ejecutar en 2018 y Pérdidas Técnicas evitadas en 2019

Unidades de Negocio	Inversión (mdp)	No de Proyectos	Reducción de Pérdidas Técnicas (GWh)
Baja California	163	139	29
Bajío	1 046	295	100
Centro Occidente	126	297	11
Centro Oriente	93	43	22
Centro Sur	225	237	22
Golfo Centro	105	87	16
Golfo Norte	316	204	54
Jalisco	261	149	18
Noroeste	549	237	80
Norte	82	16	21
Oriente	519	104	64
Peninsular	175	71	20
Sureste	887	222	143
Valle México Centro	392	98	43
Valle México Norte	82	42	12
Valle México Sur	299	89	25
Total	5 320	2 330	680

mdp. - millones de pesos

Este proyecto fue evaluado técnica y económicamente, obteniendo en promedio un indicador Beneficio/Costo de 4.06 un VPN de 3 396.499 millones de pesos y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 46.70%, esto fundamenta económicamente la elaboración de los proyectos de manera conjunta, con un beneficio de energía no dejada de suministrar a los clientes por 679.57 GWh para el 2019.

Tabla 34 Inversiones para Reducción de Pérdidas Técnicas 2018 – 2019

Unidades de Negocio	Monto de Inversiones para Reducción de Pérdidas (mdp)	
	2018	2019
Baja California	163.03	97.22
Bajío	1 045.79	631.83
Centro Occidente	125.98	76.32
Centro Oriente	93.01	56.43
Centro Sur	224.98	141.30
Golfo Centro	105.03	75.23
Golfo Norte	316.03	74.57
Jalisco	261.13	164.81
Valle México Centro	549.01	331.97
Valle México Norte	81.95	64.81
Valle México Sur	518.58	313.42
Noroeste	175.08	106.64
Norte	887.70	576.48
Oriente	392.06	253.58
Peninsular	81.96	68.32
Sureste	298.99	181.19
Total	5 320.31	3 214.12

mdp. - millones de pesos

Tabla 35 Alcances para la Reducción de Pérdidas 2018

Concepto	Unidad	Cantidad
Recalibración Líneas de media tensión 13.8, 23 y 34.5 kV	km-C	16 837.63
Construcción Líneas de media tensión 23 y 13.8 kV	km-C	2 902.43
Recalibración Líneas de baja tensión	km-C	7 227.38
Construcción Líneas de baja tensión	km-C	1 969.27
Capacidad en MT	kvar	2 700.00
Disminuir pérdidas de energía	GWh/año	679.57

6.4.2 Proyectos de reducción de pérdidas no técnicas de energía

Para la reducción de pérdidas no técnicas se considera el reemplazo de medidores obsoletos y escalamiento de medidores por una Infraestructura Avanzada de Medición (AMI por sus siglas en inglés).



6.4.2.1 Escalamiento de la Medición a AMI

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, generando un beneficio en el año 2018 de 341.70 GWh y una reducción al indicador de pérdidas técnicas de 0.011 puntos porcentuales.

Tabla 36 Monto de inversión para la adquisición de medidores con tarjeta de radiofrecuencia y tarjetas de radiofrecuencia por unidad de negocio

Unidad de Negocio	2018		2019		2020		2021		2022	
	Cantidad	Inversión	Cantidad	Inversión	Cantidad	Inversión	Cantidad	Inversión	Cantidad	Inversión
Baja California	30 396	44.32	37 810	55.13	36 681	53.48	18 433	26.88	18 433	26.88
Noroeste	30 806	44.92	38 321	55.87	37 177	54.20	18 682	27.24	18 682	27.24
Norte	80 439	117.28	100 058	145.88	97 071	141.53	48 781	71.12	48 781	71.12
Golfo Norte	87 702	127.87	109 092	159.06	105 835	154.31	53 185	77.54	53 185	77.54
Centro Occidente	30 848	44.98	38 373	55.95	37 227	54.28	18 708	27.28	18 708	27.28
Centro Sur	108 891	158.76	135 450	197.48	131 406	191.59	66 035	96.28	66 035	96.28
Oriente	124 773	181.92	155 206	226.29	150 573	219.53	75 667	110.32	75 667	110.32
Sureste	113 553	165.56	141 250	205.94	137 032	199.79	68 862	100.40	68 862	100.40
Bajío	49 996	72.89	62 190	90.67	60 333	87.97	30 319	44.21	30 319	44.21
Golfo Centro	50 805	74.07	63 196	92.14	61 310	89.39	30 810	44.92	30 810	44.92
Centro Oriente	50 671	73.88	63 029	91.90	61 147	89.15	30 728	44.80	30 728	44.80
Peninsular	35 017	51.05	43 557	63.51	42 256	61.61	21 235	30.96	21 235	30.96
Jalisco	86 915	126.72	108 113	157.63	104 885	152.92	52 708	76.85	52 708	76.85
Valle de México Norte	130 906	190.86	162 834	237.41	157 972	230.32	79 385	115.74	79 385	115.74
Valle de México Centro	95 239	138.86	118 468	172.72	114 931	167.57	57 756	84.21	57 756	84.21
Valle de México Sur	130 364	190.07	162 160	236.43	157 318	229.37	79 054	115.26	79 054	115.26
Total	1 237 321	1 804	1 539 107	2 244	1 493 154	2 177	750 348	1 094	750 348	1 094

mdp. - millones de pesos

Con las siguientes cantidades de medidores con tarjeta de radiofrecuencia y tarjetas de radiofrecuencia:



Tabla 37 Cantidad de medidores con tarjeta de radiofrecuencia y tarjetas de radiofrecuencia

Unidad de Negocio	2018		2019		2020		2021		2022	
	Medidor con tarjeta de radiofrecuencia	Tarjeta de radiofrecuencia	Medidor con tarjeta de radiofrecuencia	Tarjeta de radiofrecuencia	Medidor con tarjeta de radiofrecuencia	Tarjeta de radiofrecuencia	Medidor con tarjeta de radiofrecuencia	Tarjeta de radiofrecuencia	Medidor con tarjeta de radiofrecuencia	Tarjeta de radiofrecuencia
Baja California	15 806	14 590	19 661	18 149	19 074	17 607	9 585	8 848	9 585	8 848
Noroeste	16 019	14 787	19 927	18 394	19 332	17 845	9 715	8 967	9 715	8 967
Norte	41 828	38 611	52 030	48 028	50 477	46 594	25 366	23 415	25 366	23 415
Golfo Norte	45 605	42 097	56 728	52 364	55 034	50 801	27 656	25 529	27 656	25 529
Centro Occidente	16 041	14 807	19 954	18 419	19 358	17 869	9 728	8 980	9 728	8 980
Centro Sur	56 623	52 268	70 434	65 016	68 331	63 075	34 338	31 697	34 338	31 697
Oriente	64 882	59 891	80 707	74 499	78 298	72 275	39 347	36 320	39 347	36 320
Sureste	59 048	54 505	73 450	67 800	71 257	65 775	35 808	33 054	35 808	33 054
Bajío	25 998	23 998	32 339	29 851	31 373	28 960	15 766	14 553	15 766	14 553
Golfo Centro	26 419	24 386	32 862	30 334	31 881	29 429	16 021	14 789	16 021	14 789
Centro Oriente	26 349	24 322	32 775	30 254	31 796	29 351	15 979	14 749	15 979	14 749
Peninsular	18 209	16 808	22 650	20 907	21 973	20 283	11 042	10 193	11 042	10 193
Jalisco	45 196	41 719	56 219	51 894	54 540	50 345	27 408	25 300	27 408	25 300
Valle de México Norte	68 071	62 835	84 674	78 160	82 145	75 827	41 280	38 105	41 280	38 105
Valle de México Centro	49 524	45 715	61 603	56 865	59 764	55 167	30 033	27 723	30 033	27 723
Valle de México Sur	67 789	62 575	84 323	77 837	81 807	75 511	41 109	37 945	41 109	37 945
Total	643 407	593 914	800 336	738 771	776 440	716 714	390 181	360 167	390 181	360 167

Problemática en el área de influencia

Unos de los retos que tiene CFE Distribución, es la disminución de las pérdidas de energía no técnicas y los costos operativos por procesos que consideran grandes volúmenes de actividades repetitivas inherentes al Distribuidor, como la toma de lecturas, cortes y reconexiones en sitio. El proyecto de escalamiento de medidores a AMI, está dirigido a disminuir los problemas antes mencionados.

Las causas que generan las pérdidas de energía no técnicas son principalmente las que se describen a continuación

- Conexiones ilícitas a las Redes Generales de Distribución tienen como consecuencia sobrecargas y fallas en las instalaciones, las cuales generan un costo de operación más elevado en comparación con las condiciones normales.

- La tecnología aplicada en estos proyectos proporciona información suficiente para ser más asertivos en la detección de medidores y acometidas intervenidos (ilícitos), por lo que la implementación de este proyecto contribuirá al abatimiento de anomalías. Adicionalmente, en la fase de instalación se regularizarán los servicios.
- Equipos de medición obsoletos que provocan errores en la medición e interrupciones al usuario por fallas internas del medidor.
- Problemas sociales y de inseguridad presentados en la región que impiden la toma de lecturas en los equipos de medición en el periodo de liquidación.
- Los equipos se encuentran en el interior de los domicilios, obstaculizan la toma de lectura, ocasionando estimaciones en el consumo y dificultando la detección de las anomalías (fallas del medidor) y la manipulación de estos por personal ajeno a la CFE.
- Las acometidas ya cumplieron con el tiempo de vida útil ya que las instalaciones son antiguas.
- Errores en la toma de lecturas por parte del personal de campo.

Objetivo

El proyecto de escalamiento de medidores a AMI tiene como objetivo reducir las pérdidas no técnicas de energía, fomentando el uso eficiente de la energía, al optimizar los costos operativos, además de garantizar el suministro de energía eléctrica con oportunidad y atención al usuario, ya que permite detectar interrupciones de suministro eléctrico.

Beneficio

Las pérdidas no técnicas de energía que se estima evitar con la implementación de este proyecto hasta el año 2022 son de 1 593.52 GWh. Generando un beneficio en la disminución de la tarifa.

Indicadores económicos

Este proyecto fue evaluado técnica y económicamente, considerando su vida útil de 15 años, obteniendo un indicador Beneficio/Costo de 1.41, un valor presente neto (VPN) de 3 156 mdp y una tasa interna de retorno (TIR) del 17.81%, lo que fundamenta económicamente el proyecto.

6.4.2.2 Modernización (Reemplazo de Medidores Obsoletos)

Actualmente dentro de las Redes Generales de Distribución se tienen 19.90 millones de medidores electromecánicos y al realizar inspecciones físicas a los sistemas de medición, se detectó que algunos equipos 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.

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.

En la siguiente Tabla se observa los montos de inversión y cantidad de medidores planificados para la modernización de medidores.



Tabla 38 Monto de inversión para la adquisición de medidores (millones de pesos) por unidad de negocio

Unidad de Negocio	2018		2019		2020		2021		2022	
	Cantidad	Inversión	Cantidad	Inversión	Cantidad	Inversión	Cantidad	Inversión	Cantidad	Inversión
Baja California	36 489	48.46	37 583	49.91	38 710	51.41	39 871	52.95	41 067	54.54
Noroeste	36 394	48.33	37 485	49.78	38 609	51.27	39 767	52.81	40 960	54.40
Norte	99 812	132.55	102 806	136.53	105 890	140.62	109 066	144.84	112 337	149.19
Golfo Norte	31 517	41.85	32 462	43.11	33 435	44.40	34 438	45.74	35 471	47.11
Centro Occidente	36 849	48.94	37 954	50.40	39 092	51.92	40 264	53.47	41 471	55.08
Centro Sur	47 704	63.35	49 135	65.25	50 609	67.21	52 127	69.23	53 690	71.30
Oriente	226 429	300.70	233 221	309.72	240 217	319.01	247 423	328.58	254 845	338.44
Sureste	28 713	38.13	29 574	39.27	30 461	40.45	31 374	41.67	32 315	42.92
Valle de México Norte	38 615	51.28	39 773	52.82	40 966	54.40	42 194	56.04	43 459	57.72
Valle de México Centro	47 497	63.08	48 921	64.97	50 388	66.92	51 899	68.92	53 455	70.99
Valle de México Sur	173 917	230.96	179 134	237.89	184 508	245.03	190 043	252.38	195 744	259.95
Bajío	45 916	60.98	47 293	62.81	48 711	64.69	50 172	66.63	51 677	68.63
Golfo Centro	35 793	47.53	36 866	48.96	37 971	50.43	39 110	51.94	40 283	53.50
Centro Oriente	44 665	59.32	46 004	61.09	47 384	62.93	48 805	64.82	50 269	66.76
Peninsular	30 513	40.52	31 428	41.74	32 370	42.99	33 341	44.28	34 341	45.61
Jalisco	39 177	52.03	40 352	53.59	41 562	55.20	42 808	56.85	44 092	58.56
Nacional	1 000 000	1 328.01	1 029 991	1 367.84	1 060 883	1 408.88	1 092 702	1 451.15	1 125 476	1 494.70

mdp. - millones de pesos

El beneficio esperado en el año 2018 para estos proyectos es de 103 GWh equivalente a una disminución al indicador de pérdidas de energía de 0.05 puntos porcentuales ver Tabla 38.

Tabla 39 Beneficio anual esperado en la disminución de pérdidas por la modernización de la medición del 2018 al 2022

Unidad de Negocio	Beneficios GWh					Total
	2018	2019	2020	2021	2022	
Oriente	23	24	25	26	26	124
Valle de México Sur	14	15	15	16	16	76
Norte	11	11	12	12	12	58
Noroeste	9	9	10	10	10	48
Baja California	7	7	7	8	8	37
Golfo Norte	5	5	5	6	6	27
Peninsular	4	5	5	5	5	24
Valle de México Centro	4	4	4	4	4	20
Bajío	4	4	4	4	4	20
Golfo Centro	4	4	4	4	4	20
Jalisco	4	4	4	4	4	20
Centro Sur	3	4	4	4	4	19
Centro Occidente	3	3	3	3	3	15
Valle de México Norte	3	3	3	3	3	15
Centro Oriente	3	3	3	3	3	15
Sureste	2	2	2	3	3	12
Nacional	103	107	110	115	115	550

Problemática en el área de influencia

El no efectuar la modernización de la medición mediante el remplazo de medidores obsoletos, traería como consecuencia lo siguiente:

- Problemáticas sociales en sectores específicos en diversas ciudades y localidades del país en donde la medición no es correcta.
- Problemáticas operativas o errores en el proceso de liquidación.
- Problemáticas administrativas durante el proceso de liquidación de la energía.
- No se podrá realizar la toma de lecturas en aquellos centros de carga donde los medidores se encuentran dentro de la propiedad.
- Aumentó al indicador de pérdidas no técnicas de energía.

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 el país.

Indicadores económicos

Este Proyecto tiene un costo de inversión de 7 051 millones de pesos financiado de acuerdo con los flujos anuales de inversión a lo largo del periodo de evaluación del proyecto, como resultado neto de la operación el proyecto tiene una relación B/C de 3.16 y un VPN de 13 518 millones de pesos, se obtiene una TIR de 46.48% que es mayor a la tasa de descuento real del 10%.

6.5 Adquisición de acometidas y medidores de Distribución

Debido al crecimiento de las solicitudes de nuevos usuarios, a los daños que sufren los equipos por vandalismo o deterioro y al incremento de la demanda de energía eléctrica de los usuarios existentes, es necesario contar con sistemas de medición y acometidas disponibles en los almacenes correspondientes de las 16 Unidades de Negocios de CFE Distribución.

Las adquisiciones contenidas en este programa permitirán suministrar los sistemas de medición a nuevos centros de carga de energía eléctrica de viviendas, plantas industriales, centros comerciales y el sector de servicios, así mismo, permitirá efectuar las sustituciones de las acometidas y medidores en operación que por su deterioro proporcionan un servicio deficiente y de esta forma estar en condiciones de poder continuar otorgando el suministro eléctrico. Actualmente en el país se cuenta con 1 038 millones de metros de conductor de acometida y 42.13 millones de medidores en operación.

Los beneficios por energía incremental están relacionados con la recuperación de venta de energía por la sustitución de medidores dañados y por el cambio de tecnología de los medidores electromecánicos a electrónicos. Las conexiones corresponden a los nuevos servicios y las modificaciones que corresponden al mantenimiento de los servicios existentes (ver Tabla 39). Cabe mencionar que el incremento neto de usuarios corresponde a las conexiones menos las desconexiones.



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.

El programa considera la adquisición de medidores y acometidas para proporcionar el suministro de energía eléctrica a los nuevos usuarios que se conectarán en los niveles de alta media y baja tensión en redes aéreas y subterráneas; atendiendo el crecimiento de usuarios residenciales, comerciales, industriales y de servicios, como lo son bombeo agrícola y alumbrado público principalmente. Adicionalmente este programa permitirá sustituir acometidas dañadas o que por incremento de carga de los usuarios resultan insuficientes además de la sustitución de medidores dañados y obsoletos.

Este programa está previsto para ser ejecutado durante el año 2018 al 2022 lo que resulta en las siguientes actividades:

Los datos mostrados en la Tabla 39, corresponden a las conexiones de los usuarios que año con año se adhieren al sistema eléctrico como nuevos servicios cuyo número es estimado mediante el estudio del Mercado Eléctrico. Las desconexiones se refieren a los servicios que debido a mantenimiento o a reemplazo por obsolescencia se presentan. En cuanto a las modificaciones, estas se refieren a las actividades de mantenimiento de los equipos existentes, las cuales, son actividades planificadas por la propia CFE para conservar en las mejores condiciones operativas los sistemas y de esta manera ofrecer un servicio eficiente y con la calidad requerida.

