



UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLAS DE HIDALGO
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS
MAESTRIA EN ADMINISTRACION

**“FACTIBILIDAD FINANCIERA DE LA MEJORA DE LAS REDES GENERALES DE
DISTRIBUCION DE LA UNIDAD DE NEGOCIO CENTRO OCCIDENTE DE LA
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD”**

TESIS DE INVESTIGACION

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE

MAESTRA EN ADMINISTRACION

PRESENTA

L.A. MARIA DEL RAYO TINOCO MARTINEZ

DIRECTOR DE TESIS

DR. GERARDO GABRIEL ALFARO CALDERON

MORELIA, MICHOACAN MAYO DE 2018.

AGRADECIMIENTOS

Gracias a mi familia por hacerme sentir grande y estar siempre a mi lado,
a mis amigos por su motivación,
a mi asesor por su disponibilidad, sabiduría y paciencia,
y especialmente al poder divino que me ilumina y fortalece.

Proyecto adscrito a la “Red Iberoamericana para la Competitividad, Innovación y Desarrollo” (REDCID) con número 616RT0515 del “Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo” (CYTED)

Índice

RESUMEN.....	13
ABSTRACT	14
INTRODUCCIÓN.....	15
ANTECEDENTES.....	17
Capítulo I Fundamentos de investigación	22
1.1. Problema de investigación.....	23
1.1.1. Situación Problemática.....	23
1.2. Planteamiento del Problema.....	24
1.3. Preguntas de investigación.....	24
1.3.1. Pregunta General	25
1.3.2. Preguntas Específicas.....	25
1.4. Objetivos de Investigación.....	25
1.4.1. Objetivo General	26
1.4.2. Objetivos Específicos	26
1.5. Hipótesis	26
1.6. Justificación.....	27
1.7. Método de Investigación.....	29
1.7.1. Diseño de la investigación	29
Capítulo II Marco Teórico	31
2.1. Sistema Eléctrico.....	32
2.2. Contexto global de la Industria Eléctrica.....	36
2.3. Prospectiva del Sector Eléctrico	36
2.4. La Energía Eléctrica en México	37
2.5. CFE Unidad de Negocio Centro Occidente	46
Capítulo III Formulación de Proyectos de Inversión	52

3.1.	Plan de Negocios	53
3.2.	Proyecto de inversión	55
3.2.1.	Finalidad del estudio de un proyecto de inversión	59
3.2.2.	Estudio de Mercado.....	60
3.2.3.	Estudio Técnico.....	61
3.2.4.	Estudio Financiero.....	62
3.2.5.	Evaluación Financiera	63
3.2.6.	Estudio Administrativo	64
3.3.	Esquema de Proyectos de Inversión en Comisión Federal de Electricidad.....	65
3.4.	Estudio de Mercado.....	90
3.4.1.	Identificación del Servicio	91
3.4.1.1.	Características.....	91
3.4.1.2.	Segmentación de clientes.....	94
3.4.1.3.	Análisis de la Demanda	95
3.4.1.3.1.	Proyección de la Demanda.....	95
3.4.1.4.	Análisis de Tarifas	98
3.4.1.4.1.	Tarifas	98
3.5.	Estudio Técnico.....	107
3.5.1.	Recurso Humano	108
3.5.2.	Infraestructura	108
3.5.3.	Equipamiento	109
3.5.4.	Proceso Productivo de la Distribución de la Energía Eléctrica	109
3.5.5.	Localización	111
3.5.5.1.	Macrolocalización	111
3.5.5.2.	Microlocalización	113
3.6.	Estudio Financiero.....	115

3.6.1. Supuestos clave	115
3.6.2. Presupuesto de Inversiones	119
3.6.3. Evaluación Económica	121
3.6.3.1. Valor Presente Neto	121
3.6.3.2. Tasa de descuento	122
3.6.3.3. Tasa Interna de Retorno.....	123
3.6.3.4. Relación Beneficio-Costo (B/C)	124
3.6.4. Integración del Programa de Ampliación y Modernización.....	126
3.6.4.1. Proyectos de Inversión 2018 - 2022	126
3.6.5. Estados Financieros Proforma	131
3.6.5.1. Estado de Resultados.....	132
3.7. Estudio Administrativo	133
3.7.1. Características motivacionales de la organización	134
3.7.2. Misión.....	134
3.7.3. Visión	134
3.7.4. Organización técnica y administrativa	134
3.7.5. Organigrama y perfil de puestos.....	135
3.7.6. Funciones.....	135
Capítulo IV Resultados y Conclusiones	151
Anexos.....	155
Anexo 1. Pronóstico de la Demanda en la División de Distribución Centro Occidente (MW) 2017-2036.....	156
Anexo 2. Evaluaciones económicas prioritarias “Confiabilidad de las Redes Generales de Distribución 2018”	157
Anexo 3. Evaluaciones económicas prioritarias “Edificios para la Operación y Mantenimiento de Distribución 2018”	160

Anexo 4. Evaluaciones económicas prioritarias “Equipamiento Operativo para las Redes Generales de Distribución 2018”	161
Anexo 5. Evaluaciones económicas prioritarias “Extensiones de redes y transformadores para atención de solicitudes exentas 2018”	162
Anexo 6. Evaluaciones económicas prioritarias “Instalación de Acometidas y Medidores 2018”	163
Anexo 7. Evaluaciones económicas prioritarias “Instalación de Equipo Automático (EPROSEC) 2018”	164
Anexo 8. Evaluaciones económicas prioritarias “Modernización de la medición, cambio de medidores electromecánicos por electrónicos 2018”	165
Anexo 9. Evaluaciones económicas prioritarias “Modernización de Subestaciones de Distribución 2018”	166
Anexo 10. Evaluaciones económicas prioritarias “Nuevas Subestaciones AT/MT y Ampliaciones 2018”	167
Anexo 11. Evaluaciones económicas prioritarias “Proyectos para corrección de puntos de riesgo para la prevención de accidentes de terceros 2018”	168
Anexo 12. Evaluaciones económicas prioritarias “Reducción de pérdidas técnicas 2018” ..	169
Anexo 13. Evaluaciones económicas prioritarias “Regularización de Colonias Populares 2018”	171
Anexo 14. Localización de las 16 Unidades de Negocio de la EPS Distribución	172
Anexo 15. Proceso de aprobación de inversiones	173
Anexo 16. Proceso de establecimiento del Plan de Inversiones	174
Bibliografía.....	175

Relación de tablas y figuras

Tablas

Tabla 1. Ciclo de vida de los proyectos de inversión.....	58
Tabla 2. Proceso de validación y autorización de los proyectos de inversión.....	67
Tabla 3. Descripción del proceso de validación y autorización de proyectos de inversión	68
Tabla 4. Criterios de aceptación para evaluación de proyectos	70
Tabla 5. Presupuesto Total Solución (Opción 1).....	74
Tabla 6. Materiales presupuestados Solución (Opción 1)	75
Tabla 7. Indicadores de Confiabilidad afectados Sin Proyecto.....	76
Tabla 8. Indicadores de Confiabilidad mejorados (Opción 1)	77
Tabla 9. Evaluación Económica (Opción 1)	78
Tabla 10. Comportamiento de la Evaluación Económica a 30 años (Opción 1)	78
Tabla 11. Indicadores de Confiabilidad afectados Sin Proyecto.....	85
Tabla 12. Indicadores de Confiabilidad mejorados (Opción 2)	85
Tabla 13. Evaluación Económica (Opción 2)	86
Tabla 14. Comportamiento de la Evaluación Económica a 30 años (Opción 2)	86
Tabla 15. Clientes de la Unidad de Negocio Centro Occidente.....	95
Tabla 16. Demanda de Energía Eléctrica 2010 - 2016.....	97
Tabla 17. Pronóstico de Demanda de Energía Eléctrica 2017 - 2036	98
Tabla 18. Tarifa Servicio Doméstico	99
Tabla 19. Tarifa 1A	99
Tabla 20. Tarifa 1A Temporada de Verano	100
Tabla 21. Tarifa 1A Temporada fuera de verano.....	100
Tabla 22. Tarifa 1B Temporada de verano.....	101
Tabla 23. Tarifa 1B Temporada fuera de verano.....	102
Tabla 24. Tarifa 1C Temporada de verano	102