Tabla 40 Actividades sustantivas del programa

Concepto	Años					Total
	2018	2019	2020	2021	2022	
Conexiones	2 685 835	2 687 166	2 688 497	2 689 827	2 691 158	13 442 483
Desconexiones	1 404 489	1 405 185	1 405 881	1 406 577	1 407 273	7 029 405
Modificaciones	880 395	880 831	881 268	881 704	882 140	4 406 338
Total	4 970 719	4 973 182	4 975 646	4 978 108	4 980 571	24 878 226

Fuente: CFE Distribución

Tabla 41 Monto de inversión para la adquisición de medidores (millones de pesos) y número de medidores (piezas) por unidad de negocio

Unidades de Negocio	2018			2019			2020			2021			2022		
	Acom.	Med.	Inv.	Acom.	Med.	Inv.	Acom.	Med.	Inv.	Acom.	Med.	Inv.	Acom.	Med.	Inv.
	(km)	(Miles)	mdp	(km)	(Miles)	mdp	(km)	(Miles)	mdp	(km)	(Miles)	mdp	(km)	(Miles)	mdp
Baja California	1 959	46	92	2 018	47	95	2 078	49	98	2 141	50	101	2 205	52	104
Bajío	4 734	259	372	4 876	267	383	5 023	275	395	5 174	283	407	5 329	292	419
Centro Occidente	3 356	118	177	3 457	122	183	3 561	125	188	3 668	129	194	3 778	133	200
Centro Oriente	3 473	184	275	3 577	189	284	3 685	195	292	3 796	201	301	3 909	207	310
Centro Sur	5 350	156	229	5 511	160	236	5 676	165	243	5 847	170	251	6 022	175	258
Golfo Centro	1 678	86	135	1 729	89	139	1 780	92	143	1 834	94	148	1 889	97	152
Golfo Norte	4 477	164	315	4 612	169	324	4 750	174	334	4 893	179	344	5 040	185	355
Jalisco	2 788	173	270	2 872	179	278	2 958	184	287	3 047	190	295	3 138	195	304
Noroeste	2 104	118	250	2 167	122	258	2 232	126	265	2 300	129	273	2 369	133	282
Norte	2 884	112	187	2 971	116	193	3 060	119	199	3 152	123	205	3 247	126	211
Oriente	4 245	137	239	4 372	142	246	4 503	146	253	4 639	150	261	4 778	155	269
Peninsular	2 232	105	204	2 299	108	210	2 368	111	217	2 440	114	223	2 513	118	230
Sureste	3 448	217	315	3 551	224	325	3 658	230	334	3 768	237	344	3 881	244	355
Valle de México Centro	2 312	73	128	2 381	75	132	2 453	78	135	2 527	80	140	2 602	82	144
Valle de México Norte	3 495	145	234	3 600	149	241	3 707	154	248	3 819	158	256	3 934	163	264
Valle de México Sur	5 162	189	303	5 317	195	312	5 476	200	321	5 641	206	331	5 810	213	341
Total	53 697	2 282	3 725	55 310	2 353	3 839	56 968	2 423	3 952	58 686	2 493	4 074	60 444	2 570	4 198

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

Problemática en el área de influencia

El Proyecto de Adquisiciones de Acometidas y Medidores de Distribución, pertenece a un área de carácter estratégico.

Adicionalmente la Ley de la Industria Eléctrica establece en su artículo 33 que los Transportistas y los Distribuidores están obligados a interconectar a sus redes las Centrales Eléctricas cuyos representantes lo soliciten y a conectar a sus redes los Centros de Carga cuyos representantes lo soliciten en condiciones no indebidamente discriminatorias cuando ello sea técnicamente factible y la Ley Federal de Metrología y Normalización establece en su artículo 15 que en toda transacción comercial debe medirse atendiendo la naturaleza objeto de la transacción de no llevarse el programa se estaría incumpliendo la normatividad vigente.

Este Proyecto permitirá la reducción de pérdidas de energía en distribución, las pérdidas registradas en 2017 fueron de 13.82% de las cuales el 7.96% representan las pérdidas no técnicas en niveles de media y baja tensión debido a que se cuenta con servicios de manera indebida que se pretende regularizar además de los nuevos servicios que se tendrán y que al no ser atendidos se conectarán en forma directa a las redes de distribución para disponer del suministro de manera anómalo, esto asociado además con los equipos de medición dañados destruidos o que por su desgaste normal no puedan ser sustituidos oportunamente incrementando costos de operación.

Las adquisiciones contenidas en este programa permitirán suministrar el servicio de energía eléctrica a viviendas, plantas industriales, centros comerciales y al 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, de esta forma estar en condiciones de poder continuar otorgando el suministro eléctrico.

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.

Beneficio

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 incremental. Los beneficios asociados al programa se calculan con modelos electrotécnicos que permiten simular el comportamiento en condiciones actuales y con la implementación del proyecto. Se consideran las ventas por energía incremental que a continuación se describe:



Ventas por energía incremental

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 nuevos servicios por la energía, actualizado al año donde se lo 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 nuevos servicios).

El beneficio obtenido para 2018 es de 5 765 GWh en ventas de energía.

Repercusiones por diferimiento

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

Indicadores económicos

Este Proyecto tiene un costo de inversión de 3 727 millones de pesos para 2018 de acuerdo con los flujos anuales de inversión a lo largo del periodo de evaluación del Proyecto, como resultado neto de la operación el Proyecto tiene una relación B/C de 7.06 y un VPN de 106 328 millones de pesos, se obtiene una TIR de 105.63% que es mayor a la tasa de descuento real del 10.07%.

6.6 Proyectos para Corrección de Puntos de Riesgo para Evitar Accidentes de Terceros

Proyectos de modificación de instalaciones riesgosas para la reducción de accidentes a personas ajenas a CFE.

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 podrán 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:
 - 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 se 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 deberá 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.



Dirección General

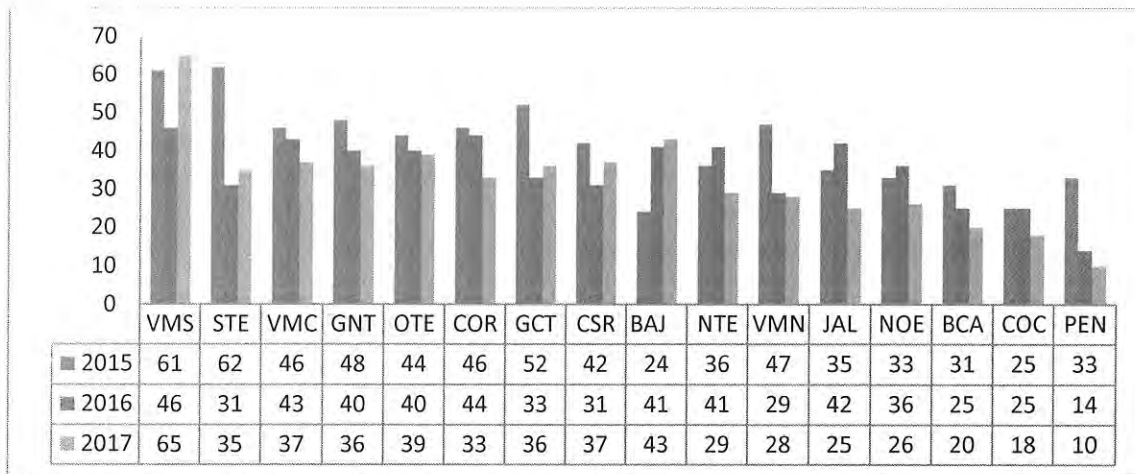


Figura 22 Estadística de accidentes de terceros por Unidad de Negocio de CFE Distribución

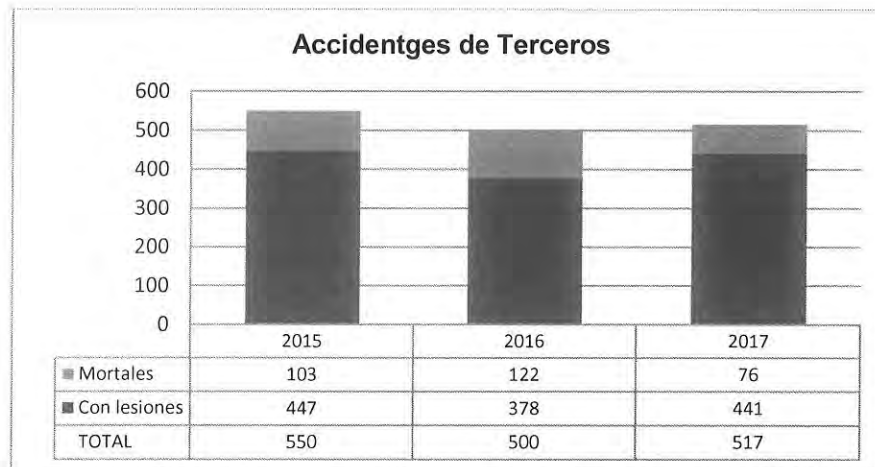


Figura 23 Tipo de accidente de terceros de CFE Distribución

El pago promedio indemnizado por responsabilidad civil durante los años 2015 – 2016 fue: En accidentes mortales 3.67 millones de dólares, en accidentes no mortales 2.64 millones de dólares, en accidentes a personas ajenas a la CFE fue de 3.16 millones de dólares para un total de 9.47 millones de dólares.

Los objetivos del proyecto son los siguientes:

- Reducir los accidentes por contacto eléctrico de personas ajenas a la CFE con las Redes Generales de Distribución.



- Reducir el número de interrupciones del suministro eléctrico a la sociedad coadyuvando en la disminución de inconformidades.

El proyecto de modificación de instalaciones riesgosas, disminuye la cantidad de accidentes por contacto eléctrico de personas ajenas a la CFE, lo que representa disminución de los gastos en el pago de indemnizaciones por responsabilidad civil.

Además, que se incumple a las disposiciones administrativas de carácter general que contiene los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional emitido por la Comisión Reguladora de Energía.

El proyecto incluye acciones como la reubicación de líneas de media tensión o el cambio de conductor desnudo por conductores con aislamiento que actualmente no cumplen las condiciones de seguridad como las distancias o la condición de deterioro en que se encuentren.

Este proyecto fue evaluado técnica y económicamente por las Empresas Subsidiarias de Distribución, si se reduce el 1% de la accidentabilidad, la empresa dejaría de pagar por concepto de indemnización en promedio 15.78 millones de dólares.

Tabla 42 Monto pagado por siniestros de responsabilidad civil de siniestros mortales y no mortales años 2012 a 2016 en las 16 Unidades de Negocio

Año de pago	Tipo de daño	Total (mdd)
2012	Mortal	0.29
	No mortal	1.47
Total 2012		1.76
2013	Mortal	0.88
	No mortal	3.26
Total 2013		4.14
2014	Mortal	0.40
	No mortal	3.39
Total 2014		3.79
2015	Mortal	5.88
	No mortal	4.37
Total 2015		10.25
2016	Mortal	7.31
	No mortal	6.68
Total 2016		13.99
Total		33.93

mdd: millones de dólares con corte a enero de 2017

Dirección General

Tabla 43 Monto pagado por CFE Distribución derivado de accidentes en las Redes Generales de Distribución de 2012 a enero 2017

Tipo de daño	Total
Mortal	14.76
No mortal	19.17
Total	33.93

Valores en dólares con corte a enero 2017

Tabla 44 Inversión para la modificación de instalaciones riesgosas para la reducción de accidentes a personas ajenas a CFE para los años 2018-2022

Unidad de Negocio	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Baja California	5.09	5.02	5.10	4.80	4.60	24.61
Bajío	10.91	11.23	10.43	11.90	7.50	51.97
Centro Occidente	7.97	6.10	6.62	4.74	3.39	28.82
Centro Oriente	4.65	3.90	3.86	3.53	3.22	19.16
Centro Sur	7.59	7.77	7.69	7.12	6.49	36.66
Golfo Centro	1.18	0.65	0.78	0.44	0.30	3.35
Golfo Norte	3.25	2.01	1.21	2.60	0.95	10.02
Jalisco	2.56	2.46	2.28	2.05	2.00	11.35
Noroeste	10.13	10.75	9.75	9.10	9.07	48.80
Norte	8.54	8.37	8.83	6.21	13.36	45.31
Oriente	1.13	1.07	1.79	1.79	1.79	7.57
Peninsular	3.72	2.58	1.47	0.65	0.52	8.94
Sureste	3.70	4.08	3.66	5.61	4.90	21.95
Valle de México Centro	10.81	10.28	11.31	10.93	9.98	53.31
Valle de México Norte	4.61	7.98	5.64	5.04	5.40	28.67
Valle de México Sur	6.36	5.32	7.57	6.00	4.78	30.03
Total	92.20	89.57	87.99	82.51	78.25	430.52

Fuente: CFE Distribución

mdp: millones de pesos

Tabla 45 Inversión para la modificación de puntos de riesgo 2017-2021

Años	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Inversión (mdp)	92.20	89.57	87.99	82.51	78.25	430.52

mdp: millones de pesos

0

6.7 Regularización de Colonias Populares

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. En las Tablas 45 y 46, se muestran los alcances de este proyecto.

Es importante mencionar que en el país se registran demandas de energía promedio por usuario que van desde los 0.5 kVA hasta los 1.5 kVA, dependiendo de la zona o región en la que se encuentren los servicios.

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 46 Metas del proyecto regularización de colonias populares 2018-2022

Años	Usuarios a Regularizar	Energía a recuperar/ ¹ (GWh)	Postes	Transformadores de Distribución		Línea de Media Tensión (km)
				Número	Capacidad Instalada (kVA)	
2018	12 499	30.27	743	638	4 842.5	239.711
2019	8 905	26.72	1 348	383	5 287.5	51.195
2020	6 756	17.47	1 190	248	2 892.5	34.859
2021	7 873	19.43	1 557	293	5 281.5	35.109
2022	4 919	14.25	661	55	1 617.5	7.539
TOTAL	40 952	108.14	5 499	1 617	19 921.5	368.413

¹.- Energía que se estima recuperar con el proyecto

Tabla 47 Inversión para regularizar Colonias Populares

Regularización de Colonias Populares						
Años	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Inversión	157	153	149	151	148	758

mdp. - Millones de pesos

7 Proyectos Específicos

7.1 Modernización de la Avenida Paseo de la Reforma

El corredor turístico de la Avenida Paseo de la Reforma de la Ciudad de México, ha sido objeto de inversiones cuantiosas en materia de infraestructura urbana, en los últimos años ha continuado el crecimiento en la zona, con la modernización de inmuebles y construcción de nuevos desarrollos de oficinas corporativas, centros comerciales, hoteles, oficinas gubernamentales y complejos residenciales de gran lujo, por mencionar algunos.

Actualmente el suministro de energía eléctrica en la zona se realiza con una red radial y con una red automática en baja tensión cuyos servicios en su mayoría están contratados en baja tensión de la denominada Red Automática Reforma (construida en el periodo de los años 1950 a 1960). Y se esta desarrollando una nueva red.

De acuerdo con las inspecciones físicas realizadas por CFE, las fallas presentadas y accidentes ocurridos en la red eléctrica del corredor Reforma, se derivan del deterioro de las instalaciones que tienen más de 50 años de operación, por lo que la vida útil está concluida. Además, su diseño origina sobrecarga en algunos puntos de la red, situación que propicia fallas y accidentes al personal de CFE que realiza trabajos de reparación y mantenimiento, así como a la gente que transita por ese sector.

Es de señalarse que se han presentado diversas fallas en la red eléctrica desde el 2009 y las cuales, si bien han disminuido y con base a la información proporcionada por el área operativa, se tienen registradas para este 2017, 206 fallas en media y baja tensión, como se muestra en la siguiente Figura 24.

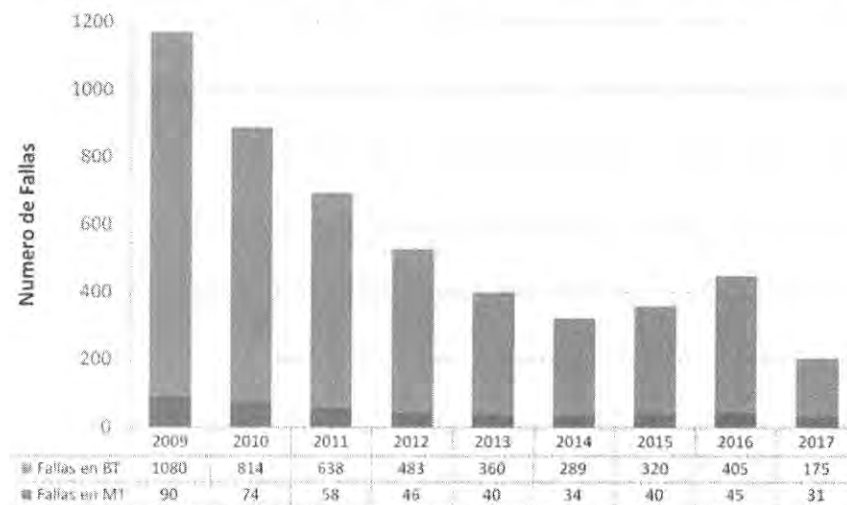


Figura 24 Estadístico de fallas en la red subterránea de la Av. Paseo de la Reforma

0

En el polígono de referencia, se continúan presentando incidentes en materia eléctrica en la red existente, siendo el último registrado el evento sucedido el pasado 4 de octubre de 2017 en las inmediaciones de Av. Insurgentes y Gómez Farías en el cual se generó una explosión, ocasionando lesiones a dos personas transeúntes y que en total se han registrado 5 accidentes a terceros en el periodo 2015-2017.

Lo anterior requiere poder dar continuidad a los trabajos de modernización de la Red eléctrica Subterránea del Corredor Reforma en la parte de obra electromecánica, a efecto de poder instalar el cableado y equipamiento eléctrico que permita modernizar las instalaciones, eliminar riesgos de operación, a los trabajadores de CFE y a la población en general, permitiendo con ello brindar el servicio de energía eléctrica con eficiencia y seguridad.

Adicionalmente a lo antes descrito, el evento del sismo ocurrido con una magnitud 7.1 grados con epicentro al sureste de Axochiapan, Morelos, del día 19 de Septiembre de 2017, a las 13:14:40 horas, ocasionó que se tuvieran afectaciones a las instalaciones eléctricas áreas y subterráneas, por los hechos plenamente conocidos a través de los medios de prensa, radio, televisión y redes de comunicación social, que en efecto engloban el nexo causal directo en materia eléctrica y el riesgo a los trabajadores, a la población y a las instalaciones utilizadas por la Empresa.

Como puede apreciarse con lo anteriormente descrito, se acreditan incidentes en materia eléctrica que ponen en riesgo a los trabajadores, a la población, o a las instalaciones utilizadas por la empresa, que sean consecuencia de accidentes, sabotajes, robo, otros actos dolosos u otros eventos que requieran de atención inmediata, ante estas circunstancias se tiene el riesgo que de no poder dar continuidad y concluir en forma inmediata el proyecto de modernización de la red eléctrica, el suministro de energía Eléctrica del Corredor Reforma continuará en permanente riesgo del servicio y afectaciones a este.

A continuación, se muestran algunas imágenes en las que se pueden observar irregularidades como: rejillas de bóvedas dañadas por vehículos pesados, Instalaciones dañadas por obras en calles, incumplimiento de las normas de obra pública y del suministro de energía eléctrica, así como daños por terceros a la red de distribución.

Figura 25 Daños a la infraestructura de la Avenida Paseo de la Reforma



Fuente: Unidad de Negocios de distribución Valle de México Centro



Dirección General

En las imágenes se muestran accidentes presentados en la red subterránea del Corredor Reforma del Ciudad de México.

Daños causados en el pavimento debido a corto circuito de la red de baja tensión, la cual se encuentra directamente enterrada.

Aunado a lo anterior y considerando lo obsoleto de los equipos actualmente instalados y al envejecimiento natural de la red eléctrica en media y baja tensión existente, es necesaria la modernización y reestructuración de dicha red en el área de influencia del corredor turístico reforma.

Por lo anterior, se muestran en las siguientes fotografías de los avances en algunos puntos del polígono en atención:

Confinamiento y Señalización



Instalación de Cable



Figura 26 Avances en la construcción del corredor Reforma



La inversión requerida para concluir el proyecto en 2018 es de 644 millones de pesos.

El proyecto comprende: obra civil, obra electromecánica y remplazo de la medición, como se muestra a continuación:

Tabla 48 Metas físicas del proyecto

Componentes	Cantidad
Seccionadores	169
Transformadores	130
Equipos de transferencia automática	35
Metros de circuito de media tensión	139 413
Metros de circuito de baja tensión	119 824

La inversión autorizados en el Presupuesto de Egresos de la Federación 2014 fue de 1 432 millones de pesos, que actualizada a 2018 es de 1 900.2 millones de pesos, con fecha de entrada en operación en octubre de 2018. El área del proyecto se muestra en la Figura 27.

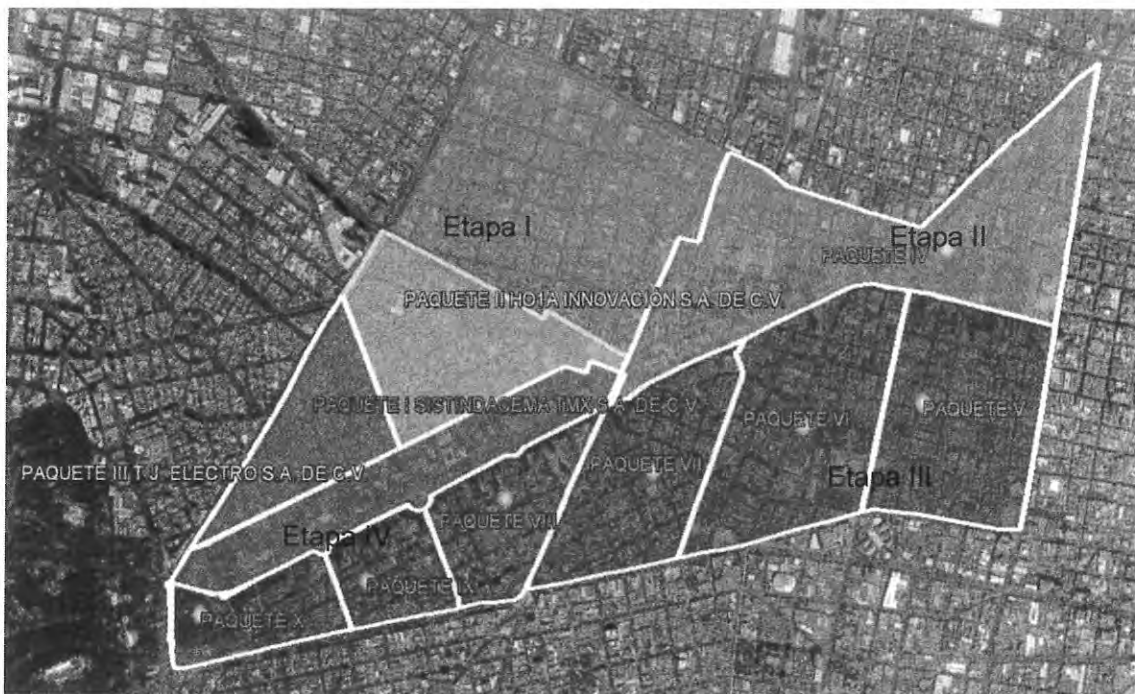


Figura 27 Área de influencia del Proyecto Involucrado



El proyecto comprende el polígono entre las Avenidas Eje Central Lázaro Cárdenas, Puente de Alvarado, Circuito Interior, Melchor Ocampo, Chapultepec y Arcos de Belén, la segunda etapa comprende entre las Avenidas Insurgentes, Chapultepec, Eje Central Lázaro Cárdenas, Paseo de la Reforma y Puente de Alvarado.

La etapa I: obra civil inició el 24 de octubre de 2014 y se concluyó el 30 de noviembre del 2016. Las etapas II y III iniciaron sus trabajos de obra civil el 7 de septiembre de 2015 y se tiene un avance del 74.32%.

La obra electromecánica de la etapa I se programo el proceso de licitación al mes de febrero de 2017 y las etapas II y III de obra electromecánica en el segundo semestre de 2017.

Obras de Ingeniería de Servicio al Cliente.

Paquetes I, II y III, correspondientes a etapa I. En Proceso de concurso abierto Paquetes IV, V, VI y VII, correspondientes a etapas II y III. Paquetes VIII, IX y X, corresponden a Zona Rosa, etapa IV.

Tabla 49 Programa 2014-2018 del proyecto Av. Paseo de la Reforma

ETAPA I

		oct-17	nov-17	dic-17	ene-18				feb-18				mar-18	
		-sem2	sem 4	sem 4	1-7	8-14	15-21	22-28	29-4	5-11	12-18	19-25	26-4	Sem 2
Obra civil MT (Ductos, Bóvedas y Registros)	P	100.0%												
	R	100.0%												
Obra electromecánica MT	P	64.0%	100.0%											
	R	84.1%	100.0%											
Fibra óptica	P	42.3%	100.0%											
	R	61.3%	100.0%											
Pruebas eléctricas equipo primario	P	33.6%	85.3%	100.0%										
	R	37.5%	87.0%	100.0%										
Pruebas de puesta en servicio	P	15.0%	75.0%	85.0%	100.0%									
	R	17.6%	77.0%	88.2%	100.0%									
Toma de carga S,E, Diana y S.E. Cuauhtémoc	P			56.9%	56.9%	61.4%	72.1%	82.8%	89.3%	92.0%	94.7%	97.3%	100.0%	
	R			56.9%	56.9%	57.0%	58.8%	78.7%	84.8%					
Obra civil en BT	P	4.0%	14.0%	18.2%	26.7%	36.1%	45.4%	54.8%	64.2%	73.4%	82.4%	91.4%	100.0%	
	R	4.1%	13.5%	13.9%	25.4%	38.4%	46.6%	61.1%						
Habilitación de bus de BT en transformadores	P	3.7%	19.0%	27.5%	36.0%	44.6%	53.1%	61.6%	71.2%	80.8%	90.4%	100.0%		
	R	5.0%	23.8%	34.9%	38.0%	47.5%	58.1%	68.6%						
Tendido de cableado secundario	P	4.0%	19.5%	27.2%	34.8%	42.5%	50.1%	57.8%	67.5%	75.0%	82.3%	90.0%	100.0%	
	R	7.5%	26.3%	34.1%	40.7%	47.6%	55.7%	66.2%						
Tendido de acometidas	P	4.0%	14.0%	18.2%	26.7%	36.1%	43.3%	49.3%	59.9%	70.4%	81.0%	91.6%	100.0%	
	R	4.1%	13.5%	13.9%	25.4%	36.4%	46.6%	61.1%						
Habilitación de tableros y reemplazo de medidores	P	2.0%	19.0%	25.0%	31.1%	36.1%	45.4%	54.8%	64.2%	73.4%	82.4%	91.4%	100.0%	
	R	2.1%	15.6%	25.2%	38.6%	52.9%	63.9%	71.1%						
Programado acumulado etapa 1	P	79.06%	85.74%	87.80%	88.66%	89.77%	90.90%	92.13%	93.31%	94.75%	96.10%	97.42%	98.76%	100.00%
Real acumulado etapa 1	R	82.29%	85.83%	87.91%	88.72%	90.24%	91.85%	93.31%	94.96%					



ETAPA II

	oct-17	nov-17	dic-17	ene-18				feb-18			mar-18	abr-18	may-18					
	-2sem	4 sem	4 sem	1-7	8-14	15-21	22-28	29-4	5-11	12-18	19-25	26-4	Sem 4	Sem 4	Sem 3			
Banco de ductos MT	87.4%	94.1%	99.1%	100.0%	100.0%													
	85.9%	94.3%	98.8%	99.4%	100%													
Bóvedas	91.0%	94.8%	97.0%	98.5%	100%													
	92.3%	95.1%	97.0%	98.5%	100%													
Registros y pozos de visita MT	87.3%	92.5%	96.2%	98.1%	100%													
	87.4%	94.1%	96.2%	98.1%	100%													
Banco de ductos BT	91.8%	95.7%	99.2%	98.8%	99.6%	100.0%												
	91.5%	97.3%	98.1%	98.8%	99.6%	100%												
Registros BT	93.5%	97.0%	99.5%	100.0%														
	92.4%	98.1%	99.1%	100.0%														
Obra Electromecánica MT y BT			14.7%	18.1%	21.5%	25.0%	28.4%	31.8%	36.1%	40.3%	44.6%	48.8%	65.9%	100.0%				
			18.1%	21.1%	24.3%	27.9%	31.1%	35.7%										
Fibra óptica			11.9%	15.4%	18.9%	22.5%	26.0%	29.5%	33.9%	38.3%	42.7%	47.1%	64.8%	100.0%				
			12.2%	17.9%	21.1%	23.8%	28.3%	33.1%										
Pruebas eléctricas equipo primario													44.4%	100.0%				
Pruebas de puesta en servicio													44.4%	100.0%				
Habilitación de bus de BT en transformadores			11.9%	15.6%	19.3%	23.0%	26.7%	30.4%	35.8%	41.1%	46.5%	51.8%	73.2%	94.7%	100%			
			18.3%	21.1%	21.1%	24.5%	26.7%	30.4%										
Tendido de acometidas			11.4%	14.8%	18.3%	22.0%	25.5%	28.9%	34.0%	39.1%	44.2%	49.2%	69.5%	93.7%	100%			
			9.7%	16.5%	18.3%	26.6%	28.9%											
Habilitación de tableros y reemplazo de medidores			2.0%	5.8%	9.5%	13.3%	17.3%	21.3%	25.5%	29.5%	33.5%	37.5%	48.5%	49.1%	49.7%	50.3%	83.6%	100.0%
			2.0%	6.0%	10.2%	15.6%	21.3%	28.5%										
Programado acumulado etapa 2	62.18%	65.46%	71.49%	73.39%	75.20%	76.30%	78.71%	79.63%	80.82%	82.00%	83.18%	84.36%	90.48%	99.73%	100%			
Real acumulado etapa 2	62.24%	66.02%	72.03%	74.05%	75.84%	77.20%	79.33%	80.51%										

ETAPA III

	oct-17	nov-17	dic-17	ene-18				feb-18			mar-18	abr-18	may-18	jun-18		
	Sem 4	Sem 4	Sem 4	1-7	8-14	15-21	22-28	29-4	5-11	12-18	19-25	26-4	Sem 4	Sem 4	Sem 4	Sem 4
Banco de ductos MT	86.5%	89.6%	91.4%	91.9%	92.4%	92.9%	93.5%	94.1%	94.6%	95.2%	95.7%	96.3%	100.0%			
	87.2%	91.6%	92.1%	92.2%	92.7%	93.5%	94.0%	94.1%								
Bóvedas	95.1%	97.4%	98.6%	98.8%	99.0%	99.2%	99.4%	99.6%	99.8%	100.0%						
	95.5%	97.4%	99.4%	99.4%	99.4%	99.6%	99.6%	99.6%								
Registros y pozos de visita MT	92.8%	94.4%	95.4%	95.7%	95.9%	96.2%	96.5%	96.8%	97.1%	97.4%	97.7%	98.0%	100.0%			
	92.3%	94.4%	95.8%	95.8%	95.1%	96.2%	96.5%	97.0%								
Banco de ductos BT	94.9%	96.0%	96.7%	96.9%	97.1%	97.3%	97.5%	97.7%	98.0%	98.2%	98.4%	98.6%	100.0%			
	94.8%	96.3%	96.6%	97.0%	97.2%	97.5%	97.6%	97.9%								
Registros BT	98.5%	99.1%	99.8%	99.9%	100.0%											
	98.4%	98.2%	98.6%	99.9%	100%											
Obra Electromecánica MT						0.6%	1.2%	6.5%	11.7%	17.0%	22.2%	43.2%	64.2%	85.2%	100.0%	
						0.8%	1.8%									
Fibra óptica											20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	100.0%	
Pruebas eléctricas equipo primario													33.0%	66.0%	100.0%	
Pruebas de puesta en servicio													33.0%	66.0%	100.0%	
Habilitación de bus de BT en transformadores											24.0%	43.20%	62.40%	81.60%	100.0%	
Tendido de acometidas											1.7%	11.0%	33.2%	55.4%	77.6%	100.0%
Obra Electromecánica BT											1.7%	11.0%	33.2%	55.4%	77.6%	100.0%
Habilitación de tableros y reemplazo de medidores											0.8%	5.5%	27.7%	49.9%	72.1%	100.0%
Programado acumulado etapa 3	64.56%	65.96%	66.76%	66.95%	67.14%	67.33%	67.64%	67.96%	69.21%	70.46%	71.76%	74.02%	81.47%	87.98%	94.49%	100%
Real acumulado etapa 3	64.87%	66.12%	67.13%	67.18%	67.31%	67.53%	67.80%	68.12%								



ETAPA IV

	Oct	Nov	dic-17				ene-18				feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	
	Sem 4	Sem 4	4-10	11-17	18-24	25-31	1-7	8-14	15-21	22-28	29-4	Sem 4	Sem 4	Sem 4	Sem 4	Sem 4	Sem 4	
Obra Civil MT (Ductos, Bóvedas y Registros)	18.9%	27.2%	28.7%	30.3%	31.9%	33.5%	35.0%	36.4%	37.9%	39.3%	40.8%	68.6%	79.2%	89.4%	100.0%			
Obra Electromecánica MT	16.7%	17.5%	17.9%	18.5%	18.8%	18.8%	18.8%	18.8%	18.8%	18.8%	18.8%			12.5%	38.3%	63.3%	89.2%	100%
Fibra óptica														16.7%	50.0%	84.4%	100%	
Pruebas eléctricas equipo primario															13.5%	73.1%	100%	
Pruebas de puesta en servicio																68.9%	100%	
Habilitación de bus de BT en transformadores															16.70%	50.00%	84.40%	100%
Tendido de acometidas															16.70%	50.00%	84.40%	100%
Obra Electromecánica BT															16.70%	50.00%	84.40%	100%
Habilitación de tableros y reemplazo de medidores												9.3%	30.0%	50.0%	70.7%	90.7%	100.0%	
Programado acumulado etapa 3	18.90%	27.20%	28.70%	30.30%	31.90%	33.50%	35.00%	36.40%	37.90%	39.30%	40.80%	47.80%	56.00%	66.10%	80.20%	88.60%	96.70%	100%
Real acumulado etapa 3	16.70%	17.50%	17.90%	18.50%	18.80%	18.80%	18.80%	18.80%	18.80%	18.80%	18.80%							

El Proyecto de Modernización de la Red Subterránea Reforma, se desarrollará en cuatro etapas, como estrategia del corporativo CFE Distribución.

<i>Etapas</i>	<i>Colonias</i>	<i>Fechas de Término</i>
I	Cauhtémoc	17 de marzo de 2018
II	Tabacalera Guerrero	26 de mayo de 2018
III	Centro Juárez	30 de junio de 2018
IV	Juárez (Zona Rosa)	30 de septiembre de 2018

Tabla 50 Presupuesto Proyecto de Modernización de la Red Eléctrica Subterránea de la Avenida Paseo de la Reforma de la Ciudad de México

Descripción	Importe Acumulado Ejercido al	Importe por Ejercer
	2017	2018
Total	1 034.64	644

mdp.- millones de pesos

7.2 Cable submarino para Isla Mujeres

La Zona de Distribución Cancún tiene dentro del ámbito de operación el Municipio de Isla Mujeres, el cual en su parte insular tiene a Isla Mujeres con 16 210 habitantes, de acuerdo con datos del INEGI de 2010, la cual se ubica a trece kilómetros de la ciudad de Cancún y cuya principal actividad económica es el turismo.