Tabla 25. Tarifa 1C Temporada fuera de verano	103
Tabla 26. Tarifa 1D Temporada de verano	104
Tabla 27. Tarifa 1D Temporada fuera de verano	104
Tabla 28. Tarifa 1E Temporada de verano.....	105
Tabla 29. Tarifa 1E Temporada fuera de verano.....	105
Tabla 30. Tarifa 1F Temporada de verano.....	106
Tabla 31. Tarifa 1F Temporada fuera de verano.....	107
Tabla 32. Sede de cada una de las 12 Zonas de Distribución.....	113
Tabla 33. Imperativos Financieros de la Unidad de Negocio Centro Occidente a 5 años.....	115
Tabla 34. Presupuesto de Inversiones 2018 - 2022 de la Unidad de Negocio Centro Occidente	120
Tabla 35. Evaluación económica Proyectos de Inversión 2018.....	127
Tabla 36. Evaluación económica Proyectos de Inversión 2019.....	127
Tabla 37. Evaluación económica Proyectos de Inversión 2020.....	128
Tabla 38. Evaluación económica Proyectos de Inversión 2021	129
Tabla 39. Evaluación económica Proyectos de Inversión 2022.....	130
Tabla 40. Estado de Resultados Proforma Inercial (sin inversión) 2017 – 2021	132
Tabla 41. Estado de Resultados Proforma (con inversión) 2017 - 2021.....	133

Figuras

Figura 1. La nueva industria eléctrica	19
Figura 2. CFE: nueva división legal y administrativa	20
Figura 3. Diseño de la investigación "No experimental - Descriptivo"	30
Figura 4. Analogía entre el voltaje y la presión.....	33
Figura 5. Consumo de energía por una lámpara de 100 W	35
Figura 6. a) Potencia Mecánica b) Potencia Eléctrica	35
Figura 7. Evolución del crecimiento del PIB total y de la Industria Eléctrica 2005 - 2015 (porcentaje)	37
Figura 8. Reorganización eléctrica de CFE	45
Figura 9. 16 Divisiones de Distribución	45
Figura 10. Diagnóstico de las RGD alineación de los Objetivos Estratégicos	67
Figura 11. Diagrama Unifilar Condición Actual Demanda Incremental	71
Figura 12. Diagrama unifilar de la condición con proyecto (Opción 1).....	73
Figura 13. Flujos de potencia de la condición con proyecto (Opción 1).....	73
Figura 14. Punto de Equilibrio en la Evaluación Económica (Opción 1)	79
Figura 15. Diagrama unifilar de la condición con proyecto (Opción 2).....	82
Figura 16. Flujos de potencia de la condición sin proyecto (Opción 2).....	82
Figura 17. Flujos de potencia de la condición con proyecto (Opción 2).....	82
Figura 18. Presupuesto total Solución (Opción 2)	83
Figura 19. Materiales presupuestados Solución (Opción 2)	84
Figura 20. Punto de Equilibrio en la Evaluación Económica (Opción 2)	87
Figura 21. Descripción del Proceso de Distribución del Suministro Eléctrico	111
Figura 22. Ámbito de la Unidad de Negocios Centro Occidente.....	112
Figura 23. Organigrama de la Unidad de Negocio Centro Occidente.....	135

Siglas y Abreviaturas

ACSR. Aluminum Conductors Steel Reinforced.

AMI. Advanced Metering Infrastructure.

AT. Alta Tensión.

CU. Cobre.

BIE. Banco de Información Económica.

BT. Baja Tensión.

B/C. Beneficio/Costo.

CFE. Comisión Federal de Electricidad.

COP. Conferencia de las Partes de la Convención marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

CV. Caballos de fuerza.

CENACE. Centro Nacional de Control de Energía.

CRE. Comisión Reguladora de Energía.

DOF. Diario Oficial de la Federación.

DMED. Desarrollo del Mercado Eléctrico de Distribución.

DAC. De Alto Consumo.

DSO. Distribution System Operator.

EPS. Empresa Productiva Subsidiaria.

EPROSEC. Equipo de Protección y Seccionamiento.

EEPRI. Evaluación Económica de Proyectos de Inversión.

EBIT. Earnings Before Interest and Taxes (Utilidades antes de Impuestos e Intereses).

EBITDA. Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization (Utilidades antes de Impuestos, Intereses, Depreciación y Amortización).

F. Fases.

GEI. Gases efecto invernadero.

HP: Caballos de fuerza.

H. Hilos.

IR. Índice de Rentabilidad

J. Joule.

KWh. Kilowatthora.

Kv. Kilovolt.

KVA. Kilovoltamperio.

KM. Kilómetro.

KCM. Kilo Circular Mil.

LIE. Ley de la Industria Eléctrica.

MW. Megawatt.

MVA. Megavoltamperio.

MMDP. Miles de Millones de Pesos.

MCAD. Modelo de Cultura Organizacional de Alto Desempeño.

MT. Media Tensión.

PEMEX. Petróleos Mexicanos.

PIB. Producto Interno Bruto.

PAM. Programa de Ampliación y Modernización.

P.U. Precio Unitario.

PIO. Proyecto de Inversión de Obras.

PRODESEN. Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.

PROFECO. Procuraduría Federal del Consumidor.

RGD. Redes Generales de Distribución.

REI. Redes Eléctricas Inteligentes.

SENER. Secretaría de Energía.

SEN. Sistema Eléctrico Nacional.

SIAD. Sistema Integral de Administración para Distribución.

SIMOCE. Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía.

SSEEBRA. Solicitudes de Servicio de Energía Eléctrica Bajo el Régimen de Aportaciones.

SCADA. Supervisory Control And Data Acquisition (Sistema de Control Supervisorio)

SECTUR. Secretaría de Turismo.

S.E. Subestación.

SUTERM. Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana.

SICOM. Sistema Comercial.

TIR. Tasa Interna de Retorno.

TIC. Tecnologías de la Información y la Comunicación.

T&D. Transmisión y Distribución.

UNCO. Unidad de Negocio Centro Occidente.

V. Voltio.

VPN. Valor Presente Neto

W. Watt.

XLP. Cross-linked Polyethylene.

RESUMEN

Bajo las reglas definidas por el marco legal de la Reforma Energética instruida por el Gobierno Federal, establece el rol, los objetivos y las metas de cada una de las áreas de la CFE de manera independiente. Es necesario llevar a la organización a un nuevo nivel de desempeño, reafirmarse como una empresa de energía comprometida con sus clientes, con rentabilidad atractiva y estabilidad financiera.

El presente estudio muestra el Proyecto de Inversión de la Unidad de Negocio Centro Occidente de la Comisión Federal de Electricidad, con el cual apuntala su capacidad de financiarse, maximiza la generación de flujo, optimiza la inversión de capital y logra una estructura de costos competitiva. Este plan de inversiones está elaborado a un horizonte de 5 años, con una asignación máxima de capital, que se traduce en un límite para cada área de negocio y se refleja en los lineamientos y el retorno exigidos por la Secretaría de Energía para la aprobación de inversiones.

A través de la priorización de negocios medulares, evaluados mediante la aplicación de criterios de rentabilidad y el periodo de vida útil de los insumos, se demuestra *la rentabilidad técnica y financiera* de la Unidad de Negocios Centro Occidente; con una adecuada selección de las inversiones, mediante la prospectiva del mercado eléctrico, con una lógica de valor social, hacia el cumplimiento de su mandato de generación de valor, orientadas a transformar el Sistema Eléctrico de Distribución en una Red Inteligente, con un análisis profundo del desempeño de los indicadores operativos y las necesidades de las Redes Generales de Distribución.

Palabras clave. Reforma energética, rentabilidad, negocios medulares, análisis profundo, redes generales de distribución.

ABSTRACT

Under the rules defined by the legal framework of the Energy Reform instructed by the Federal Government, establishes the role, objectives and goals of each area of the CFE independently. It is necessary to take the organization to a new level of performance, to reaffirm itself as a committed energy company with its clients, with attractive profitability and financial stability. It is necessary to take the organization to a new level of performance, to reaffirm itself as a committed energy company with its clients, with attractive profitability and financial stability.

The present study shows the Investment Project of the Western Central Business Unit of the Federal Electricity Commission, which underpins its ability to finance, maximizes flow generation, optimizes capital investment and achieves a competitive cost structure. This investment plan is prepared over a five-year horizon, with a maximum capital allocation, which translates into a limit for each business area and is reflected in the guidelines and return required by the Energy Secretariat for the approval of investments.

Through the prioritization of core businesses, evaluated through the application of profitability criteria and the useful life of the inputs, the technical and financial profitability of the Business Unit Centro Occidente is demonstrated; with an adequate selection of the investments, through the prospect of the electric market, with a logic of social value, towards the fulfillment of its mandate of generating value, oriented to transform the Electrical Distribution System into an Intelligent Network, with a deep analysis of the performance of operational indicators and the needs of the General Distribution Networks.

Keywords. Energy reform, profitability, core businesses, deep analysis, general distribution networks.

INTRODUCCIÓN

Con el nuevo marco legal de la Reforma Energética, el sector eléctrico se enfrenta a uno de los retos más importantes de las últimas cinco décadas, su renovación y funcionamiento eficiente, asegurando el abasto racional de energía eléctrica a lo largo del país para dar una mejor calidad de vida a los mexicanos. La planeación del Sector Eléctrico requiere de priorizar, apoyar y orientar las inversiones que permitan el fortalecimiento de un sector que se había mantenido limitado en su capacidad de invertir.

En este sentido, dada su importancia en la economía nacional como palanca de desarrollo, la planeación de este sector requiere de objetivos bien definidos. Su estructuración estratégica debe de estar asentada en una sólida conformación de política energética mediante planes, programas y metas específicos que alineados a los objetivos comunes logren su equilibrio en el mercado y la sustentabilidad.

México ha presentado una fuerte reestructuración a su modelo económico en la última década para que, apoyado de las Reformas Estructurales, dinamice una economía. El sector energético y sus nuevas reformas son elementos clave en el impulso del crecimiento económico del país, ya que permitirá activar de manera segura y eficiente todos los sectores involucrados en el desarrollo de una economía en vías de expansión.

El primer capítulo comprende la estrategia de investigación, que analiza la problemática, describe el planteamiento del problema, las preguntas de investigación, los objetivos de investigación, hipótesis, justificación y la descripción del estudio metodológico, donde los sujetos son observados en su ambiente natural, en su realidad.

El capítulo dos detalla el marco contextual, muestra la conceptualización adecuada de los términos que se utilizan, agregando valor a lo ya conocido. La información que se describe en este apartado apoya el razonamiento del objetivo general, aportando veracidad a los resultados y conclusiones.

El capítulo tres corresponde a la descripción del plan de negocios del proyecto de inversión, que comprende el estudio de mercado, el estudio técnico, estudio financiero, evaluación económica y el estudio organizacional; que garantizan la demostración del objetivo de esta

investigación. En este apartado se determina la conveniencia de la inversión de los recursos económicos descritos en el Plan de Negocios de la CFE Centro Occidente; demostrando rentabilidad, beneficio y competitividad, como estrategias que aseguran su fortaleza financiera.

Finalmente en el capítulo cuatro se detallan los resultados y conclusiones de la investigación, que validan la metodología descriptiva del problema de investigación.

ANTECEDENTES

Las reformas estructurales energéticas llevadas a cabo en México en recientes años, brindan la certeza jurídica necesaria para el establecimiento de un sector eléctrico fuerte, confiable, sustentable y económicamente competitivo. Los principales cambios derivados de las reformas, fueron la transformación de los dos grandes monopolios, Petróleos Mexicanos (PEMEX) y Comisión Federal de Electricidad (CFE), en empresas productivas del estado que podrán participar en igualdad de condiciones en las diversas actividades de sus respectivos mercados, e incluso, interaccionar entre ellos.

Otro factor que debe tomarse en cuenta es el derivado de los acuerdos internacionales sobre el cambio climático (COP 21)¹, relacionado con la transición de un sistema basado en energéticos primarios que generan una gran cantidad de gases de efecto invernadero (GEI) a un sistema energético más sustentable, diversificado y con una menor vulnerabilidad a los cambios en los precios de los combustibles fósiles.

La Ley de la Comisión Federal de Electricidad es Reglamentaria del artículo 25, párrafo cuarto, de la Constitución y del Transitorio Vigésimo del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de Energía, publicado en el DOF² el 20 de diciembre de 2013, es de interés público y 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.

El 11 de agosto de 2014 fue publicada en el Diario Oficial de la Federación la Ley de la Industria Eléctrica, reglamentaria de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos³. Tiene como objeto principal regular la planeación y el control del SEN, el Servicio Público de Transmisión y Distribución (T&D) y otras actividades de la industria eléctrica.

¹ Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

² Para ver mayor detalle , véase http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LCFE_110814.pdf

³ Particularmente de los artículos 25, párrafo cuarto; 27 párrafo sexto y 28, párrafo cuarto

Con la expedición de esta Ley, se fortalecen las facultades de la SENER en el proceso de planeación del Sistema Eléctrico Nacional, así como el establecimiento de los instrumentos necesarios para potenciar el desarrollo de la industria eléctrica, donde la generación y comercialización de energía eléctrica son servicios que se prestan en un régimen de libre competencia.

En 2015 hubo una transformación muy importante en la CFE, el 16 de febrero se publicó en el DOF la declaratoria de la Secretaría de Energía donde se refiere al Décimo Cuarto Transitorio de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, para efectos de la entrada en vigor del régimen especial previsto para la empresa en la Ley que regula en materia de empresas productivas subsidiarias y empresas filiales; remuneraciones; adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras; bienes; responsabilidades; dividendo estatal; presupuesto, y deuda.

El Transitorio Cuarto de la LIE publicado el 11 de enero de 2016; ordena a la CFE realizar la separación contable, operativa, funcional y legal que corresponda a cada una de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, y prevé que la Secretaría de Energía y la Comisión Reguladora de Energía, en el ámbito de sus atribuciones, establecerán los términos bajo los cuales la CFE llevará a cabo dicha separación, la cual será vertical entre las distintas líneas de negocio y horizontal entre una misma línea de negocio, conforme a lo siguiente:

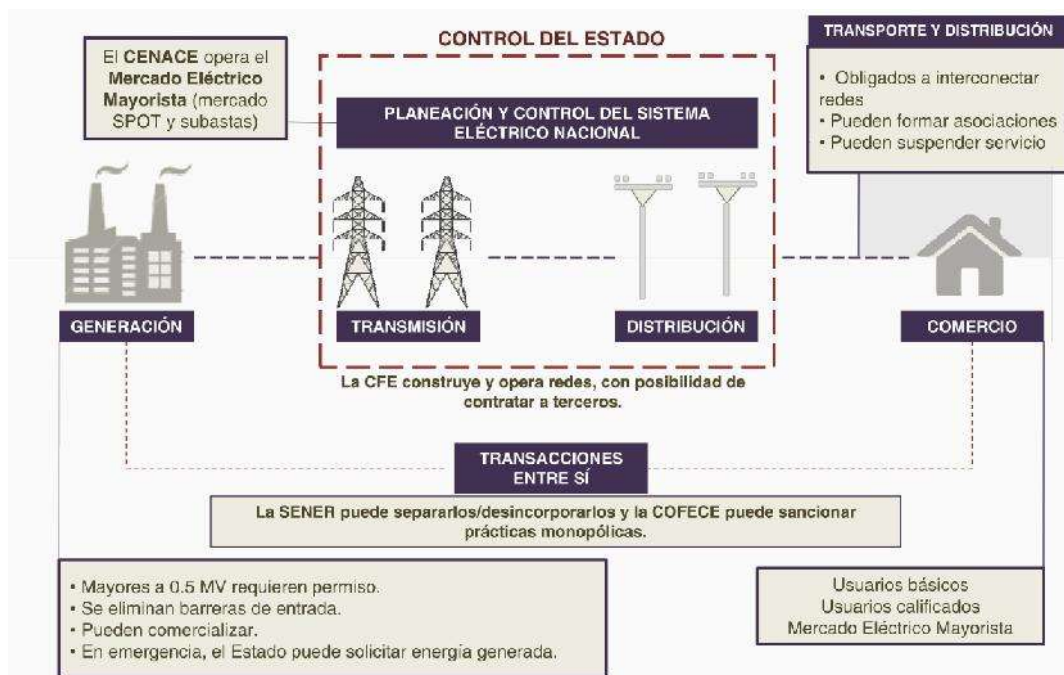
- Las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización dentro de la CFE observarán una estricta separación vertical, que deberá ser legal;
- La generación deberá observar una separación legal, desde el punto de vista horizontal, en un número tal de unidades de negocio diferentes que fomente la operación eficiente del sector y se sujete a criterios de competencia y libre concurrencia en el mismo; y
- La distribución deberá observar una separación horizontal por regiones, que podrá ser contable, operativa y funcional o legal, de manera tal que permita fomentar la operación eficiente del sector y contar con información para realizar análisis comparativos de desempeño y eficiencia en las operaciones.⁴

⁴ Para mayor detalle véase http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422390&fecha=11/01/2016

También el 24 de diciembre de 2015 las Cámaras de Senadores y Diputados aprobaron la Ley de Transición Energética, siendo la pieza faltante para el conjunto de ordenamientos legales derivados de la reforma constitucional en materia de energía, y una parte importante complementaria a la LIE para la reducción de emisiones contaminantes, participación de energías limpias y los mecanismos necesarios para la eficiencia energética.