Desde la década de los 80's el suministro eléctrico a Isla Mujeres se proporciona con el circuito BNP-53140 de la Subestación eléctrica "Bonampak" ubicada en el oriente de la Ciudad de Cancún, hasta la subestación reductora de 34.5 kV a 13.8 kV denominada "Isla Mujeres", la cual cuenta con dos circuitos para alimentar la carga de la población.

El circuito BNP-53140 suministra energía eléctrica a 7 555 usuarios en Isla Mujeres, registrados al cierre de 2017. La demanda máxima de Isla Mujeres en el año 2016 fue de 11.585 MW. Este circuito además de suministrar energía eléctrica a la población de Isla Mujeres atiende a usuarios importantes relacionados con la industria hotelera de la región.

Para el cruce entre Cancún e Isla Mujeres, se utiliza actualmente un cable submarino con las siguientes características:

Tabla 51 Características cable submarino

Descripción	Longitud	Tipo de Material	Calibre	Tensión	Capacidad Máxima	Subestación Receptora
Mono-conductor submarino con armadura de Alambres Galvanizados	6.9 km	Cobre	2/0	34.5 kV	14 MW	Isla Mujeres

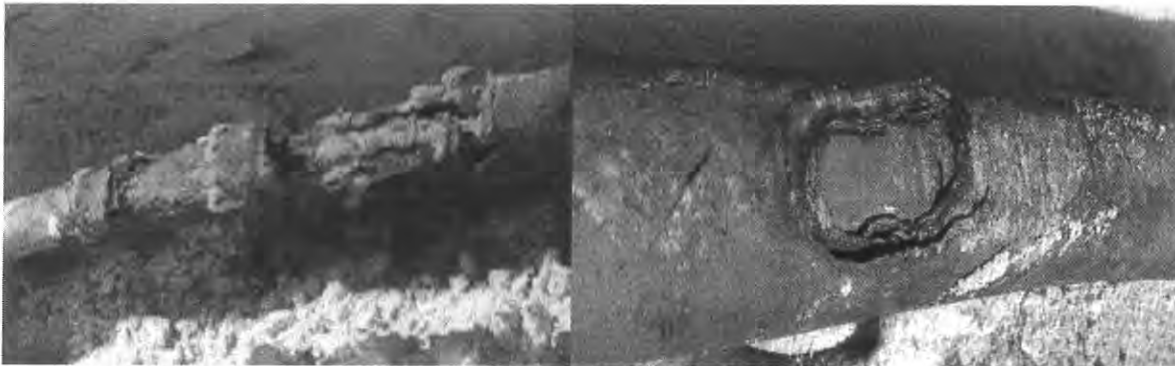


Figura 28 Fallas en el conductor

El cable actual es un conductor submarino, el cual se instaló en el año de 1989, por lo que cuenta con 29 años en operación y debido a las condiciones climatológicas de la región y el tránsito de embarcaciones, está sujeto a una gran cantidad de esfuerzos mecánicos y eléctricos, provocando fallas frecuentes que afectan la calidad y confiabilidad del servicio.

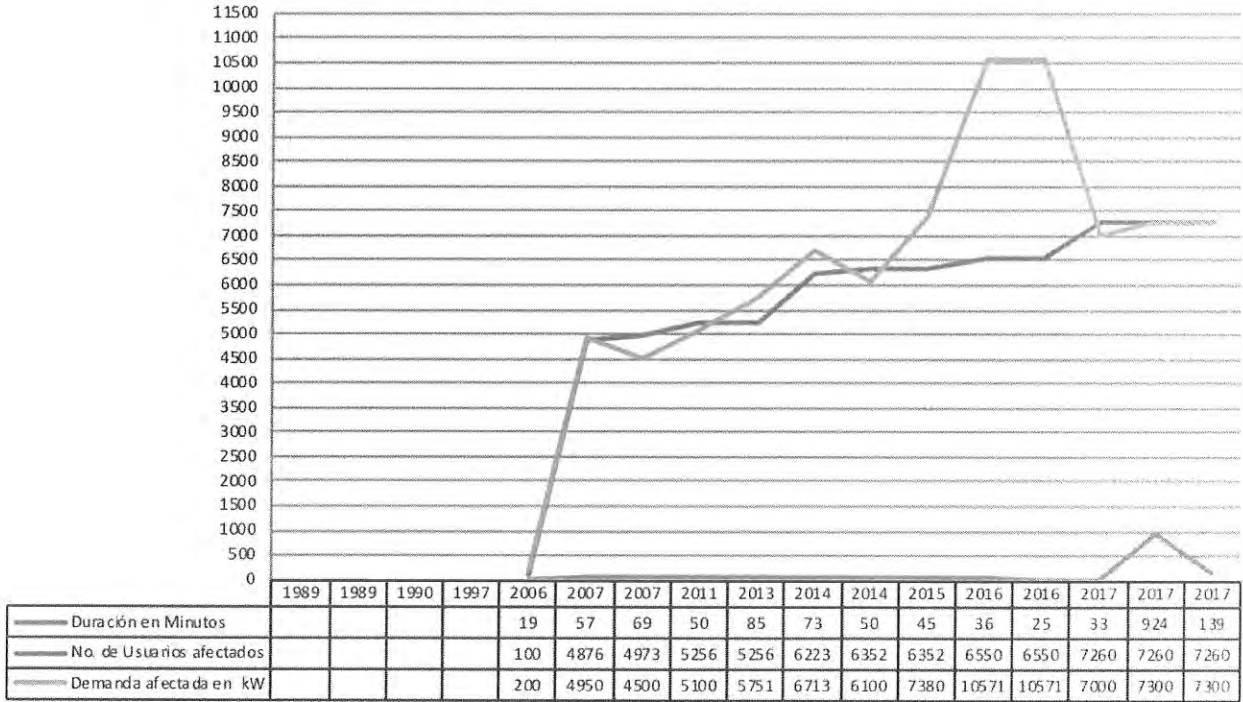
De igual forma, se ha presentado un incremento en la tasa de fallas del conductor, debido al degradamiento de su aislamiento y armadura, lo que produce como problemática adicional, que no se pueda aprovechar la capacidad nominal del conductor, teniendo que utilizarlo a un 88% de su capacidad de diseño, siendo este valor 9 475 kW.

Tabla 52 Historial de fallas en cable subterráneo

Año	Demanda afectada kW	Número de Usuarios afectados	Duración en Minutos	Observaciones
1989				Falla por defecto de empalmes fase "C".
1989				Falla por defecto de empalmes fase "B".
1990				Falla mecánica por impacto a la armadura del cable fase "B".
1997				Falla mecánica por impacto a la armadura del cable fase "B".
2006	200	100	19	Maniobra cambio de fases que alimentan la isla
2007	4 950	4 876	57	Falla cable dañado fase B.
2007	4 500	4 973	69	Falla mecánica por impacto de Draga en cable "D".
2011	5 100	5 256	50	Falla fase "C" aislamiento empalme
2013	5 751	5 256	85	Falla de aislamiento del cable en fase C.
2014	6 713	6 223	73	Falla aislamiento del cable fase "C"
2014	6 100	6 352	50	Falla por Vandalismo. Cable Fase "B" penetrado con objeto punzo cortante. Robo de la Protección Catódica.
2015	7 380	6 352	45	Falla de aislamiento Se encontró cable Fase "C".
2016	10 571	6 550	36	Conductor con maltrato mecánico o quemado cable "C".
2016	10 571	6 550	25	Falla de aislamiento fase "C".
2017	7 000	7 260	33	Falla mecánica por impacto de embarcación en fases "B" y "C".
2017	7 300	7 260	924	Falla mecánica por impacto de embarcación en fases "B" y "C".
2017	7 300	7 260	139	Falla mecánica por impacto de embarcación en fases "B" y "C".



Grafica con el historial de fallas en cable de energía de Isla Mujeres de 1989 a 2017



(Handwritten mark)



Figura 29 Ubicación subestación Bonampak y trayectoria del circuito

Estas fallas se han presentado de 2011 a 2017 con mayor frecuencia lo que da señal que los cables han perdido la confiabilidad requerida y en consecuencia están próximos al término de su vida útil, la cual no puede estimarse con precisión dado el estado del aislamiento y de los componentes y sobre todo la recurrencia de fallas.

Así mismo, en todos los cables se observa la degradación de la armadura de acero, esto conlleva a crear puntos con diferencia de potencial y descargas parciales por apertura de su armadura, con la consecuente elevación de temperatura y degradación aun mayor del aislamiento.

La siguiente Tabla muestra el análisis de la capacidad de conducción de corriente comparado con cables de otros calibres.

Tabla 53 Análisis de la capacidad de conducción de corriente

Conductor	CU 2/0 AWG – NA 100%	CU 250 kcmil – NA 100%	CU 350 kcmil – NA 100%	CU 500 kcmil – NA 100%
Ampacidad (A)	260.00	380.00	470.00	580.00
Tensión (kV)	34.50	34.50	34.50	34.50
Fp	0.90	0.90	0.90	0.90
Potencia real (kW)	13 982.85	21 028.83	25 276.68	31 192.50



Potencia aparente (kVA)	15 536.50	23 365.37	28 085.20	34 658.34	
Dem MAX (kW)	18 331.95	De acuerdo a PPDU Insular Isla Mujeres			
Saturación	%	131.10	87.18	72.53	58.77

Debido al envejecimiento acelerado del cable actual, su capacidad de transmisión de potencia eléctrica está limitada para atender el crecimiento de la demanda, por lo que es necesario su reemplazo por un conductor de cobre calibre 500 kcmil – NA 133%.

Para este proyecto, que consiste en el reemplazo del conductor subterráneo por un conductor submarino adecuado a las condiciones de la zona, se requiere una inversión total de 280 millones de pesos, como se muestra en la siguiente Tabla 53.

Tabla 54 Inversión por año del proyecto para Isla Mujeres

Concepto de Inversión	Inversión (mdp)		Total
	2018	2019	
Modernización del Cable Submarino de Isla Mujeres	123	157	280

mdp. - millones de pesos

Tabla 53a.- Resultado del análisis económico

Indicador / Evaluación	B/C	VPN (MDP)	TIR (%)
Económica	1.46	594.77	28.59

7.3 Interconexión de la Isla de Holbox

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 2 577 kW.

La isla de Holbox tiene un sistema eléctrico aislado de las Redes Generales de Distribución interconectadas con el continente. Actualmente se cuenta con un sistema de generación de energía eléctrica en la isla a base de diésel, el cual requiere del constante traslado de combustible a la isla para su operación con costos que resultan en 56.6 MDP anual lo cual resultan muy altos.

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.



Dirección General

Actualmente, la isla de Holbox se abastece de energía eléctrica con 4 plantas de 800 kW de generación de combustión interna a diésel en 440 V, con una capacidad instalada de 3 200 kW que al ser equipos con problemas de obsolescencia, se ven forzados a trabajar al 75% de su capacidad nominal, adicional a este equipo se cuenta con dos plantas de emergencia de 1 800 kW cada una, las cuales no se consideran como capacidad firme de generación, ya que son equipos diseñados para operar por periodos cortos de tiempo y actualmente tampoco operan al 100% de su capacidad nominal por los años de servicio.

Es preciso considerar que las 4 unidades base, sólo operan al 75%, hasta 600 kW, debido a la antigüedad de los equipos y a la consecuente degradación del aislamiento, por lo que fue necesario utilizar además de éstas, una de las plantas de respaldo para atender la demanda máxima coincidente, que al cierre de 2017 fue de 2 510 kW. Incrementando los costos operativos por traslado y consumo adicional de combustible para mantener la confiabilidad del suministro con el equipo adicional.

Debido a la necesidad de contar con diésel para el funcionamiento de las unidades de generación, se tiene un alto riesgo de contaminación al ecosistema de la isla y sus alrededores, por el suministro constante de combustible a la isla y la polución del contaminante asociado a la combustión. En 2017 la Planta de Generación de la isla de Holbox, se facturaron \$ 25.4 MDP. El costo de producción para generar esa energía en ese año fue de \$ 86.5 MDP tal como se aprecia en la siguiente Tabla:

Tabla 55 Costos de la generación actual en la Isla Holbox

Año	Ventas del Producto \$	Ventas GWh	Generación GWh	Costo Operativo +	Costo Administrativo	Costo de Producción
2014	12.6 MDP	5.943	7.172	28.9 MDP	2.6 MDP	31.5 MDP
2015	15.4 MDP	7.502	9.066	39.7 MDP	13.7 MDP	53.4 MDP
2016	19.3 MDP	9.028	10.960	56.6 MDP	17.1 MDP	73.7 MDP
2017	25.4 MDP	10.206	12.004	79.3 MDP	7.3 MDP	86.5 MDP

Fuente: CFE Distribución

Los costos de generación operación y mantenimiento de la Planta de Generación fueron en 2017 de 86.5 millones de pesos.



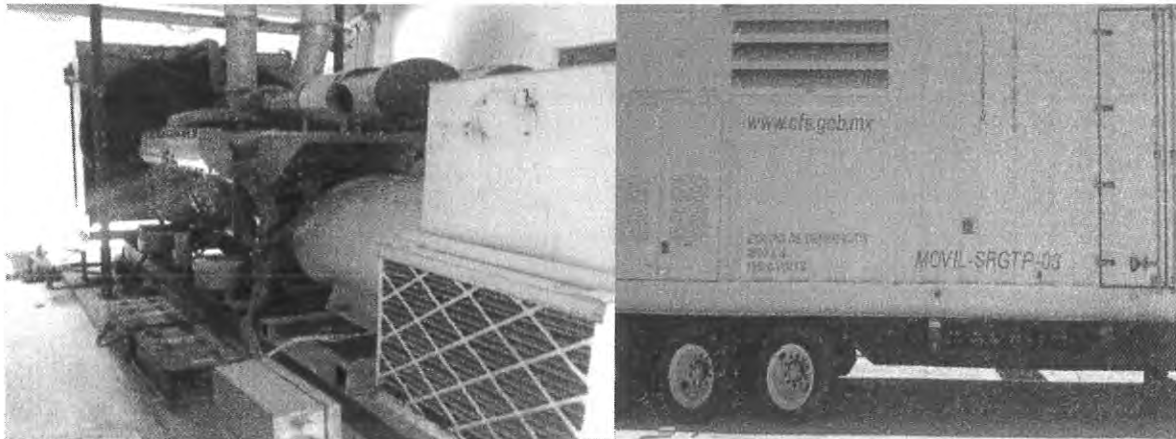


Figura 30 Instalaciones actuales

Cuenta con 2 circuitos de distribución con 1 912 servicios.

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-34.5 kV-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.

A handwritten signature or mark, possibly a stylized letter 'Q' or a similar symbol, located in the lower right quadrant of the page.

Dirección General

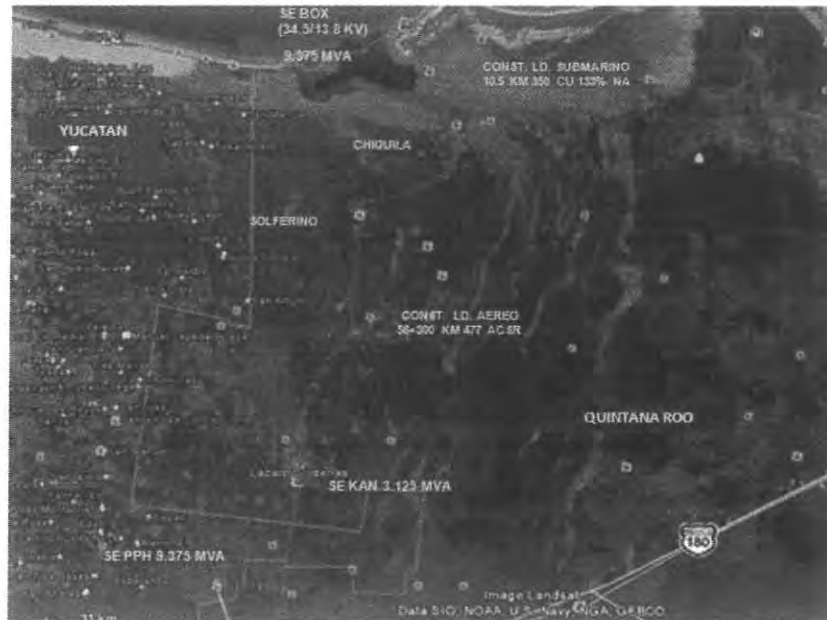


Figura 31 Trayectoria de la obra

Los costos estimados del proyecto se presentan en la Tabla 55 y son los que a continuación se muestran:

Tabla 56 Recursos de inversión para la ejecución del proyecto Holbox

Actividad	Monto (Mdp)
Actividades Previas	28.00
Línea de Media Tensión	
Suministro e instalación de cable con fibra óptica OPGW 11 kA/15mm (36 Fibras)	16.00
Suministro e instalación de línea de Media Tensión (PPH-5010) de la S.E. Popolnah al poblado de Chiquilá 1C-3F-4H-5.67 km-34.5 kV-477-AWG-ACSR-NC 477 ACSR PC (RURAL)	3.31
Suministro e instalación de línea de Media Tensión (PPH-5010) de la S.E. Popolnah al poblado de Chiquilá 1C-3F-4H-55 km-34.5 kV-477-AWG-SA ACSR-NC 477 ACSR PC (RURAL)	15.65
Seccionador, 1L-1V-1S-3V	

9

Dirección General

Suministro e instalación de un seccionador del tipo pedestal en envoltorio de concreto con celdas/vías modelo CGM. Cosmos Modulares esquema 1L-1V-1S-3V incluyendo relevadores de control y de protección con medidas de energía en las vías protegidas	3.44
Construcción de un alimentador 1A-34.5 kV	
Construcción de un alimentador 1A-34.5 kV (PPH-05010) S.E. Popolnah	4.08
Construcción de la SE Holbox 1T-3F- 9.375 MVA-34.5/13.8 kV -1A/2A	
Construcción de la SE Holbox 1T-3F- 9.375 MVA-34.5/13.8 kV -1A/2A Bajo Perfil (Se instalará en las instalaciones actuales de Holbox)	12.52
Suministro e Instalación de cable submarino 1C-3F-4H-10.5 kM-34.5 kV-500 kCM-Cu-XLP-133%	186.86
Cambio de Tensión de los transformadores de distribución de 2.4 kV a 13.2 kV	
Repotenciación y cambio de 89 transformadores con diversas capacidades que resultan en una capacidad instalada total de 3 675 kVA en la red existente de Distribución en la Isla de Holbox aislado actualmente en 15 kV (de 2.4 kV a 13.8 kV)	10.14
Total	280.00

La vida útil del proyecto es de 30 años, el horizonte de evaluación incluye este periodo además de los dos años de inversión. Se analizaron dos alternativas de solución que se mencionan a continuación.