La figura 1 muestra la nueva estructura de las empresas eléctricas en México.

Figura 1. La nueva industria eléctrica

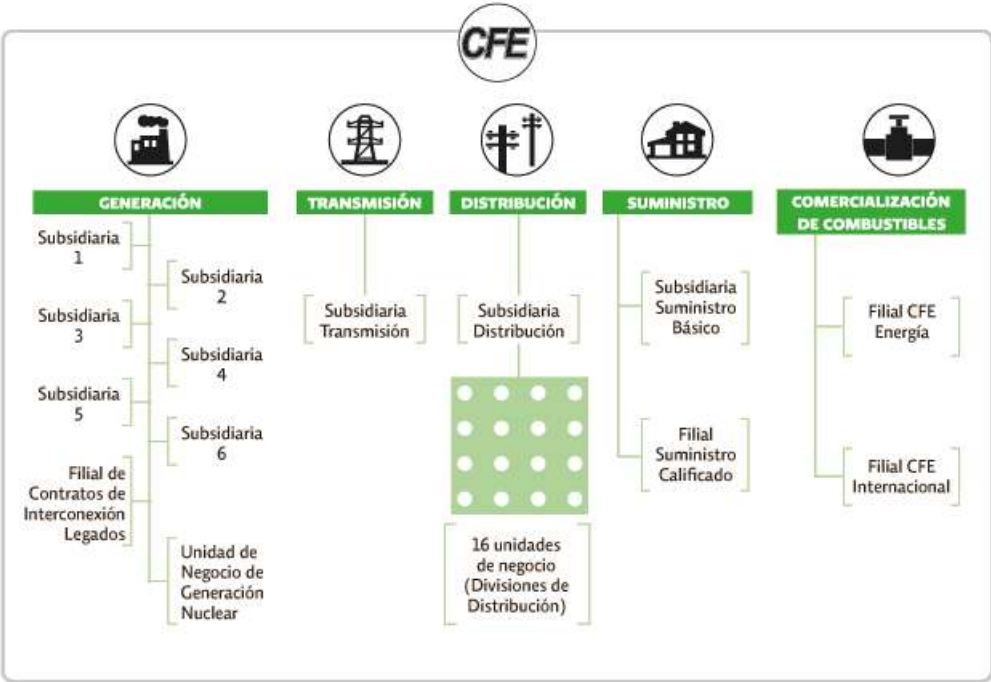


Fuente: Centro Nacional de Control de Energía (CENACE, 2016)

En el mes de marzo de 2017, el Director General de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) presentó la actualización de su Plan de Negocios 2017-2021, el cual considera la nueva estructura de la empresa, que incluye 9 nuevas subsidiarias y 4 filiales, así como un escenario indicativo de inversión en proyectos de inversión.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) enfrenta el mayor reto de su historia: competir como una empresa rentable en un nuevo mercado nacional. La consecución de las metas y objetivos que muestra este Plan de Negocios, serán la piedra angular de una CFE más rentable en el entorno del mercado actual e impulsora del pleno desarrollo de sector energético del país.

Figura 2. CFE: nueva división legal y administrativa



Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2016)

Las principales metas del Plan de Negocios, el cual fue aprobado por el Consejo de Administración, son consolidar el nuevo modelo operativo que logrará que la CFE opere con

sus empresas separadas, cumpliendo el mandato de la reforma energética y su marco regulatorio.

Además, desarrollar una cultura empresarial productiva para que los empleados sigan esforzándose para alcanzar los objetivos de la CFE, ahora como una empresa productiva del estado.

Otra meta del Plan de Negocios es optimizar el nivel de inversión, con base en la capacidad de financiamiento y generación de flujo de la empresa, asegurando su sostenibilidad financiera.

La propuesta de valor parte del objetivo de reducir los costos operativos de la Empresa Productiva del Estado, un manejo adecuado de riesgos y el seguimiento de la estrategia de cobertura cambiaria, servirán para delinear la estrategia de mejoramiento de la situación financiera de la CFE, la cual contempla un equilibrio financiero para 2021.

Dicha estrategia deberá de ser replicada en cada una de las Empresas Productivas Subsidiarias del país y en todos sus niveles directivos, para alinear sus actividades al Plan de Negocios de la CFE.

Capítulo I Fundamentos de investigación

1.1. Problema de investigación

1.1.1. Situación Problemática

Hasta el año 2016 la Secretaría de Hacienda y Crédito Público otorgaba a la Comisión Federal de Electricidad su presupuesto de operación a través del Presupuesto de Egresos de la Federación, justificado con el registro en la Cartera de Programas y Proyectos de Inversión, de la Unidad de Inversiones.

A partir de los cambios derivados de la reforma energética de 2014, en el sector eléctrico las políticas y lineamientos cambian para la elaboración de los Proyectos de Inversión, los cuales deberán considerar criterios de Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad de la red eléctrica, con el fin de contar con una selección de proyectos completos y confiables y rentables susceptibles de ser evaluados y autorizados por la SENER para posteriormente asignarles recursos.

Estas presiones en la industria de los servicios del sector eléctrico, está influenciada no solo por los mandatos corporativos y el imperativo de la eficiencia en costos, sino también por fuerzas geopolíticas y macroeconómicas mayores.

La CFE Distribución enfrenta el reto más importante de reducir las pérdidas técnicas y no técnicas de energía eléctrica en las redes de transmisión y distribución. Las pérdidas técnicas se refieren a energía que se pierde a lo largo de las redes que recorren las carreteras, los campos y las ciudades del país que ya están sobrecargadas o que dejaron atrás su vida útil.

Por otro lado, las pérdidas no técnicas son aquellas derivadas de la cultura del no pago que existe en diversas regiones, así como de problemas de medición, facturación y “diablitos”. Las pérdidas técnicas y no técnicas le costaron al sistema eléctrico poco más de 49 mil millones de pesos en el 2016.

En los últimos tres años, las pérdidas de energía en México se han reducido un punto porcentual cada año, pasando de 16 por ciento en 2012, a 15 por ciento en 2013, 14 por ciento en 2014. El promedio en índices internacionales es de tan sólo 6.0 por ciento por año.

El objetivo de CFE es de continuar la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas a fin de alcanzar pérdidas de entre 10 y 11 por ciento hacia 2018. (CFE, Plan de Negocios 2017 - 2021, 2016)

Para alcanzar esta meta, la Empresa Productiva Subsidiaria Distribución, de la Comisión Federal de Electricidad, cuenta con 16 unidades de negocio y 150 zonas de distribución en el país, aunque cada una de éstas tendrá que hacerse cargo de sus propios resultados en este nuevo entorno; y asegurar un portafolio de inversiones factibles y rentables; para alcanzar una situación de solidez financiera y fortalecimiento de su operación.

El primer desafío será contar con una red eléctrica inteligente, para lo que se requiere digitalizar activos de la red, lograr una georreferenciación para optimizar la operación de la red, así como tener una gestión y control de pérdidas.

Durante los últimos años, el estudio y la planificación estratégica de las preinversiones tanto públicas como privadas han cobrado gran importancia, y esto se ha logrado principalmente mediante la formulación adecuada de proyectos, con la finalidad de alcanzar inversiones que aseguren mayor valor agregado, de tal modo que se garantice la minimización del riesgo y la maximización del beneficio.

1.2. Planteamiento del Problema

¿Cuáles son las variables que determinan la rentabilidad de la Unidad de Negocio Centro Occidente como empresa productiva subsidiaria?

1.3. Preguntas de investigación

Una pregunta de investigación no es una expresión declarativa como una hipótesis, sino una expresión de interés e intención claramente planteada.

Cuanto más fácil de entender y más clara sea la pregunta de investigación, más fácil será el planteamiento de la hipótesis y la revisión de la bibliografía. Ya que desde un principio se tiene la idea clara de lo que se desea hacer. (Salking, 1999).

1.3.1. Pregunta General

¿En qué medida el **mercado eléctrico**, los **recursos técnicos**, la **estructura financiera** y el estudio **organizacional** son las principales variables que inciden en la rentabilidad de la Unidad de Negocio Centro Occidente?

1.3.2. Preguntas Específicas

¿Cómo influye el mercado eléctrico en la rentabilidad de la Unidad de Negocio Centro Occidente?

¿De qué manera incide el estudio técnico en la rentabilidad de la Unidad de Negocio Centro Occidente?