1. Se propuso la construcción de una línea de media tensión aérea desde la subestación Popolnah hasta el poblado de Chiquila y de este punto en conductor tipo submarino a la nueva subestación en la Isla de Holbox que sustituirá la generación existente, con las siguientes características y obras asociadas:
 - Construcción de un alimentador en 34.5 kV en la S.E. Popolnah.
 - Construcción de 58.9 km, un circuito en M.T. 3F – 4H – 34.5 kV – ACSR – 477, de la S.E. Popolnah al poblado de Chiquila, un cable con fibra óptica y un Seccionador tipo pedestal STP - SF6 – S – 35 kV – 3 V – 600.
 - Construcción de 10.5 km de tramo submarino un circuito 3F – 4H – 34.5 kV – 500 kCM de Cu, para cruzar de Chiquila hacia Holbox, con fibra óptica.
 - Construcción de la Subestación Holbox, 1T – 3F - 9.375 MVA – 34.5/13.8 kV -1A/2A bajo perfil.



Dirección General

- Repotenciación de 89 transformadores con capacidades diversas que resultan en una capacidad instalada total de 3 675 kVA, la red existente de distribución en la Isla de Holbox tiene un aislamiento para 15 kV operando en 2.4 kV.
2. La segunda alternativa propone la construcción línea de media tensión aérea desde la subestación Popolnah hasta el poblado de Chiquila, en donde se propone la construcción de una nueva subestación del mismo nombre y de ahí con cable submarino a la Isla de Holbox que sustituirá a la generación existente, con las siguientes características y obras asociadas:
- Construcción de 55.9 km, un circuito en M.T. 3F-4H-34.5 kV-ACSR-477, de la S.E. Popolnah a la nueva S.E. Chiquila incluyendo fibra óptica.
 - Construcción de un alimentador 3F-3H-34.5 kV en la S.E. Popolnah.
 - Construcción de la Subestación Chiquila, 1T – 3F – 9.375 MVA – 34.5/13.8 kV -1A/2A bajo perfil.
 - Construcción de salidas en 2 circuitos de la S.E. Chiquila, 1C – 3F – 4 H-13.8 kV – 3.00 km – Cu 500 XLP subterráneo hasta el poblado de Chiquila y un seccionador tipo pedestal.
 - STP - SF6 -S-15 kV-3 V-600 para alimentación del tramo submarino. 1C – 3F – 4H – 13.8 kV – 0.20 km – Cu 500 XLP subterráneo para enlace con el circuito KAN-4220.
 - Construcción de 10.5 km de tramo submarino un circuito 3F-3H-13.8 kV-500 kCM de Cu, para cruzar de Chiquilá hacia Holbox, con fibra óptica.

Al realizar la evaluación económica, la primera opción fue seleccionada debido a que sus indicadores económicos presentaron mayores beneficios.

Tabla 55a.- Opción 1 de evaluación

Indicador / Evaluación	B/C	VPN (MDP)	TIR (%)
Económica	3.99	1 193.27	39.90

Tabla 55b.- Opción 2 de evaluación

Indicador / Evaluación	B/C	VPN (MDP)	TIR (%)
Económica	3.79	1 171.63	36.26

Desde el punto de vista económico el proyecto resulta rentable, obteniendo los siguientes indicadores, B/C de 3.9, VPN 1 193.27 y una TIR de 39.90%.

Para llevar a cabo el presente proyecto es necesario ejecutar las siguientes metas físicas:

- 1 alimentador de 34.5 kV en la SE Popolnah
- Construcción de 58.9 km de un circuito en MT 3F – 4H – 34.5 kV – ACSR – 477 kCM
- Construcción de 10.5 km tramo submarino en MT 3F – 4H – 34.5 kV – Cu – 500 kCM (el cuarto hilo de reserva), para cruzar de Chiquila hacia Holbox
- Transformador de Potencia 1T – 3F – 9.375 MVA – 34.5/13.8 kV – 1A/2A
- Repotenciación transformadores de Distribución de 3 675 kVA en de distintas Capacidades

El proyecto debido a sus características técnicas y equipo tienen una vida útil promedio de 30 años, mismos que se consideran en el horizonte de evaluación.

El periodo de vida útil puede ser afectado al paso de los años, algunas de las posibles causas son las siguientes: los derechos de vía se ven afectados por invasiones y los terrenos de las subestaciones confinados por la expansión urbana, para finalmente quedar sin posibilidades de crecimiento.

Con el este proyecto se pasaría de una Generación local de 2 400 kW a una capacidad de 9 375 kVA a través de una Subestación Eléctrica, además de la repotenciación de la capacidad actual de los 89 transformadores de Distribución existentes en la isla los cuales representan una capacidad de 3 675 kVA.

Se beneficiarán a 1 912 servicios, así como el desarrollo de la infraestructura turística a nivel nacional e internacional.

- Atención de la demanda normal proyectada al año 2024 de 6.4 MW.



Dirección General

- Confiabilidad continuidad y calidad en el servicio de energía eléctrica a la Isla.
- Obtención de Bonos de Carbono reduciendo emisiones de CO₂.
- Interconexión al Sistema Eléctrico de Distribución de la DDP.
- Impacto Visual positivo como Empresa Socialmente Responsable
- Eliminación de los costos de operación y mantenimiento de la Planta de Generación Holbox.

El costo por mes de combustible es de $184.80 \text{ m}^3 \times 14\,200.00 \text{ \$/m}^3 = 2\,624\,160.00$, que representa 31.489 millones de pesos por año.

Adicionalmente se tiene el daño al medio ambiente al contar con plantas de combustión interna de diésel y el riesgo que presenta el traslado de combustibles en condiciones no idóneas.

El proyecto requiere de una inversión de 280 millones de pesos, como lo refiere la siguiente Tabla.

Tabla 57 Resumen de inversión para la ejecución del proyecto Holbox.

Concepto de Inversión	Inversión por año (Millones de pesos)		Total
	2018	2019	
Interconexión Isla de Holbox	112	168	280

8 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 32, se muestran de manera gráfica los principales componentes de este sistema:

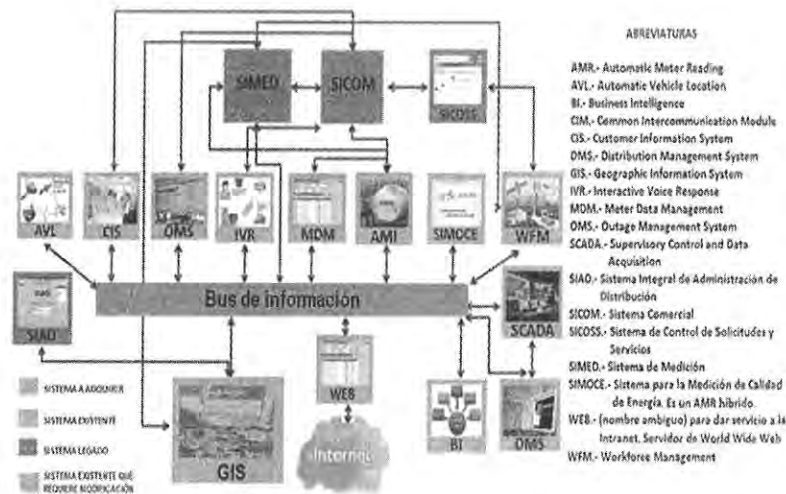


Figura 32 Principales componentes de una Red Eléctrica Inteligente (REI)

[Firma manuscrita]

Tabla 58 Principales componentes de una Red Eléctrica Inteligente (REI)

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	

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 esta 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 datos y un visualizador de la información geográfico 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 y aplicaciones automáticas de despacho de cuadrillas.
- 3) SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos). - Para este caso, se hace referencia a SCADA porque implica la funcionalidad del sistema completo, tanto de las Unidades Terminales Remotas (UTR's) 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 histórica, 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.

8.1 Operación remota y automatismo en Redes de Distribución

Con el propósito de proporcionar al usuario un suministro de energía eléctrica de calidad, donde el atributo del servicio que se compromete sea el restablecimiento oportuno del suministro, superando lo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica y su Reglamento, en 2018 se instalarán 1 052 equipos EPROSEC distribuidos en las 16 Unidades de Negocio, los cuales, consisten en restauradores tele controlados para niveles de tensión de 13.8 kV y 23 kV, lo que permitirá mantener los valores de referencia establecidos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) en el artículo 19 evaluación de la Calidad y Continuidad de las Redes Generales de Distribución, que expidió en 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.

Objetivo

Este proyecto tiene por objetivo la reducción del tiempo de restablecimiento del servicio de energía eléctrica y cantidad de clientes afectados.



Descripción

En los Compromisos de cumplir con los indicadores de Confiabilidad y Calidad de la Potencia de la energía eléctrica en la prestación del servicio de energía eléctrica a través de las RGD en los que están establecidos los tiempos máximos de la duración promedio de las interrupciones y la frecuencia de estas.

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 buen o mal diseño, 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.

El tiempo promedio de restablecimiento para los usuarios conectados en los circuitos propuestos para la instalación de EPROSEC, es muy grande ya que al presentarse una interrupción y no contar con la tecnología suficiente, esta puede ser atendida una vez que se le reporta al personal operativo de campo, prolongando así el tiempo de atención y con ello la molestia de los usuarios por el retraso en la atención de la continuidad del suministro eléctrico, con este proyecto se busca reducir el tiempo promedio de restablecimiento y el número de usuarios afectados mediante la instalación de 1 052 EPROSEC, los cuales permitirán tener una respuesta al restablecimiento del suministro de energía en un corto tiempo en caso de una falla, asimismo, se espera con este proyecto, aumentar la satisfacción de los usuarios al brindarles un servicio confiable y de calidad.

Este proyecto fue evaluado técnica y económicamente, obteniendo un indicador beneficio-costos de 3.23, valor presente neto de 3.81 millones de pesos, TIR de 42.94% y un ahorro de 11.56 GWh de energía no suministrada lo que fundamenta económicamente la adquisición e instalación de los equipos.

Tabla 59 Inversión y meta física para la Instalación de EPROSEC

Descripción	2018	2019	2020	2021	2022	Total
*Inversiones /1. (mdp)	367	350	316	327	335	1 695
Equipos de Protección y Seccionamiento (EPROSEC)	1 052	1 003	905	937	960	4 857

*mdp = Millones de pesos

/1.- ver Tabla 19, Inversiones estimadas en Distribución 2018-2022

La cantidad de equipos telecontrolados al cierre de 2017 fue de 679 equipos instalados.



8.2 Sistema de información geográfica de las Redes Generales de Distribución

De acuerdo con el artículo 38 de la LTE se consideran entre las estrategias, acciones y proyectos en materia de Redes Eléctricas Inteligentes el uso de información digital y de tecnologías de control para mejorar la confiabilidad, estabilidad, seguridad y eficiencia de las Redes Generales de Distribución; la optimización dinámica de la operación de las Redes Generales de Distribución. El desarrollo e integración de proyectos de generación distribuida; el despliegue de tecnologías inteligentes para la medición y comunicación en las Redes Eléctricas Inteligentes; el desarrollo de estándares de comunicación e interoperabilidad de los aparatos y equipos conectados a las Redes Generales de Distribución.

El Sistema de Información Geográfica coadyuva a la consecución de estos objetivos, ya que proporciona la base de información y los estándares para la interoperabilidad y el uso de la información digital de los equipos de protecciones, control, medición y comunicaciones, conectados a la red, identificando su estado operativo en tiempo real en planos con georreferenciación que se comparten a través de la red empresarial para lograr una mayor eficiencia en la operación de las RGD.

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.

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.

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

Tabla 60 Categorización de las fases de acuerdo al tipo de proyecto

Tipo	Fase
Estudio	√
Demostración	√
Implementación	1 a 5

Descripción del Proyecto

✓ **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 con un avance del 100%.

✓ **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 se concluyó en Diciembre 2017.

✓ **Fase IV**

La Fase IV se llevará a cabo en 2018 y 2019 la cual consiste en levantamientos en campo de al menos 31 datos geoespaciales de negocio que generarán mejoras en el desempeño de CFE Distribución.

✓ **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.



Tabla 61 Tiempos requeridos para la ejecución de las fases

Tipo	Fase
Estudio	
Demostración	
Implementación	<ul style="list-style-type: none"> ✓ La Fase 1 está concluida ✓ La Fase 2 está concluida ✓ La Fase 3 está concluida ✓ La Fase 4 puede ser terminada en Diciembre 2019 meses ✓ La Fase 5 puede ser terminada en Diciembre 2020

Tabla 62 Costos necesarios para la ejecución de las fases

Tipo	Fase
Estudio	
Demostración	
Implementación	Las Fases 1, 2 y 3 están concluidas. La inversión necesaria para las Fases 4 a 5 es de 53 millones de pesos

Tabla 63 Costos por año necesarios para la ejecución de las fases

Año	2018	2019	Total
*Inversión/ ¹	23	30	53

* Millones de pesos

¹.- ver Tabla 19, Inversiones estimadas en Distribución 2018-2019

El impacto esperado del desarrollo de un Sistema de Información Geográfico basado en tecnologías de información y administración de datos actuales es el poder compartir la base de datos eléctrica de los sistemas de distribución a todos los procesos de la empresa distribuidora que requieran de dicha información. Esto tiene el fin de maximizar la eficiencia en la elaboración de estos procesos a nivel nacional dentro del ámbito de CFE Distribución, así como permitir la interoperabilidad con nuevas aplicaciones que no se tendrían de otro modo.

Beneficios esperados de este proyecto en relación con la situación actual

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

8.3 Infraestructura de Medición Avanzada

A inicios del año 2009, la CFE tenía instalados en todos los servicios de baja tensión, equipos de medición electromecánicos, sin ningún medio de comunicación y con un error de precisión de diseño de los equipos de 2%, por lo que la función exclusiva del medidor era el registro de la energía que cada usuario consumía. La tecnología de estos equipos no tiene la capacidad de presentar informes de eventos que dieran indicios de posibles irregularidades y para la toma de lecturas se tenía que hacer de manera presencial.



A partir del segundo semestre del 2009, la CFE inició la instalación de medidores electrónicos, los cuales tienen un error de precisión de 0.5% y la capacidad para reportar eventos de anomalías como posibles usos indebidos de la energía, entre otras. La gran mayoría de estos equipos no cuentan con medio de comunicación, ni sistema de infraestructura avanzada de medición, para considerarlos sistemas AMI.

Una minoría de equipos de medición instalados a partir de la fecha referida, fueron los primeros con Infraestructura Avanzada de Medición, de tal manera que, al primer semestre de 2015, ya se tenían 268 mil medidores de este tipo. De estos, más del 50%, corresponden a los proyectos piloto de las Unidades de Negocio Centro Sur y Valle de México Centro. Con la instalación de 1 375 mil medidores AMI con el proyecto de reducción de pérdidas de energía en distribución bajo el esquema económico de PIDIREGAS a partir del segundo semestre 2015 al 2017, para un total de 1 643 mil medidores instalados y operando.

Descripción

Este programa consiste en la compra de medidores tipo AMI para remplazo de dañados y crecimiento de nuevos usuarios que se encuentren dentro del área de influencia de los polígonos en donde se están realizando los proyectos AMI.

Estos medidores se encuentran intercomunicados con un sistema informático de gestión, el cual tiene la capacidad de administrar las principales actividades comerciales de manera automática y remota como lo son: toma de lecturas, corte, reconexiones, informe de fallas en las Redes Generales de Distribución y anomalías en el medidor.

Actualmente esta tecnología está dirigida a la gestión comercial, al abatimiento de pérdidas no técnicas y a la atención oportuna de los usuarios, debido a que estas actividades tienden a disminuir costos operativos y a incrementar el ingreso por la funcionalidad remota de estas actividades trae como consecuencia la reducción de pérdidas de energía.

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

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 y reducir las pérdidas no técnicas en las Redes Generales de Distribución, es por



Dirección General

esto, que se debe de realizar el remplazo de medidores dañados e instalar un medidor de las mismas características a los nuevos usuarios que se encuentren dentro del polígono AMI

El proyecto considera la compra de más de 120 mil medidores AMI para remplazo de dañados y el crecimiento de nuevos usuarios que se encuentren dentro del polígono AMI para el periodo 2018-2022.



Tabla 64 Cantidad de medidores AMI a adquirir por remplazo y crecimiento

Unidad de Negocio	2018		2019		2020		2021		2022	
	Medidores para remplazo	Medidores para crecimiento	Medidores para remplazo	Medidores para crecimiento	Medidores para remplazo	Medidores para crecimiento	Medidores para remplazo	Medidores para crecimiento	Medidores para remplazo	Medidores para 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

Tabla 65 Inversión de las unidades de negocio por año

Unidad de Negocio	Miles de pesos				
	2018	2019	2020	2021	2022
Baja California	1 439	1 439	1 439	1 439	1 439
Noroeste	1 238	1 238	1 238	1 238	1 238
Norte	168	168	207	207	207
Golfo Norte	476	476	476	476	476
Centro Occidente	244	244	244	244	244
Centro Sur	5 060	5 228	5 228	5 228	5 228
Oriente	496	549	549	549	549
Sureste	3 074	4 337	4 539	4 539	4 539
Valle de México Norte	6 202	15 375	22 072	22 072	22 072
Valle de México Centro	10 069	13 717	16 288	16 288	16 288
Valle de México Sur	2 792	18 399	18 889	18 889	18 889
Bajío	1 624	1 624	1 638	1 638	1 638
Centro Oriente	232	232	232	232	232
Peninsular	4 183	4 183	4 183	4 183	4 183
Jalisco	538	538	538	538	538
Nacional	37 835	67 747	77 760	77 760	77 760

Problemática en el área de influencia

Unos de los retos que tiene CFE Distribución es la disminución de las pérdidas de energía no técnicas y los costos operativos por procesos que consideran grandes volúmenes de actividades repetitivas inherentes al distribuidor como la toma de lecturas los cortes y reconexiones en sitio.