¿Cuáles son los efectos del estudio financiero y sus componentes en la rentabilidad de la Unidad de Negocio Centro Occidente?

¿Cómo influye el estudio organizacional en la rentabilidad de la Unidad de Negocio Centro Occidente?

1.4. Objetivos de Investigación

Son los señalamientos que guían el desarrollo de la investigación, con el propósito de alcanzarlos al término de ésta. Con base en éstos se planea el proceso de investigación en sus diferentes etapas, por lo que constituyen un marco que sirve para la toma de decisiones en el proceso de investigación. Están en función del nivel de análisis, de los recursos y el tiempo disponible y de las posiciones ideológico-políticas del investigador y de los responsables del proyecto. (Rojas, 2002)

1.4.1. Objetivo General

Mostrar en qué medida el mercado eléctrico, los recursos técnicos, la estructura financiera y el estudio organizacional son las principales variables que inciden en la rentabilidad de la Unidad de Negocio Centro Occidente.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Definir la influencia del mercado eléctrico en la rentabilidad de la Unidad de Negocio Centro Occidente.
- Mostrar de qué manera influye el estudio técnico en la rentabilidad de la Unidad de Negocio Centro Occidente.
- Determinar cómo incide el estudio financiero y sus componentes en la rentabilidad de la Unidad de Negocio Centro Occidente.
- Mostrar las características del estudio organizacional en la rentabilidad de la Unidad de Negocio Centro Occidente.

1.5. Hipótesis

Podemos mencionar que la Factibilidad Financiera de la Mejora de las Redes Generales de Distribución de la Unidad de Negocio Centro Occidente, de la Comisión Federal de Electricidad; es viable técnica y financieramente.

1.6. Justificación

El desarrollo económico de cualquier país es impensable y se necesita la energía para mover los elementos que componen su estructura social y productiva. México no es la excepción y por ello, año con año es necesario construir nueva infraestructura para la generación y transmisión de energía eléctrica, por lo cual, la Comisión Federal de Electricidad tiene el compromiso de brindar esa energía con la oportunidad y calidad requerida al menor costo posible y sin menoscabo del entorno.

Tomando en cuenta que estos requerimientos de energía eléctrica serán cada vez mayores en el futuro, nuestro país se encuentra en un momento inmejorable para fortalecer la eficiencia de ésta y generar mayores flujos de inversión para el desarrollo de proyectos y nueva infraestructura.

Hoy en día, el sistema eléctrico sigue una trayectoria digital, transformadora y rápida. La demanda global del consumo energético aumentará hasta un 30% para 2040. Al mismo tiempo, cerca de 2 mil millones de personas siguen sin tener acceso a energía confiable.

La Red Eléctrica Nacional se está convirtiendo rápidamente en una plataforma que debe maximizar el valor de sus recursos, promover mayor participación de los nuevos paradigmas de distribución y aumentar el potencial económico de los servicios minoristas.

En la actualidad, la mayoría de los usuarios no sabe cómo o dónde se produce la energía, ni tampoco cuándo es mejor consumirla. Inclusive, la mayoría de los consumidores residenciales no saben que el precio de la electricidad varía por día y por hora, dependiendo de la demanda pico y otros factores.

La Comisión Federal de Electricidad tiene el compromiso de trabajar bajo un modelo energético globalizado y mantener siempre la rectoría de éste, conjuntando esfuerzos para desarrollar estudios e incorporar diseño de obras y acciones en la infraestructura eléctrica, que permitan mantener y conservar la calidad del entorno donde se establece, respetando en todo momento los valores culturales tangibles e intangibles de nuestra sociedad.

El formato que utiliza la Unidad de Negocios Centro Occidente, para lograr niveles de rentabilidad; es bajo el análisis de los proyectos de inversión, recursos y estructura, para con ello obtener resultados de eficiencia. La utilidad metodológica de este estudio estriba en la aportación que se hace al desarrollar esta teoría de rentabilidad, que pueda servir para las estrategias de otras empresas con líneas de investigación futuras.

1.7. Método de Investigación

El diseño de investigación señala la forma de conceptualizar un problema de investigación de la manera de colocarlo dentro de una estructura que sea guía para la recopilación y análisis de datos. Intenta dar de una manera clara y no ambigua respuestas a las preguntas planteadas en la investigación; especifica los detalles de los procedimientos necesarios a fin de obtener información, de acuerdo con (Kerlinger, 2002)

Un tipo de investigación no es mejor que otro. El elegido dependerá de varios factores, de los cuales los principales son: el problema a solucionar, la hipótesis y los objetivos que se han propuesto.

1.7.1. Diseño de la investigación

De acuerdo a (Tamayo y Tamayo, 2012), dadas las características de este proyecto, corresponde al tipo *no experimental* donde solamente se describirán los elementos de un fenómeno existente dentro del marco de referencia actual.

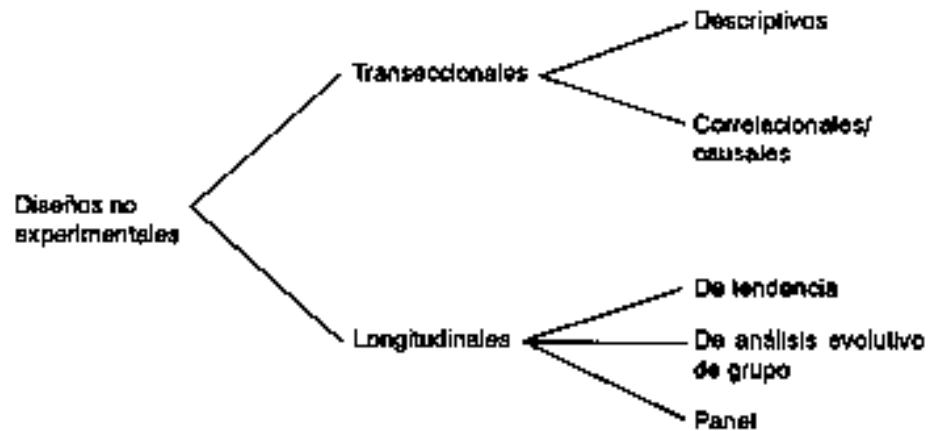
En la investigación no experimental las variables independientes ya han ocurrido y no pueden ser manipuladas, el investigador no tiene control directo sobre dichas variables, no puede influir sobre ellas porque ya sucedieron, al igual que sus efectos.

En esta ocasión la investigación se centra en analizar cuál es el nivel o estado de una o diversas variables en un momento dado, o bien en cuál es la relación entre el conjunto de variables en un punto en el tiempo.

Para este caso el diseño apropiado, bajo un enfoque no experimental; es el *transversal o transeccional*. (Hernández R., 2010).

Los diseños de investigación transeccional o transversal recolectan datos en un solo momento, en un tiempo único. Su propósito es describir variables, y analizar su incidencia e interrelación en un momento dado. Es como tomar una fotografía de algo que sucede.

Figura 3. Diseño de la investigación "No experimental - Descriptivo"



Fuente: Tamayo y Tamayo, 2012

El diseño de la investigación utilizado en este trabajo, de acuerdo con la teoría consultada en (Tamayo y Tamayo, 2012), se define como una *investigación descriptiva*; comprende la descripción, registro, análisis e interpretación de la naturaleza actual, y la composición o proceso de los fenómenos, este enfoque se hace sobre conclusiones dominantes o sobre grupo de personas, grupo o cosas, se conduce o funciona en presente, en las variables que se observan tal y como se han dado en su contexto natural.

Se emplea cuando el objetivo es el de detallar cómo son y cómo se manifiestan situaciones, contextos y eventos. Se selecciona una serie de cuestiones y se mide o recolecta información sobre cada una de ellas, para describir lo que se investiga. Considera a un fenómeno y sus componentes, proporciona una visión de una situación; mide conceptos y define variables.

Capítulo II Marco Teórico

Ningún hecho o fenómeno de la realidad puede abordarse sin una adecuada conceptualización; es siempre necesario distinguir entre lo que se sabe y lo que no se sabe

con respecto a un tema para definir claramente el problema que se va a investigar (Sabino, 1992).

El marco contextual es integrar el tema de la investigación con las teorías, enfoques teóricos, estudios y antecedentes en general que se refieren al problema de investigación. En tal sentido el marco teórico según (Tamayo y Tamayo, 2012), nos amplía la descripción del problema. Integra la teoría con la investigación y sus relaciones mutuas.

2.1. Sistema Eléctrico

Desde el inicio de su existencia el hombre ha indagado por el origen y principio de todas las cosas y, entre otras, por la naturaleza de la electricidad.

La electricidad siempre ha estado ligada con la evolución del hombre en cuanto al confort se refiere, mejorando su calidad de vida en aspectos como el transporte, las telecomunicaciones, la producción de alimentos, la iluminación, el acondicionamiento de espacios, etc. Sin el desarrollo de la electricidad quizás el hombre aún estaría en la era del fuego y requeriría de grandes mecanismos para mover objetos o calentar sustancias.

Básicamente, la electricidad es un fenómeno físico originado por la interacción de cargas eléctricas estáticas o en movimiento. Cuando una carga eléctrica se encuentra en reposo produce fuerzas eléctricas sobre otras situadas en su entorno. Si la carga se desplaza, es decir adquiere movimiento, produce también fuerzas magnéticas.

Aunque desde los años setenta ha disminuido la intensidad energética en términos agregados, la intensidad eléctrica ha crecido y los pronósticos indican que esta tendencia se mantendrá en el futuro próximo. Esto se debe a que la electricidad es la forma de energía más adaptable, ya que es posible convertir casi cualquier energético en electricidad, y ésta a su vez, puede ser aprovechada en la mayoría de las aplicaciones energéticas. Debido a lo anterior, los sistemas energéticos en todo el mundo se han vuelto más intensivos en el uso de electricidad, ya que representa la fuente de energía más eficiente tanto en términos económicos como ambientales. Paralelamente, la industria eléctrica ha sufrido cambios

importantes en todo el mundo durante las tres últimas décadas. El progreso tecnológico y la liberalización económica han sido las causas más importantes.

Fundamentos de Electromagnetismo

El electromagnetismo es la parte de la física que estudia los campos eléctricos y campos magnéticos, sus interacciones con la materia y, en general, la electricidad, el magnetismo y las partículas subatómicas que generan flujo de carga eléctrica; así como lo relativo a los campos magnéticos y a sus efectos sobre diversas sustancias sólidas, líquidas y gaseosas.

A nivel microscópico las fuerzas electromagnéticas (y los campos asociados) son responsables de la estructura de los átomos y del enlace de los mismos en las moléculas y en los sólidos. A nivel macro, las fuerzas electromagnéticas pueden influir en las condiciones atmosféricas de la tierra, inducen voltaje en el secundario de un transformador, generan movimiento en el rotor de un motor e incluso pueden generar grandes cantidades de luz y calor. (Southwest Technology Development Institute New Mexico State University, 2017)

Voltaje

El voltaje se define como el trabajo requerido para desplazar las cargas eléctricas desde un punto con potencial A hasta otro punto con potencial B. Normalmente el punto con potencial A se define para un valor de referencia cero (0). Su unidad es el Voltio (V).

En la figura 2 se observa que el voltaje eléctrico presenta una analogía mecánica con la presión del agua en una manguera. (Cautivo, 2017)

Figura 4.
el voltaje y la



Analogía entre
presión

El voltaje se puede representar mediante un análogo mecánico:
Voltaje: Trabajo para separar cargas eléctricas.
Se mide en voltios ($V = A \cdot \Omega$)

Fuente: (Cautivo, 2017)

Energía Eléctrica

La energía se define como la capacidad de todo sistema para producir un efecto o cambio de estado, por ejemplo:

- Mover cosas.
- Calentar sustancias.
- Modificar la actitud de las personas.

La unidad básica de la energía es el Joule (J), aunque también es práctico definirlo en kWh.

$1 \text{ kWh} = 3,6 \times 10^6 \text{ J}$.

La energía eléctrica no es más que el movimiento de cargas eléctricas (electrones) debido a un voltaje aplicado.

La figura 3 da un ejemplo del consumo de energía mensual de una lámpara de 100 W que trabaja 5 h/día. (Cautivo, 2017)

Figura 5. Consumo de energía por una lámpara de 100 W



Fuente: (Cautivo, 2017)

Potencia Eléctrica

La Potencia se define como la energía gastada para realizar “algo”, o también la cantidad de trabajo realizado en la unidad de tiempo. La Potencia Eléctrica es la rapidez con la que se consume la energía eléctrica.

La unidad de la potencia es el vatio (W [=] N-m/s [=] Joule/s), aunque a nivel industrial es común definirla en miles de vatios (kW), caballos de fuerza (HP) o caballos de vapor (CV).

1 HP equivale a 746 W.

1 CV equivale a 736 W.

En la figura 4; a) y b) definen, respectivamente, la potencia mecánica ejercida por una grúa para levantar un peso de 25.000 N y la potencia eléctrica disipada por una resistencia de 121 Ω . Ohms. (wikipedia.org, 2017)

Figura 6. a) Potencia Mecánica b) Potencia Eléctrica



Fuente: (Cautivo, 2017)

2.2. Contexto global de la Industria Eléctrica

El crecimiento de un país depende en gran medida de qué tan desarrollado está su sector energético, puesto que las fortalezas de éste permiten impulsar a todos los demás sectores productivos de un país.

La energía eléctrica es un insumo primario para la realización de las actividades productivas, de transformación y servicios en el país. El suministro eficiente de energía eléctrica a un costo accesible, promueve la competitividad y la capacidad de las empresas e industrias para colocar más y mejores productos y servicios en el mercado, lo que tiene un impacto directo en el crecimiento económico.

Así mismo, la energía eléctrica es un bien final indispensable para los consumidores. Garantizar el abasto de electricidad de forma continua y segura, permite el acceso a bienes y servicios sociales básicos, como la alimentación, la salud y la educación, con lo cual se eleva el bienestar y la calidad de vida de la población.

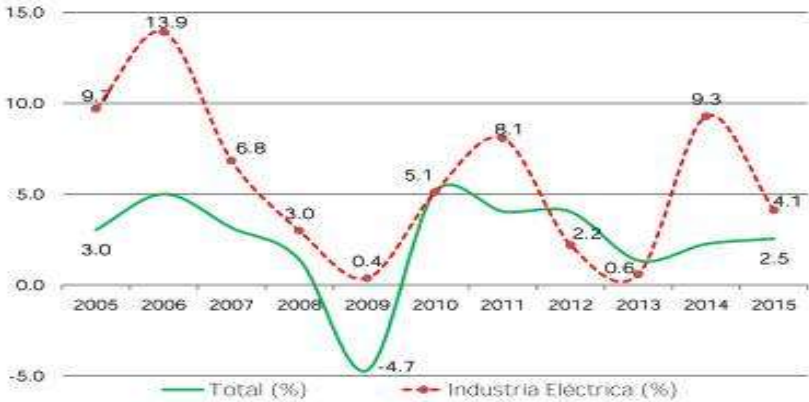
2.3. Prospectiva del Sector Eléctrico

México tiene un claro objetivo, tener un Sector Eléctrico más dinámico y sustentable. Para lograrlo, se está creando un nuevo modelo eléctrico, con un entorno de negocios más competitivo, transparente y con reglas claras, donde se busca eliminar las barreras para que los generadores y los consumidores calificados tengan más opciones para comprar electricidad.

Tras la Reforma Energética, se estipuló que la Planeación del Sector Eléctrico Mexicano deberá incluir, además de los proyectos del plan de negocios de CFE, los proyectos privados que incrementen la capacidad de generación que permita una transición al uso de las energías limpias, con menores costos y apertura a las tecnologías más avanzadas en el mercado. Esta planeación debe identificar la demanda por regiones para definir si es necesario desarrollar oferta o alguna infraestructura, o condiciones para cubrir las necesidades mediante la CFE. En palabras del Director General de la Comisión Federal de Electricidad, Jaime Hernández Martínez.

El crecimiento de la industria eléctrica muestra mayor dinamismo comparado con el de otras actividades económicas y con el de la economía en su conjunto. De 2005 a 2015, creció a una tasa promedio anual de 5.3% en comparación con el 2.4% del PIB nacional, como se muestra en la siguiente gráfica.

Figura 7. Evolución del crecimiento del PIB total y de la Industria Eléctrica 2005 - 2015 (porcentaje)



Fuente: Secretaría de Energía-Instituto Nacional de Estadística y Geografía (SENER- INEGI 2015)

2.4. La Energía Eléctrica en México

La energía eléctrica es estratégica para el desarrollo de toda economía. Es difícil imaginar una sociedad sin energía eléctrica o con deficiencias en el suministro y servicio de la misma. La energía eléctrica se ha posicionado durante el último siglo como la reina de las energías, no solo por su versatilidad, sino también por su facilidad de uso. Sus ventajas son diversas: no contamina, es de fácil transporte a través del cableado y permite su accesibilidad hasta los lugares más alejados.