El remplazo de medidores dañados y la atención de los nuevos clientes con un medidor AMI dentro de los polígonos de influencia AMI, permitirá que la tecnología aplicada en estos proyectos siga contribuyendo al abatimiento de anomalías.

Si se instalara un medidor electrónico convencional se tendría la necesidad de enviar un lectorista solo por los servicios.

Objetivo

La adquisición de medidores de Infraestructura Avanzada de Medición tiene como objetivo optimizar los costos operativos evitando mandar un lectorista por servicios que se encuentren lejos uno del otro, además de seguir optimizando los beneficios de los proyectos AMI.

Beneficio

Los usuario que se les daño el medidor y los nuevos usuarios que lleguen a solicitar el servicio que se encuentren dentro del área de influencia de los polígonos AMI serán atendidos con la misma tecnología.

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

Descripción del Proyecto

Las condiciones establecidas por la Ley de la Industria Eléctrica en su artículo 37 y Base 16 del Mercado Eléctrico Mayorista, requieren obtener el balance de energía en los puntos de intercambio de está de las denominadas zonas de carga tales como salida de alimentadores en media tensión, transformador de potencia, intercambio de energía entre zonas. Por tanto, se requiere de la instalación de equipo de medición y comunicaciones en las Redes Generales de Distribución, para obtener una medición confiable y que todos los participantes del Mercado Eléctrico Mayorista realicen las liquidaciones por energía correspondientes.

Este proyecto consta de una fase de estudio, una de concurso de proyecto, una de adquisición e instalación y una de implementación como se muestra.

Tabla 66 Fases de acuerdo al tipo de proyecto

Tipo	Fase
Estudio	1
Concurso de Proyecto	2
Adquisición e Instalación	3
Implementación	4

Fuente: CFE Distribución.

Antecedentes

Actualmente no se cuenta con la infraestructura de medición suficiente para dar cumplimiento a los requisitos del Mercado Eléctrico Mayorista, esta situación hace que en algunos casos se realicen estimaciones diarias horarias para las liquidaciones. Para determinar la infraestructura necesaria, se cuantificó la totalidad de instalaciones que requieren medición especializada para participar adecuadamente en el MEM. Se determinó la cantidad de puntos de medición que no cumplen los requisitos y se obtuvo la diferencia, como se muestra en la Tabla siguiente "Necesidad de puntos de medición en las 16 Divisiones de Distribución".

Tabla 67 Resumen de necesidades de puntos de medición e inversión total del proyecto

Puntos de medición que incumplen		Total	Inversión necesaria (millones de pesos)
Fuera de subestaciones	Dentro de subestaciones		
1 207	14 153	15 360	17 016

Un punto se considera con cumplimiento cuando cuenta con la confiabilidad en la infraestructura de medición, seguridad de la información, comunicaciones y equipo de control operativo necesario para participar de forma adecuada en el Mercado Eléctrico Mayorista en los puntos de recepción y entrega de energía.

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 normativa aplicable.

Descripción del Proyecto

✓ **Fase 1: Estudios**

El proyecto de Gestión del balance de energía para el Mercado Eléctrico Mayorista se encuentra enfocado en las instalaciones que no cuentan con la infraestructura de medición, comunicaciones y equipo necesario para realizar la medición en los puntos de intercambio de energía. Por lo cual es necesaria la aplicación de este proyecto en los siguientes elementos de la Redes Generales de Distribución:

- Entre las diferentes UN de las Redes Generales de Distribución
- Subestaciones eléctricas
- Centros de Control de Distribución
- Puntos de intercambio entre Zonas de Carga



Dirección General

- Integración de la medición de los centros de carga perteneciente a los suministrados calificados y generadores

Para determinar la infraestructura necesaria, se cuantificó la totalidad de instalaciones que requieren medición especializada para participar adecuadamente en el MEM. Se determinó la cantidad de puntos de medición que no cumplen los requisitos y se obtuvo la diferencia, como se muestra en la Tabla siguiente:

Tabla 68 Resumen de necesidades de puntos de medición y problemática total

Unidad de Negocio	Fuera de subestaciones	Dentro de subestaciones	Total
	Incumplen	Incumplen	
Baja California	11	926	937
Noroeste	13	1283	1296
Norte	29	1180	1209
Golfo Norte	29	1815	1844
Centro Occidente	62	844	906
Centro Sur	34	704	738
Oriente	61	780	841
Sureste	45	940	985
Valle de México Norte	150	527	677
Valle de México Centro	161	450	611
Valle de México Sur	222	502	724
Bajío	61	1341	1402
Golfo Centro	51	650	701
Centro Oriente	142	649	791
Peninsular	11	762	773
Jalisco	125	800	925
Total	1 207	14 153	15 360

Fuente CFE Distribución

Componentes

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 Unidades de Negocio de CFE Distribución, dichas revisiones se realizan con el personal especializado del proceso de Distribución con la finalidad de identificar la necesidad de cada punto de intercambio.

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



Dirección General

Para la medición en puntos de intercambio fuera de subestaciones eléctricas, pero que se requieren para el MEM es necesario que CFE Distribución cuente con 1 207 puntos, en las fronteras 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 MDP.

Para la medición en puntos de intercambio dentro de subestaciones eléctricas requeridas para el MEM es necesario 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 MDP.

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

Tabla 69 Cantidad de las necesidades de los puntos de intercambio fuera de subestaciones

Unidad de Negocio	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



Dirección General

Fuente CFE Distribución

Tabla 70 Cantidad de necesidades de los puntos de intercambio dentro de subestaciones

Unidad de Negocio	Control Operativo De Subestaciones para el Mercado de Energía	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
Total	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 fuera 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 TPs, 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 normas y especificaciones aplicables 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 fuera de subestaciones, debe atender las necesidades de confiabilidad de la información que requieren las diferentes Gerencias, 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 fuera 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.

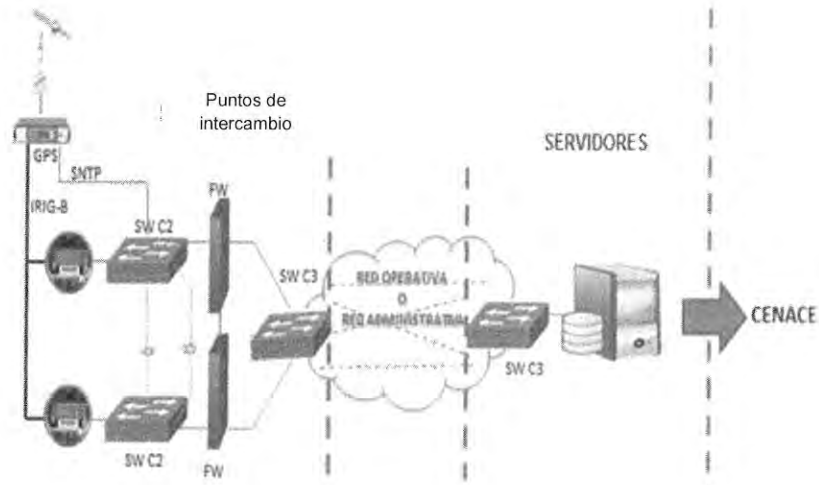
Medición para Liquidación (SIMOCE): Sistema de Monitoreo de la Calidad de Energía mediante el cual se da el seguimiento a las Disposiciones Administrativas de Carácter General de las Redes Generales de Distribución, en cuanto a la calidad de la energía y la información de flujo de energía en los puntos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



Dirección General



Mapa de flujo de información

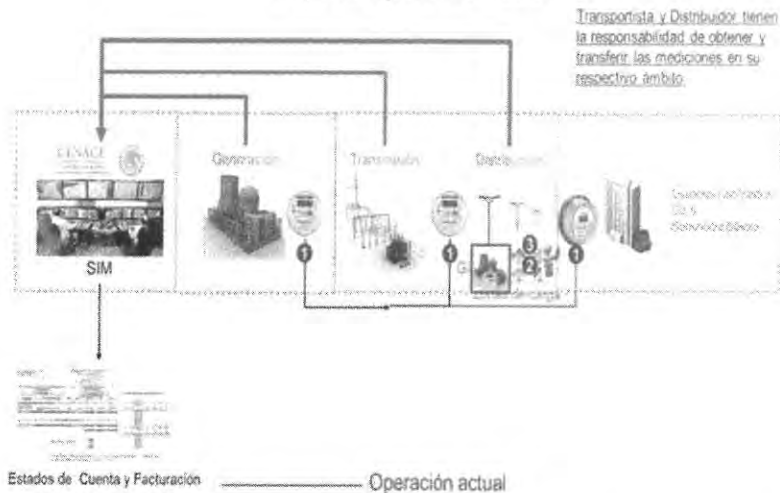


Figura 33 Esquema conceptual del Sistema de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista

Elementos.

Algunos de los elementos más significativos dentro 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 dentro de las Subestaciones y que forman parte directa del Sistema Eléctrico Nacional, estos equipos son entre otros Transformadores y Reactores de Potencia,

Dirección General

Interruptores, Cuchillas Desconectadores, Apartarrays, 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 MAC (control de acceso al medio), 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 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 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 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.

Se muestra en la Figura siguiente el esquema general para puntos de medición dentro y fuera de subestaciones, además de su interconexión básica y componentes.

Figura 34 Esquema general de equipos, componentes e interconexión para los puntos de medición dentro de subestaciones

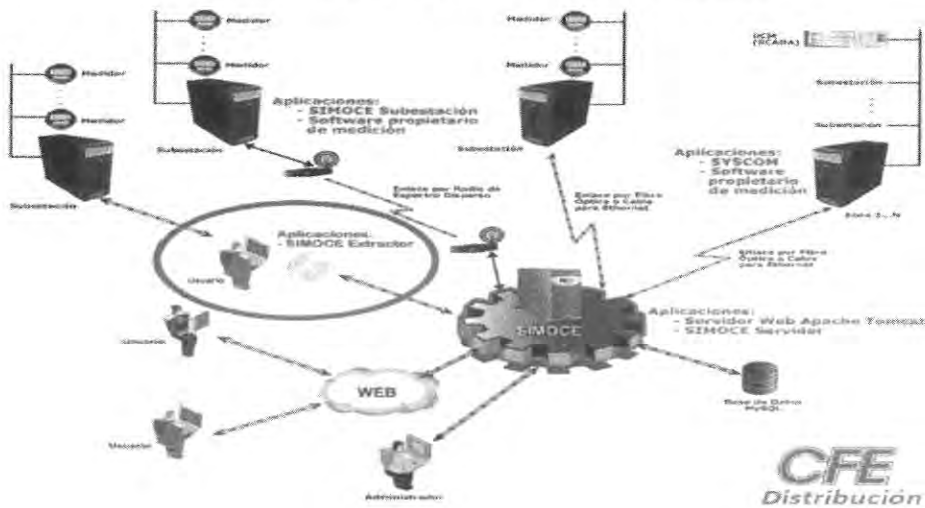
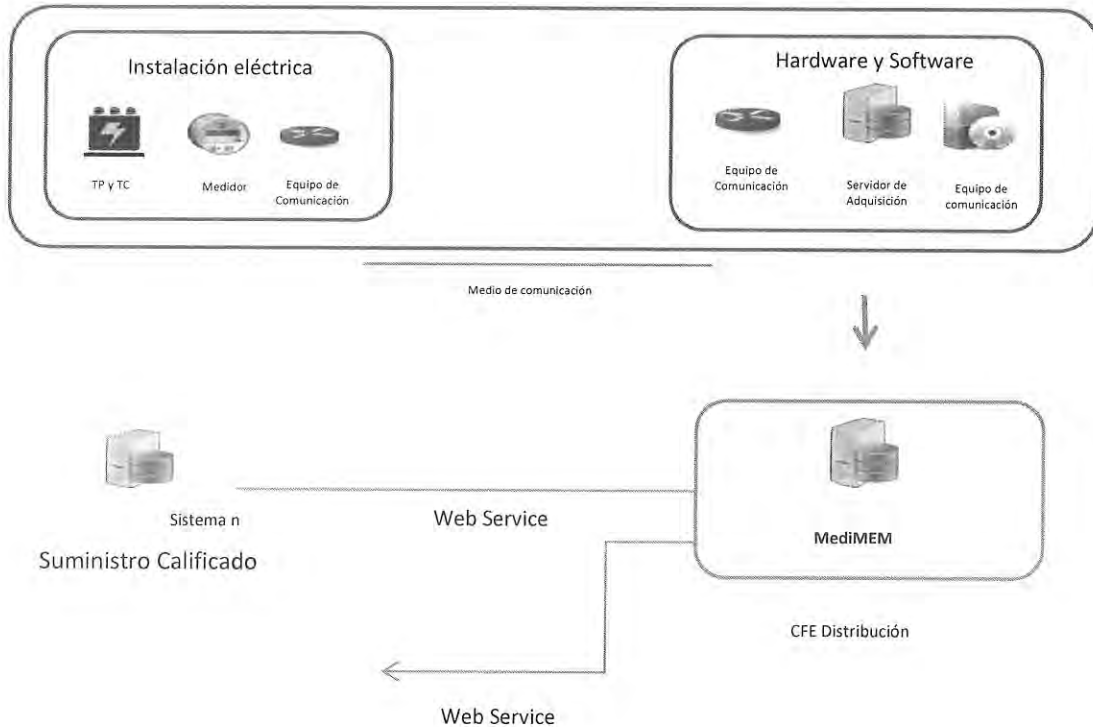


Figura 35 Esquema general de equipos, componentes e interconexión para los puntos de medición fuera de subestaciones



✓ **Fase 2: Concurso del Proyecto**

Dado el alcance y para tener una mejor gestión del proyecto se llevará a cabo dos etapas que se ejecutarán simultáneamente con base a los requerimientos técnicos y económicos y en apego a las leyes y reglamentos aplicables en la materia. La primera etapa para la parte Norte del país que comprende las Unidades de Negocio: Baja California, Noroeste, Norte, Golfo Norte, Golfo Centro, Bajío y Jalisco y la segunda para la parte Sur del país que comprende las Unidades de Negocio: Centro Occidente, Centro Oriente, Valle de México Norte, Valle de México Centro, Valle de México Sur, Oriente, Centro Sur, Sureste y Peninsular. Como se muestra la Figura 36.



Figura 36 Unidades de Negocio

Fuente: CFE Distribución.

✓ **Fase 3: Adquisición e Instalación**

Con base en el programa de trabajo formalizado en el contrato con el concursante ganador se llevará a cabo el proceso de instalación considerando entre otros aspectos los siguientes conceptos:

- Los trabajos de modernización de medidores deben estar estructurados de tal manera que no afecten el suministro de energía eléctrica y los procesos para el balance de energía.
- Para las actividades de modernización de los equipos de comunicaciones se debe asegurar no afectar la transferencia de información de los elementos de las Redes Generales de Distribución al sistema EMS/SCADA del CENACE.
- Al instalar el esquema de seguridad de la información que sirve para proteger a los sistemas de medición instalados en subestaciones del Distribuidor se debe evitar el acceso a usuarios no autorizados. Este sistema también deberá encriptar la información de los sistemas de medición, protegiéndola en el proceso de transmisión a través de la Intranet, de modo que sólo pueda ser vista por los usuarios autorizados.
- Asegurar el cumplimiento de las normas, reglamentos y especificaciones aplicables para este proyecto.
- Considerar las acciones necesarias para asegurar la integridad física de las personas y las propiedades
- Asegurar los requerimientos del Mercado Eléctrico Mayorista

✓ Fase 4: Implementación

- En esta fase del proyecto se deberá afinar todos los elementos del sistema de tal manera que se asegure el correcto funcionamiento operativo en apego a los requisitos de la normatividad, dando especial atención y asegurando los siguientes puntos:
- El correcto funcionamiento de los sistemas de medición, obteniendo los datos requeridos por el Mercado Eléctrico Mayorista en tiempo real
- Que los equipos de comunicaciones del proyecto funcionen de manera correcta, teniendo el grado de disponibilidad entre todos los elementos del sistema, necesario para obtener los datos requeridos por el Mercado Eléctrico Mayorista en tiempo real
- El correcto registro y administración de las mediciones de las variables eléctricas en todos los niveles del sistema
- La seguridad cibernética a través de la autenticación de usuarios y la confidencialidad de la información
- La integridad de la información ante cualquier ausencia de potencial en los sistemas informáticos o ante la falla de algunos de los elementos del sistema

Aunado a lo anterior, en esta fase del proyecto, se considerarán los cursos de capacitación en todos los niveles de la organización que interactúan con el sistema para su correcta operación.

De acuerdo con el Código Red emitido por la Comisión Reguladora de Energía se establecen los criterios generales para la integración de elementos de medición, monitoreo y operación del SEN que utilizan tecnologías de la información (TIC's) bajo un marco que promueva e impulse la interoperabilidad de éstos, a fin de evitar la incompatibilidad de la infraestructura tecnológica e incrementar la eficiencia operativa de la red eléctrica.

Para el Control Operativo son las siguientes:

- Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA)
- Unidad Central Maestra (UCM)
- Enlaces de Comunicación inalámbricos y Fibra Óptica
- Equipos de Control Supervisorio para Subestaciones Eléctricas, como Unidades Terminales Remotas (UTR's) o Concentrador SCADA
- Equipo Eléctrico Primario (EEP)

De acuerdo con la Figura 37, para la medición del balance de energía, se requieren:



Fuente: CFE Distribución.