El desarrollo de la energía eléctrica ha permitido un elevamiento en los niveles de vida de la población mundial.

Diversas investigaciones coinciden en que una industria eléctrica eficiente es esencial para el funcionamiento de cualquier país. De ahí que posibles limitaciones en la cobertura y la calidad del servicio de energía eléctrica representen a largo plazo un obstáculo para el desarrollo tecnológico, para el crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) por habitante y, en última instancia, para el mejoramiento del bienestar de la población.

El sector energético en México es estratégico para el desarrollo, desde el punto de vista económico y de finanzas públicas, como para el funcionamiento de las actividades productivas.

El desarrollo del sector energético en México está íntimamente ligado con el crecimiento económico y social en nuestro país, ya que la energía es insumo en todos los sectores de la economía como el transporte de personas y mercancías, la producción de manufacturas y el funcionamiento de establecimientos comerciales, de servicios, fábricas y hogares.

La electricidad es la segunda fuente de energía de mayor consumo en México, con una participación de 18% del consumo energético nacional. Representa el 23% del consumo de energía final del sector agropecuario, el 35% del consumo de energía de la industria y el 30% del consumo final de energía de los sectores residencial, comercial y público en conjunto. (Secretaría de Energía, 2016).

Del total de la producción de la industria eléctrica, el 58.2% se destina a las actividades terciarias, las actividades secundarias y las actividades primarias consumen 39.7% y 2.1% respectivamente, de acuerdo al Instituto Nacional de Estadística y Geografía.

Las implicaciones de una recesión en el sector energético afectarían en el presupuesto del gobierno, que a su vez tendría que hacer recortes importantes en los recursos económicos destinados para llevar a cabo sus funciones e incluso disminución presupuestales en rubros sociales como salud o educación.

La dependencia de los ingresos gubernamentales en el sector energético es riesgosa y volátil puesto que así como pudiera con ello aumentar la entrada de recursos al gobierno, pudiera disminuirla rápidamente.

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público asegura que la reforma energética es un instrumento que busca impulsar el sector y lograr un mayor equilibrio, por lo cual se espera que la economía mexicana crezca cerca de 1 punto porcentual más en 2018 y aproximadamente 2 puntos porcentuales más para 2025, de lo pronosticado hasta ahora. Asimismo, se crearán cerca de medio millón de nuevos empleos en 2018 y 2 millones y medio más para 2025.

La energía eléctrica en México hasta 1937

El uso de la Electricidad en la República Mexicana se inició en el año de 1879, con la instalación de una planta termoeléctrica en León, Guanajuato, para satisfacer las necesidades industriales de la firma textil Hayser y Portillo. A partir de entonces se empezaron a instalar plantas similares en todos los puntos importantes del país para ser utilizadas en diversas actividades industriales.

Existía una notable preponderancia de la instalación de plantas destinadas a las ramas, minera y textil. Estas plantas sólo funcionaban durante las jornadas de trabajo, debiendo permanecer paradas durante los tiempos no dedicados a la producción industrial, situación que no tardó en ser superada por los propietarios al concebir la idea de vender la energía eléctrica excedente para consumo tanto público como privado.

En 1881 se establece en la Ciudad de México la Compañía Mexicana de Gas y Luz Eléctrica, primera empresa dedicada a la generación y venta de energía eléctrica para alumbrado público, transporte urbano y usos domésticos, con una planta de vapor de 2,240 KW.

El éxito de esa empresa originó el establecimiento de otras empresas eléctricas cuya multiplicación ocurrió en forma tal, que en el año de 1889 funcionaban ya aproximadamente 198 plantas y para 1900 todas las ciudades importantes del país contaban al menos con una empresa que les suministraba el fluido eléctrico.

El sistema con el que operaban las empresas eléctricas era el de concesiones, que se multiplicaron más en función de los intereses de los concesionarios que de las necesidades del país. Se integraron básicamente tres grupos:

El primero, formado por la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, S.A. y Asociados, que operaba en la Zona Central del país, en el Distrito Federal y en los Estados Circunvecinos: Hidalgo, Morelos y Guerrero, principalmente. El segundo, representado por la impulsora de Empresas Eléctricas, S.A. que mediante varias compañías operaba en las principales ciudades del resto de la República. El tercer grupo estaba constituido por un sinnúmero de medianas y pequeñas compañías independientes que abastecían a las localidades que no eran atendidas por los grupos del interior.

Creación de la Comisión Federal de Electricidad

Todas las empresas antes mencionadas, que en 1929 sumaban 98 y eran en su gran mayoría extranjeras, tenían como objetivo llevar los beneficios de la energía eléctrica sólo a aquellos centros de población con capacidad de pago que pudieran garantizar el cumplimiento de sus políticas cimentadas en un ánimo de lucro desmedido.

En efecto, los concesionarios, para obtener los mayores índices de utilidad sobre sus inversiones, esperaban un crecimiento del mercado que garantizara plenamente el aumento de la capacidad instalada o restringían ésta por la proximidad del término de sus concesiones. Fue en esta época cuando el gran número de pequeñas empresas eléctricas que operaban con capital hasta en un 80% en promedio, fueron adquiridas paulatinamente por grandes

consorcios extranjeros que después habrían de controlar, casi en forma exclusiva la industria eléctrica en México.

Al consolidarse el triunfo de la Revolución y con base ya en la constitución de 1917, el gobierno empezó propiamente a ocuparse de la industria eléctrica, lo que correspondió a la Secretaría de Industria, Comercio y Trabajo.

En el año de 1930 en el país existía una capacidad instalada de aproximadamente 360,000 KW, haciéndose notorio que el progreso, el avance y la extensión de los beneficios derivados de la energía eléctrica, no podían seguirse fincando en los fines de lucro que buscaban las empresas establecidas.

El gobierno se enfrentó entonces a la necesidad de constituir una industria nacional que llevara la energía eléctrica a la pequeña y mediana industria, al campo y en general a todos los centros de población que carecía de ella.

El 29 de diciembre de 1933, el Congreso de la Unión autorizó al Ejecutivo Federal, mediante decreto público en el Diario Oficial del 20 de enero de 1934 para constituir la Comisión Federal de Electricidad, que tendría por objeto “Organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, basado en principios técnicos y económicos, sin propósito de lucro y con la finalidad de obtener a un costo mínimo, el mayor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales “ (Art. 1º).

Sin embargo, fue hasta el 14 de agosto de 1937, cuando el Presidente Lázaro Cárdenas expidió en Mérida, Yucatán, la Ley que creó la Comisión Federal de Electricidad.

Evolución de la Comisión Federal de Electricidad

Desde su creación y hasta el año de 1949, los trabajos de la Comisión Federal de Electricidad fueron de poca significación, puesto que no contaban con los recursos económicos, técnicos y humanos, suficientes para emprender proyectos a nivel nacional.

Conforme a la Ley de la Industria Eléctrica del 31 de diciembre de 1938, la capitalización de patrimonio de Comisión Federal de Electricidad sólo se hacía mediante los recursos provenientes de un impuesto del 10%, sobre el consumo de energía eléctrica producida por CFE, tenía que ser vendida en bloque a las circunstancias imperantes en el mercado; por este motivo la escasez de recursos y bajos ingresos por concepto de venta de energía, impedían a la Comisión Federal de Electricidad lograr un mejor y más rápido desarrollo.

El 14 de enero de 1949 se publicó la Ley Constitutiva de la Comisión Federal de Electricidad, que llegó a ser así un organismo público descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio. A partir de esa fecha fue notable el desarrollo registrado por esta Institución y a tal grado que en 1947 contaba con 23 plantas generadoras y una capacidad de 44,000 KW, para 1952 ya tenía 215 plantas y una capacidad instalada de 390,000 KW.

Su desarrollo se sostuvo en forma acelerada y permanente; así, de los 8,457 millones de KWH que se generaron en el país durante 1960, la Comisión Federal de Electricidad aportó 4,229 millones de KWH, más de 50% de la generación total; sin embargo, entregó un bloque de 1,821 millones de KWH a la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, S.A. y 701 millones de KWH a la impulsora de Empresas Eléctricas, S.A.

Nacionalización de la Industria Eléctrica

El 21 de abril de 1960, el Gobierno Federal compró los bienes del grupo de empresas pertenecientes a la American and Foreign Power Company, representada por la Impulsora de Empresas Eléctricas, S.A. Con esta operación se inicia la nacionalización de la industria eléctrica, pues con la suma de la capacidad instalada de este grupo de empresas (369,000 KW) a la capacidad de la Comisión Federal de Electricidad (1,063,830 KW) el país adquirió ya el 71.3 % de la capacidad total existente.