Figura 37 Tecnologías para la medición del balance de energía del MEM

Este proyecto considera todos los elementos que permiten la integración de sistemas de medición para la operación y administración de los procesos del Mercado Eléctrico Mayorista, con ayuda de estas mediciones una Red Eléctrica Inteligente realiza varios procesos, como, por ejemplo:

- Balance de flujos de energía: Al obtener las mediciones eléctricas de diferentes puntos en la Red General de Distribución en tiempo real es posible que realicen estudios de flujos de energía
- Detección de anomalías en las Redes Generales de Distribución: Con ayuda de las mediciones se podría detectar si un circuito sale de operación o presenta una anomalía

Tabla 71 Tiempos requeridos para la ejecución de las fases

Tipo	Fase
Estudio	La Fase 1 puede ser terminada en 1 mes
Concurso de Proyecto	La Fase 2 puede ser terminada en 6 meses
Adquisición e Instalación	La Fase 3 puede ser terminada en 18 meses
Implementación	La Fase 4 puede ser terminada en 6 meses

Fuente: CFE Distribución.

En la Tabla 71, se indica el cronograma estimado de las principales fases a realizar, las casillas marcadas de color verde marcan el tiempo de licitación, las casillas en color amarillo marcan el tiempo de entrega de equipo y material y las casillas de color rojo marcan el tiempo de ejecución.

Presupuesto del Proyecto

Tabla 72 Cronograma de necesidades para la medición, comunicaciones y control

Concepto	Años																							
	2018												2019											
	Meses																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Control operativo de subestaciones, seguridad de la información y medición en alta tensión (Modelo II)	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Medición de puntos de intercambio en media tensión en subestaciones de Distribución. (Modelo I)	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Medición de puntos de intercambio en media tensión fuera de subestaciones de Distribución. (Modelo I)	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

Fuente: CFE Distribución.

El monto total de la inversión inicial se distribuye en los conceptos que suman un total de 7 016.06 millones de pesos, distribuido en las Unidades de Negocio, la siguiente Tabla muestra un resumen por Unidad de Negocio de CFE Distribución de la inversión necesaria.

Tabla 73 Costos totales necesarios para el proyecto, en medición y comunicaciones (millones de pesos)

Unidad de Negocio	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Baja California	95.93	162.61	102.93	99.49	83.29	544.25
Bajío	106.83	160.35	213.09	209.2	71.45	760.92
Golfo Centro	72.23	123.11	91.43	90.23	58.44	435.44
Golfo Norte	66.71	80.42	96.92	99.61	26.24	369.9
Centro Occidente	46.33	61.30	34.43	33.83	20.45	196.34
Valle de México Sur	79.9	96.86	32.67	38.01	16.45	263.89
Valle de México Norte	49.72	66.27	22.7	26.35	17.76	182.8
Valle de México Centro	62.55	88.40	167.88	179.44	24.27	522.54
Peninsular	94.02	184.97	85.1	98.91	97.03	560.03
Sureste	72.32	103.92	172.49	213.78	42.96	605.47
Centro Oriente	51.38	69.99	76.8	86.09	18.78	303.04
Centro Sur	66.31	109.35	63.77	58.64	53.32	351.39
Jalisco	83.02	71.69	113.46	63.65	18.60	350.42

Dirección General

Noroeste	57.47	82.01	89.41	110.89	34.53	374.31
Oriente	55.45	81.39	31.13	29.33	34.59	231.89
Norte	99.15	165.63	313.87	302.92	81.86	963.43
Total	1 159.32	1 708.27	1 708.08	1 740.37	700.02	7 016.06

Fuente: CFE Distribución.

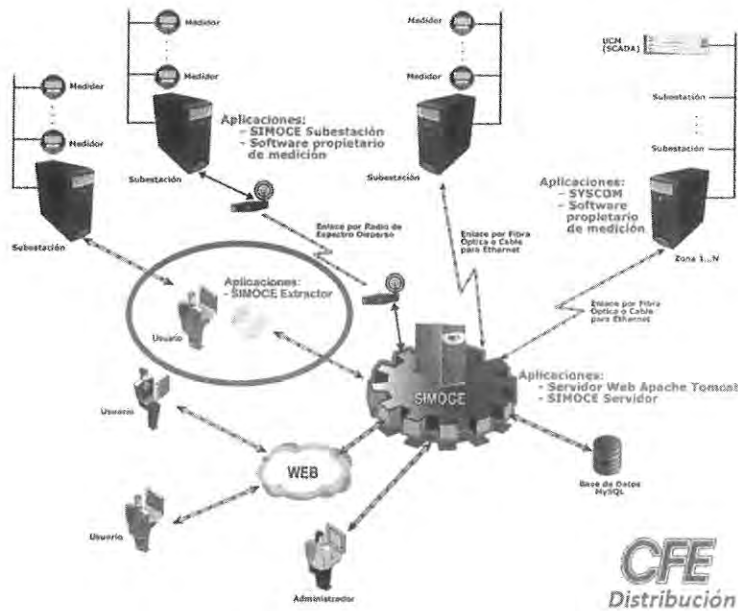


Figura 38 Tecnologías para la medición del balance de energía del MEM

Los costos de inversión se calcularon cuantificando las necesidades de infraestructura que tiene cada Unidad de Negocio de CFE Distribución para cada punto de intercambio en los rubros de: Control Operativo De Subestaciones para el Mercado Electrico Mayorista, Medición para Liquidación (SIMOCE), Seguridad de la Información y Puntos de Medición entre Zonas de Carga.

[Firma manuscrita]

Tabla 74 Resumen de necesidades por año

Acción de Inversión	Esquema de Inversión (MDP)				
	2018	2019	2020	2021	2022
Control Operativo De Subestaciones para el Mercado de Energía	514.96	1 190.21	761.08	941.70	700.02
Medición para Liquidación (SIMOCE)	159.03	101.73	374.16	300.53	
Seguridad de la Información	214.82	146.30	572.84	498.14	
Puntos de Medición entre Zonas de Carga	270.51	270.03			
Total	1 159.32	1 708.27	1 708.08	1 740.37	700.02

Tabla 75 Aseguramiento de puntos de medición

Confiabilidad de la Medición en Subestaciones de Distribución						
Unidad de Negocio	Total puntos de medición	2018	2019	2020	2021	2022
Baja California	937	152	143	293	275	74
Bajío	1 402	231	231	429	403	108
Centro Occidente	906	158	157	270	253	68
Centro Oriente	791	168	168	207	196	52
Centro Sur	738	123	122	225	211	57
Golfo Centro	701	124	123	208	194	53
Golfo Norte	1 844	287	285	581	545	146
Jalisco	925	183	182	256	240	64
Noroeste	1 296	205	198	407	382	104
Norte	1 209	191	191	379	352	96
Oriente	841	148	146	250	234	63
Peninsular	773	120	119	244	229	61
Sureste	985	164	162	301	282	76
Valle de México Centro	611	149	148	144	134	36
Valle de México Norte	677	157	143	176	165	36
Valle de México Sur	724	186	186	161	151	40
Total	15 360	2 746	2 704	4 531	4 246	1 134

Evaluación del Proyecto

La motivación principal es el cumplimiento de la LIE y su RLIE. Adicionalmente la Base 16 de MEM describe las características que deben cumplir los sistemas de medición fiscal (con calidad de facturación), incluyendo responsabilidades referentes a su instalación, verificación y mantenimiento, así como para la adquisición procesamiento y envío de registros de medición para los procesos de liquidación, lo cual es parte fundamental para llevar a cabo las liquidaciones de todas las transacciones realizadas en el MEM.

Dar cumplimiento a la normativa vigente, implementando un proyecto de gestión del balance de energía para el Mercado Eléctrico Mayorista, realizando la instalación de equipo de medición, comunicaciones y control en las Redes Generales de Distribución.

Situación actual.

Actualmente dentro de las Redes Generales de Distribución, no se cuenta con medición en todos los puntos de intercambio de energía, lo cual es indispensable para que el Mercado Eléctrico Mayorista funcione de manera adecuada.

✓ Control operativo del Mercado Eléctrico Mayorista

De acuerdo con el Código de Red se establecen los criterios generales para la integración de elementos de medición, monitoreo y operación en el SEN que utilizan tecnologías de la información y la comunicación (TIC's) bajo un marco que promueva e impulse la Interoperabilidad de éstos, a fin de evitar la incompatibilidad de la infraestructura tecnológica e incrementar la eficiencia operativa de la red eléctrica.

Por lo anterior, se propone sistematizar, actualizar y complementar la medición de cada uno de los puntos de entrega/recepción asociados con la operación del SEN y del Mercado de Energía.

✓ Medición para liquidación (Balance de Energía)

Para cumplir con las liquidaciones es necesario contar con mediciones de perfiles de carga en cada punto de entrega/recepción, en el cual se interconectan o conectan instalaciones correspondientes a Centrales Eléctricas, Centros de Carga, la RNT y las RGD. Este proceso está sistematizado parcialmente con el Sistema de Monitoreo de la Calidad de la Energía (SIMOCE).

Los puntos de entrega/recepción en los que intervienen las RGD son los siguientes:

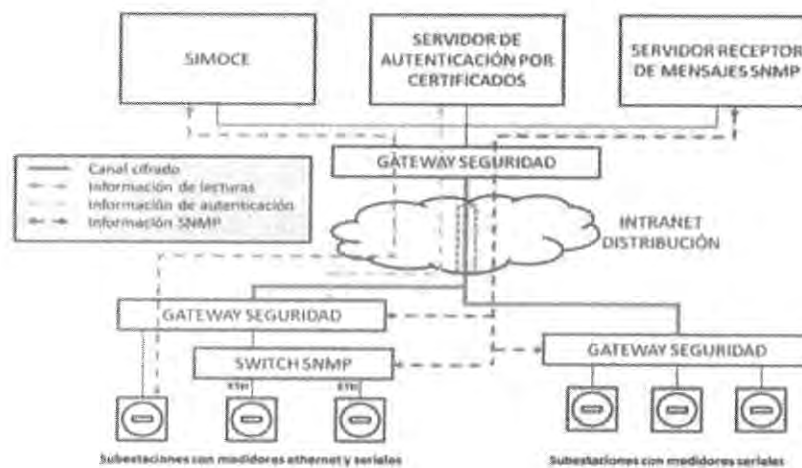
- a) Puntos de interconexión de Centrales Eléctricas con las RGD
- b) Puntos de conexión de Centros de Carga con las RGD



- c) Puntos de interconexión de la RNT con las RGD
- d) Puntos de interconexión entre las RGD

✓ Seguridad de la información

Es necesario establecer la administración de la seguridad informática que minimice las situaciones de riesgo del SEN ante amenazas a la seguridad de la información derivada del aumento en el uso de TIC's, que potencialmente podrían afectar la operación confiable del SEN.



Fuente: CFE Distribución.

Figura 39 Esquema General de Seguridad a Nivel Aplicación

Beneficios esperados del proyecto en relación con la situación actual

Dentro de los principales beneficios que tiene este proyecto son los siguientes:

- Tener seridumbre en las transacciones del MEM
- Ahorro del gasto operativo por enviar al personal a realizar la toma de lectura
- Reducción de las pérdidas de energía en por ciento y en volumen en los puntos de interconexión donde no se tenga medición
- Mejora en la calidad del suministro de energía eléctrica evaluado a través de los índices de continuidad y tiempos de restablecimiento
- Contar con información confiable para liquidación en el MEM de todos los puntos de intercambio de energía en el SEN

De acuerdo con los beneficios esperados que se definieron anteriormente para efectos de evaluación económica se consideran los siguientes criterios para traducir estos a valor monetario:

- Mayor exactitud en la medición: Considerando que actualmente la determinación de la energía entregada y/o recibida en los puntos de intercambio que no cuentan con medición, se realiza mediante una estimación, lo cual puede generar incertidumbre. Al obtener una medición exacta y confiable se espera que se tenga certeza en los intercambios de energía, dándole así al MEM certidumbre en los procesos de liquidación.
- Reducción de costos operativos: Se consideran entre otros componentes, la reducción de mano de obra en jornadas hombre y su traducción a valor monetario es en base a los salarios integrados del personal que se emplea en la actividad de toma de lecturas y en la realización de las estimaciones. Asimismo, se considera la reducción de otros costos operativos como lo son: combustibles, renta de vehículos y demás gastos indirectos.

8.5 Sistema de Administración de Distribución Avanzado

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 (TICs) 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.

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.

Tabla 76 Categorización de las Fases de acuerdo al tipo de proyecto

Tipo	Fase
Estudio	1 y 2
Demostración	3 a 5
Implementación	

Dirección General

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

Tabla 77 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. <ul style="list-style-type: none"> ○ 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
Implementación	

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.

Tabla 78 Costos necesarios para la ejecución de las fases del proyecto ADMS

Concepto de Inversión	Inversión por año					Total
	(mdp)					
	2018	2019	2020	2021	2022	
Sistema de Administración de Distribución Avanzado / ¹	3	50	50	50	50	203

*mdp. - Millones de pesos

/1.- ver Tabla 19, Inversiones estimadas en Distribución 2018-2022



9 Garantizar el acceso abierto a la Generación Distribuida

En el marco de la reforma energética y considerando que el artículo 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME) establece que la Comisión Reguladora de Energía deberá fomentar el desarrollo eficiente de la industria, promover la competencia en el sector, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.

De acuerdo a la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014, tiene como finalidad, promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios, así como el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal, de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes.

La preocupación sobre el tema del cambio climático, ha forzado al gobierno Federal a actuar para crear políticas e incentivos económicos para minimizar las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera (como dióxido de carbono CO₂, óxidos de azufre SO₂ y óxidos de nitrógeno NO₂ principalmente), ya que los recursos naturales necesarios para satisfacer las necesidades de la industria eléctrica son cada día más escasos y se vuelve apremiante hacer uso racional de los mismos.

En el área de la industria eléctrica entre otras medidas, se ha favorecido el uso de fuentes renovables de energía para abastecer al mercado en constante expansión.

Debido a que las plantas de generación se encuentran fuera de las áreas conurbadas, existen incrementos en los costos derivados de la construcción de la infraestructura para la transportación de la electricidad y las pérdidas eléctricas que conlleva este proceso. Como una medida para disminuir estos costos, aparece como una alternativa viable el uso de fuentes de generación a pequeña escala ubicadas en el área de consumo, concepto denominado como "**Generación Distribuida**". De aquí nace la necesidad de analizar la capacidad de alojamiento de los alimentadores de distribución sin afectar negativamente la confiabilidad del sistema o calidad de la energía y la ubicación óptima de la planta de generación.

Se deben considerar ciertos factores para la interconexión de la Generación Distribuida de los cuales dependen los cambios en la infraestructura de las redes de distribución tales como la capacidad de generación, ubicación tecnología y características físicas del sistema estos factores son ciertamente importantes para evaluar el costo real del proyecto las áreas de planeación deben equiparse y capacitarse para determinar la capacidad real de alojamiento de las redes de distribución un sistema que cuente con la capacidad de simular condiciones de flujos de potencia contingencia estabilidad y niveles de corto circuito para proporcionar un panorama de las afectaciones y beneficios en diversos ambientes operativos de un sistema eléctrico de potencia. El objetivo es mejorar los análisis para

Dirección General

determinar el impacto de la Generación Distribuida y tener un panorama más claro para dar respuesta a las solicitudes de interconexión.

En apego al artículo 4 de la LIE y atendiendo a las normas, directivas y demás disposiciones de carácter administrativo en materia de Generación Distribuida que sean expedidas por la CRE, la EPS CFE Distribución en su carácter de prestador del servicio público de Distribución de energía eléctrica, se obliga 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.

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 Distribuid (GD).

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. 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 9.
- 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 y que se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 79 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	

En el año 2017 CFE Distribución instrumento las metodologías y procedimientos para evaluar la cantidad de recursos energéticos distribuidos (DER por sus siglas en inglés), que podrían alojarse en cada circuito eléctrico de media tensión, sin exceder los límites establecidos para los parámetros de Confiabilidad y Calidad de la potencia eléctrica y pérdidas. De manera inicial se utilizó la metodología y herramientas de análisis desarrollada por el Electric Power Research Institute (EPRI) y la colaboración del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL).

Actualmente se han llevado a cabo análisis preliminares que muestran que la capacidad de alojamiento de algunos circuitos puede ser significativamente inferior a la determinada, en la Tabla 78. Por lo que se continuará evaluando estos circuitos con métodos más detallados.

La capacidad de alojamiento es única para cada circuito, así como única es para cada sección eléctrica dentro de un circuito. La Figura 40 muestra un ejemplo de esta clase de capacidad compuesta de alojamiento en un circuito de CFE Distribución.

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 40, el tipo de las potenciales violaciones cambia en función de su ubicación sobre el circuito.

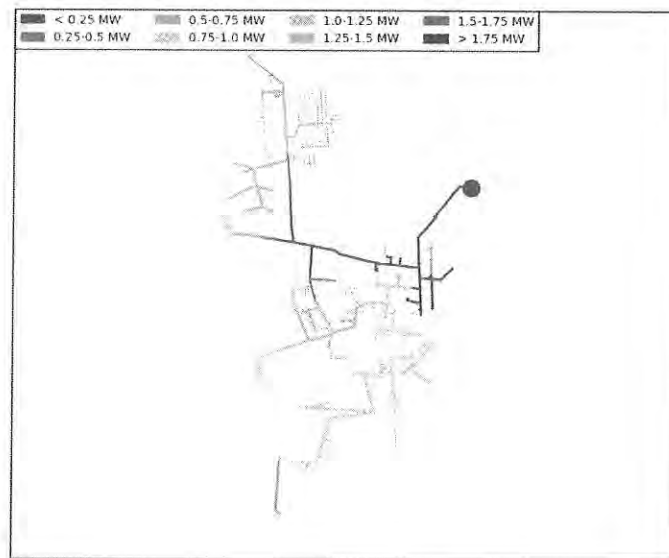


Figura 40 Cada sección eléctrica dentro de un circuito presenta diferentes capacidades de alojamiento

Sin embargo, el conocer la capacidad o disponibilidad 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 DER que podrían interconectarse a las RGD. Por ejemplo, si bien la capacidad o disponibilidad de alojamiento de un circuito determinado pueda ser muy pequeña, no existen razones que fundamenten que en ese circuito en particular se conectará una magnitud determinada de GD en el futuro.

Para determinar las necesidades de expansión y modernización de las RGD, de acuerdo con el "Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW", debe considerarse:

Dirección General

- 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

Por lo tanto, es necesario contar con pronósticos espaciales que minimicen la incertidumbre en la ubicación, cantidad y tipo de DER que podrían interconectarse a las RGD.

Es de todos conocido que en el territorio de la República Mexicana posee un gran potencial de radiación solar (ver Figura 41). Por esta razón, las tecnologías fotovoltaicas han crecido de manera dinámica entre 2007 y el primer semestre de 2017 al pasar de 3 kW a 304.16 MW de capacidad instalada, la mayoría de la generación distribuida es limpia. Lo que hace pensar que este tipo de tecnología es la que se desarrollará principalmente en el futuro.



Figura 41 Potencial de radiación solar en la República Mexicana

De acuerdo con la CRE, la tendencia en la capacidad instalada a través de contratos de interconexión de pequeña y mediana escala se muestra en la Figura 42. Para el año 2019 se espera un total de 1.5 GW.

Una firma manuscrita en tinta azul, que parece ser una inicial o un nombre corto, ubicada en la parte inferior derecha del texto principal.

Contratos de Interconexión en pequeña y mediana escala
Tendencia de capacidad instalada

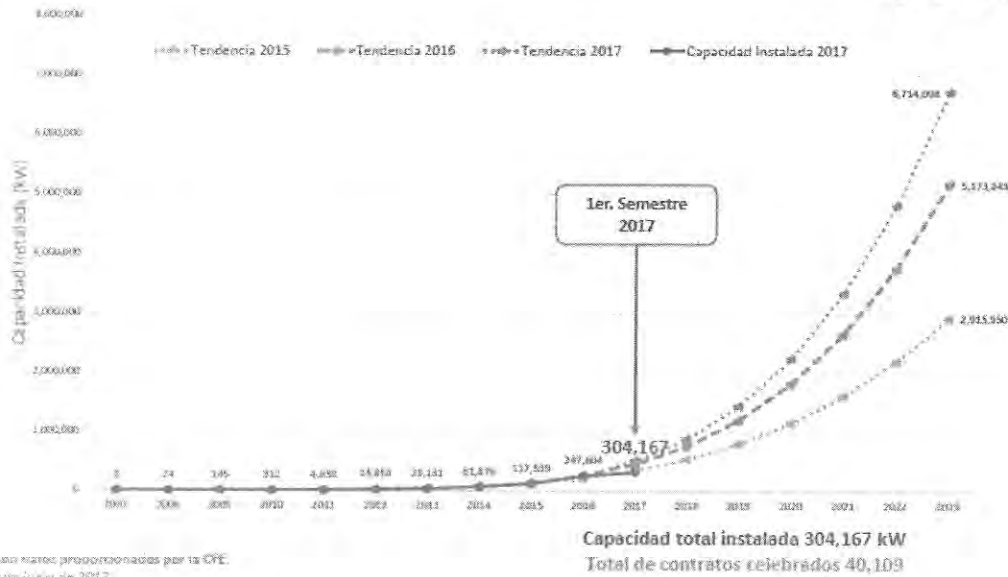


Figura 42 Tendencia de la capacidad instalada en pequeña y mediana escala

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 de la misma. Este parámetro es fundamental para identificar que circuitos de distribución fueran susceptibles de alojar determinada cantidad de DER.

Por lo tanto, en la situación actual es imposible anticipar los requerimientos de infraestructura requerida para la Interconexión de las Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW 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 para ser colocadas en lista de espera. En tanto no se realice la infraestructura requerida de acuerdo con el proceso de planeación, el cual se realizará de manera anual y considera escenarios a futuro a partir de un año en adelante, por lo que los proyectos pudieran entrar en operación con más de dos años a futuro, tomando en cuenta que las obras para la construcción de los refuerzos en las RGD.

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.

Operación

Con la adición de fuentes de Generación Distribuida, con lleva a problemas con variaciones en la tensión, para ello debemos establecer un control en el voltaje y en la potencia reactiva que se genera en los sistemas eléctricos de potencia, considerando lo anterior como un inconveniente. Por otra parte, la conexión de la Generación Distribuida a la red de distribución deja de ser radial por lo que es necesario reconsiderar el esquema de protecciones y la operación del sistema se vuelve más complejo, debido a que al ocurrir un evento de falla, la corriente que este produce no solo es alimentada por la subestación sino también desde el nodo de la Generación Distribuida.

Debe tomarse en cuenta la regulación de tensión, apoyados con los cambios de derivación de forma automáticos en los transformadores de potencia, la implementación de bancos de capacitores desconectables, así como el uso de los reguladores de tensión en los circuitos de distribución, lo anterior derivado del análisis de los estudios de flujos de potencia que se realicen.



Medición

La instalación oportuna de sistemas de medición en las instalaciones que cumplan con las disposiciones generales de seguridad e incorporación al Sistema de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEDIMEM).

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 para el 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.

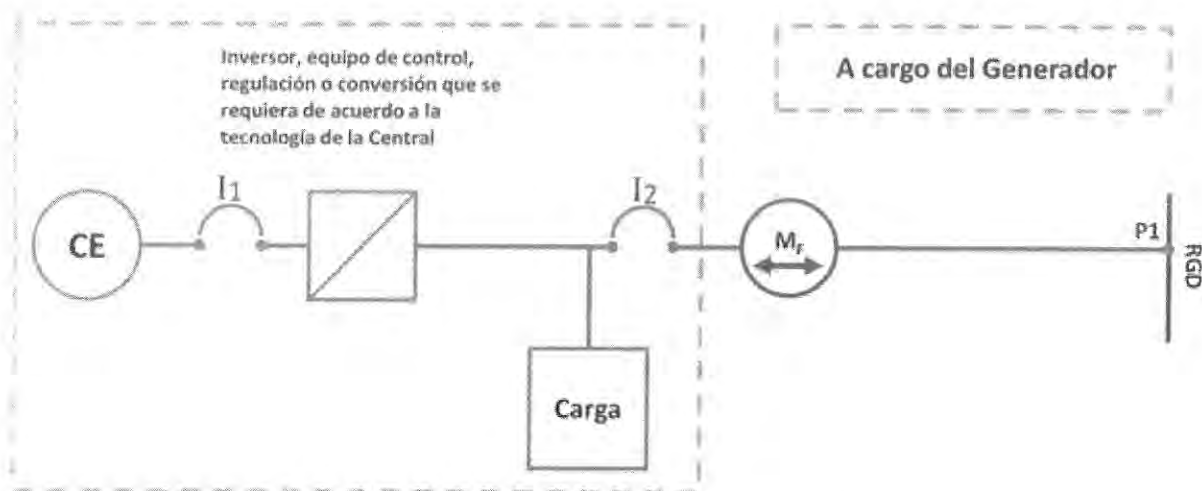


Figura 43 Modelo Básico para Generación Distribuida

En el mes de marzo de 2018, la CFE Distribución, podrá a disposición el servicio para la elaboración, recepción, seguimiento, atención y emisión de aprobación de las solicitudes de interconexión de centrales eléctricas de generación distribuida.

Cualquier interesado en realizar una solicitud de interconexión, podrá acudir con un suministrador, quien le asignará un número de solicitud con el cual podrá verificar su estatus en esta misma plataforma.

También se podrá realizar la consulta de las estadísticas de la integración de la generación distribuida de los circuitos de media tensión de las Redes Generales de Distribución, ubicando un domicilio.

Actualmente CFE Distribución está evaluando las características operativas de 11,163 circuitos de distribución de energía eléctrica de media tensión para determinar la capacidad de integración de

Centrales. Los resultados se publican a través de la Plataforma Informática en la que se mostrará la capacidad de los circuitos de distribución para integrar centrales eléctricas de generación distribuida menores que 0.5 MW, la capacidad de generación actualmente interconectada a dichos circuitos, así como la capacidad disponible.

Una vez puesto en operación el desarrollo, en la sección "Capacidad de alojamiento de las Redes Generales de Distribución" se podrá acceder a la consulta por domicilio, donde se identificarán los circuitos de media tensión más cercanos a la ubicación seleccionada.

10 Electrificación

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 2017 del 98.64% de la población, con un servicio confiable, continuo y de calidad, lo cual representa 127 030 805 habitantes que cuentan con el servicio de energía eléctrica, estando aún pendientes de electrificar 1 757 069 habitantes, o sea, el 1.37% del total de la población, tanto en el ámbito rural como urbano como se observa en la Figura 44.



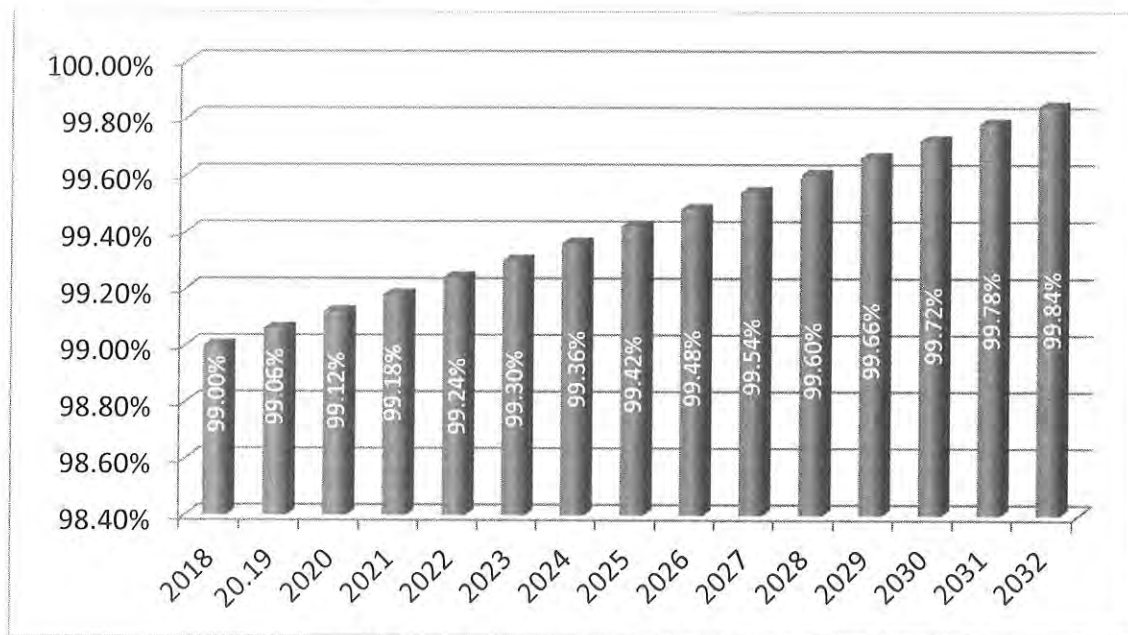


Figura 44 metas del Grado de Electrificación 2018-2032

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

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.

- Como parte de la Invitación al Distribuidor del 2016, en el mes de marzo de 2017, el Comité Técnico de la SENER autorizó la aprobación de 1 114 obras correspondientes a 790 solicitudes de apoyo por un monto de 568.6 MDP, beneficiando a 134 385 habitantes.
- Con fecha 04 de mayo de 2017, se formalizó el convenio de Asignación de Recursos participando el Banco Nacional de Obras (Banobras), la Secretaría de Energía y CFE Distribución por un monto de 568.6 MDP.
- Con fecha 12 de mayo de 2017, Banobras transfirió a la cuenta productiva de CFE Distribución la Cantidad de 341 MDP, que corresponden a la primera ministración equivalente al 60% de la aportación fijada en el convenio.

Tabla 80 Obras Autorizadas por el comité Técnico de FSUE en marzo de 2017

ESTADOS	Solicitudes de apoyo	OBRAS	BENEFICIARIOS	INVERSION FSUE
CAMPECHE	46	46	9 446	18.34
CHIHUAHUA	44	44	3 676	35.07
COAHUILA	10	10	326	3.26
CIUDADDEMEXICO	1	1	518	0.44
DURANGO	10	10	872	3.26
ESTADODEMEXICO	130	372	51 771	222.98
GUANAJUATO	54	54	3 727	10.88
GUERRERO	27	27	2 740	7.68
HIDALGO	52	58	2 883	18.00
JALISCO	40	41	8 012	45.47
MICHOACÁN	60	72	2 927	5.66
MORELOS	10	13	2 141	2.82
NAYARIT	11	11	576	7.13
OAXACA	33	33	9 894	32.77
PUEBLA	142	193	17 631	75.28
QUERÉTARO	45	45	3 647	9.46
QUINTANAROO	5	5	4 937	42.69
SANLUISPOTOSI	31	31	1 967	5.03
SINALOA	1	1	90	1.40
SONORA	1	8	2 688	10.71
TAMAULIPAS	1	1	4	0.05
TLAXCALA	2	4	206	0.81
VERACRUZ	21	21	2 622	7.11
ZACATECAS	13	13	1 084	2.38
TOTAL	790	1 114	134 385	568.68

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 Unidad de Negocio del 2017 al 2018 ver Tabla 80.

Dirección General



Tabla 81 Estadística del grado de electrificación 2017 por Unidad de Negocio y Meta al año 2018

Unidad de Negocio	Grado de Electrificación 2017 (%)	Grado de Electrificación 2018 meta (%)
Valle de México Norte	99.72	99.70
Centro Oriente	99.66	99.61
Valle de México Centro	99.53	99.52
Valle México Sur	99.39	99.38
Jalisco	99.38	99.33
Peninsular	99.33	99.30
Baja California	99.26	99.22
Centro Occidente	99.16	99.08
Noroeste	99.16	99.05
Bajo	99.04	99.02
Golfo Norte	98.86	99.00
Oriente	98.18	99.00
Norte	97.53	99.00
Golfo Centro	97.28	99.00
Centro Sur	96.77	99.00
Sureste	96.76	99.00

11 Anexo.- Inversiones de Distribución 2018-2032

Tabla 82 Evolución de las Inversiones estimadas en Distribución 2018-2032

Concepto de Inversión	Inversión por año															Total
	(mdp)															
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
Reducción Pérdidas Técnicas	5 320	3 214				2 015	2 035	2 055	2 096	2 116	2 157	2 199	2 219	2 240	2 305	29 971
Regularización de Colonias Populares	157	153	149	151	148	308	314	317	320	330	336	340	346	360	363	4 092
Instalación de Acometidas y Medidores	3 727	3 839	3 954	4 073	4 195	4 114	4 196	4 237	4 364	4 449	4 491	4 669	4 805	4 896	4 941	64 950
Inversión para Ampliación	9 204	7 206	4 103	4 224	4 343	6 437	6 545	6 609	6 780	6 895	6 984	7 208	7 370	7 496	7 609	99 013
Confiabilidad de las Redes Generales de Distribución	189	185	176	180	174	156	159	160	162	168	170	173	182	185	187	2 606
Modernización de Subestaciones de Distribución	453	259	270	277	251	292	295	298	301	303	306	309	312	315	318	4 559
Proyectos para corrección de puntos de riesgo para la prevención de accidentes de terceros.	92	90	88	83	78	28	29	30	31	32	34	35	37	38	41	766
Modernización de las Redes Generales de Distribución	179	172	172	170	162	255	257	260	262	265	267	270	272	275	277	3 515
Inversión para Modernización	913	706	706	710	665	731	740	748	756	768	777	787	803	813	823	11 446
Escalamiento de la Medición a AMI ^{1/}	1804	2244	2177	1094	1094											8 413
Modernización (Reemplazo de Medidores Obsoletos) ^{1/}	1328	1368	1409	1451	1495											7 051
Modernización de la Avenida Paseo de la Reforma ^{2/}	644															644
Cable Submarino para Isla Mujeres ^{1/}	123	157														280
Interconexión Isla de Holbox ^{1/}	112	168														280
Proyectos Específicos de Modernización	4 011	3 937	3 586	2 545	2 589											16 668
Operación Remota y Automatismo en redes de Distribución ^{1/}	367	350	316	327	335	349	354	351								2 749
Sistema de Información Geográfica de las RGD ^{1/2/}	23	30				127										180
Infraestructura de Medición Avanzada ^{1/3/}	38	68	78	78	78											340
Gestión del Balance de Energía de las RGD para el MEM ^{1/}	1159	1709	1708	1740	700											7 016
Sistema de Administración de Distribución Avanzado ^{1/4/}	3	50	50	50	50	100	100	100								503
Proyectos Específicos de Redes Inteligentes	1 590	2 207	2 152	2 195	1 163	576	454	451								10 788
Total	15 718	14 056	10 547	9 674	8 760	7 744	7 739	7 808	7 536	7 663	7 761	7 995	8 173	8 309	8 432	137 915

^{1/}- El proyecto está sujeto a reconocimiento de tarifa para la asignación de recursos

^{2/}- En los tres primeros años se desarrolla la implantación del piloto del proyecto en 2 zonas de Distribución, la implantación en las 148 Zonas de Distribución será a partir del cuarto al sexto año y dependerá de los resultados del piloto. Del séptimo al octavo año se realizará una actualización de las aplicaciones de interoperabilidad.

^{3/}- Implementación de la interoperabilidad a partir del sexto año y dependerá de las inversiones de los primeros cinco años

^{4/}- Despliegue de tecnología en el resto de las Zonas de País (su implementación depende de los resultados del estudio piloto)

^{5/}- Proyecto en proceso de construcción