En el mismo año de 1960 el Gobierno Federal adquirió el 90 % de las acciones comunes y preferentes de The Mexican Light and Power Company, tomando posesión de la misma el día 27 de septiembre, fecha que ha quedado registrada en la historia de México como el día de la Nacionalización de la Industria Eléctrica.

El proceso de nacionalización se consumó formalmente el 29 de diciembre de 1960, al hacer una edición al Artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; por lo cual se reserva en exclusividad a la nación mexicana, lo referente a la generación, conducción, transformación, distribución y abastecimiento de energía eléctrica, sin concesiones a particulares y debiendo aprovechar los bienes y recursos naturales requeridos para esos fines.

Una vez realizada la nacionalización, se imponía como una consecuencia natural de la misma, la integración de todo el sistema eléctrico nacional.

Como resultado de las operaciones realizadas en 1960, los bienes adquiridos a la American and Foreign Power Company fueron entregados para su operación a la Compañía Industrial Eléctrica Mexicana.

Por otra parte la empresa The Mexican Light and Power Company vendió sus bienes e instalaciones destinadas al servicio público de energía eléctrica a la empresa Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A.

En 1966 la Comisión Federal de Electricidad adquirió de Nacional Financiera las acciones de Industrial Eléctrica Mexicana, constituyéndose como propietaria única de la misma.

En 1967 por acuerdo del Ejecutivo Federal, se ordenó la incorporación de los bienes de las 19 empresas eléctricas filiales a la Comisión Federal de Electricidad, estableciéndose su disolución y liquidación, a efecto de dar un paso más en la integración del sistema eléctrico nacional.

En 1973, uno de los avances técnicos más importantes para la integración de la industria eléctrica, lo constituyó la unificación de frecuencia en el país a 60 ciclos; mismo que se concluyó en 1976.

En el mes de diciembre de 1974 se publicó el acuerdo presidencial que autorizó la disolución y liquidación de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A., y sus Asociados, autorizándose a la Comisión Federal de Electricidad para adquirir sus activos, y en enero de

1975 se aprueba el decreto que incluía a la Compañía Meridional de Fuerza, S.A., la Compañía de Luz y Fuerza de Toluca, S. A. y la Compañía de Luz y Fuerza de Pachuca, S.A.; de esta forma se logró la integración administrativa de la industria eléctrica.

Por otra parte, el 10 de diciembre de 1975, con la promulgación de la Ley de Servicio Público en Energía Eléctrica, la Comisión Federal de Electricidad se constituyó como la encargada única de la presentación del servicio público de energía eléctrica.

Finalmente dentro del proceso de integración del Sector Eléctrico, corresponde a la interconexión del sistema central en 1978, la aportación técnica más importante que permite el aprovechamiento racional de la capacidad instalada de CFE, para satisfacer una demanda expansiva en el país. (CFE, 2006)

La CFE fue constituida en 1937 con el objeto de organizar y dirigir un sistema nacional de energía eléctrica para el beneficio de México. Durante sus 80 años de historia, la CFE ha acompañado el progreso de México con criterios de suficiencia y competitividad, reflejados en importantes logros en beneficio de la mayoría de la población, como el desarrollo e integración del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y la electrificación del país.

Bajo el mandato del Artículo décimo de la LIE, que establece que la CFE pasó de ser un organismo centralizado encargado de la administración del sector eléctrico en el país, con exclusividad en el suministro básico de energía eléctrica y sujeto a restricciones presupuestales, a una empresa del Estado que podrá desempeñar las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización, suministro básico, suministro calificado, suministro de último recurso, la proveeduría de insumos primarios para la industria eléctrica, así como las actividades auxiliares y conexas de la misma, de forma independiente entre ellas.

Figura 8. Reorganización eléctrica de CFE



Fuente: Secretaría de Energía (SENER, 2016)

De conformidad con el Acuerdo de creación de la empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad, denominada CFE Distribución; sus actividades se realizarán como empresa subsidiaria separada verticalmente, por lo tanto las redes con tensión menor a 35 kV. serán los activos que administre y serán parte de la Red General de Distribución.

Para un mejor desempeño, CFE Distribución desarrollará sus actividades a través de Unidades de Negocio encargadas de prestar el servicio público de distribución en cada una de las 16 Divisiones de Distribución con las que cuenta actualmente la CFE.

Figura 9. 16 Divisiones de Distribución



Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2016)

2.5. CFE Unidad de Negocio Centro Occidente

La Comisión Federal de Electricidad inició sus operaciones en el Estado de Michoacán, a fines del año de 1939, al tomar bajo su control una planta diesel de 120 KW., que un año antes había sido instalada en Chupícuaro, Mich., por cuenta de la Secretaría de Comunicaciones y Obras Públicas. Esta planta inicialmente suministró servicio a las poblaciones de Tzintzuntzan, Ihuatzio, Santa Fe de la Laguna, Purenchécuaro, San Andrés Zirándaro y Oponguio; posteriormente se extendieron las líneas hasta Comanja, Tiríndaro, Cortijo Nuevo y Naranja.

En febrero de 1940 fue inaugurada la primera planta instalada por cuenta directa de la Comisión de Electricidad, en la Colonia Revolución de la población de Pátzcuaro, Mich., su capacidad era de 75 KW., diesel eléctrica y suministraba servicio a las poblaciones de los alrededores del Lago de Pátzcuaro tales como: Erongarícuaro, Uricho, Arocutín, Nocutzepo, San Bartolo Pareo, Tzentnéguaro, Santa Ana Chapitiro, Huecorio, Zurumútaro y la propia Colonia Revolución.

El primer contrato para suministro de energía eléctrica se firmó con el Sr. José Solís, en marzo de 1940 en la Colonia Revolución de Pátzcuaro, donde fueron instaladas las primeras oficinas del "Sistema Eléctrico de Michoacán".

El primer ingreso por venta de energía eléctrica fue de \$ 2.50, correspondiente al mes de abril del mismo año y fue cubierto por el Sr. José Solís, de acuerdo con el contrato No. 1. A partir del mes de mayo y como promedio hasta el término de 1940, se alcanzó una facturación mensual de \$ 3,000.00 por lo que debía recibirse de México, como subsidio para la planta instalada en la Colonia Revolución \$ 500.00 y para solventar los gastos de Chupícuaro, otros \$ 500.00 mensuales, para solventar los gastos de operación y mantenimiento.

En el año de 1940 se instaló la planta hidroeléctrica de Bartolinas, con capacidad de 750 KW., para proporcionar servicio a la zona electrificada por la misma CFE en los ingenios azucareros de Pedernales, Puruarán y Tacámbaro; ese mismo año se construyó la línea Bartolinas en Pátzcuaro a 22,000 Volts., para interconectarse con las líneas de los poblados que estaban alimentados con las plantas de Chupícuaro y Pátzcuaro, por lo que a finales de 1940 fueron desmanteladas las dos plantas diesel eléctricas antes citadas.

A mediados de 1940 Comisión Federal de Electricidad electrificó los 11 pueblos comprendidos en la Cañada de Chilchota y para proporcionarles energía eléctrica, el 11 de septiembre del mismo año, celebró contrato de compra de energía con la entonces The Guanajuato Power and Electric Company.

La energía suministrada por la planta del Platanal benefició los poblados de Tangancícuaro, Valle de Guadalupe, Etúcuaro, Chilchota, Huáncito, Tanaquillo, Santo Tomás, Carapan, Purépero, Ichán, Tacuro, Itzícuaró, Sopoco y Uren. Ese mismo año se instaló una planta diésel eléctrica de 15 KW, en la Isla de Janitzio, para surtir energía al bombeo de agua potable de los habitantes de la Isla.

También en 1940 la CFE electrificó el poblado de Tiripetio, alimentando con energía de la Compañía Eléctrica Morelia, S.A., y Totolán, Los Remedios, Villamar y Guaracha, alimentados con energía comprada a la Compañía Eléctrica Chapala, S.A.

Al adquirir la empresa particular denominada Luz y Fuerza de Pátzcuaro, en el año de 1940, se incorporaron al patrimonio de la Comisión Federal de Electricidad las plantas de Santa Juana de 150 KW., instalada desde el año de 1906, así como la de Planillas de 85 KW., que data de 1928 y la del Refugio, con lo cual se obtuvo una capacidad instalada de 2.225 KW. en el sistema.

En 1942 con la instalación de la Planta Hidroeléctrica Granados, de 940 KW., se dejó de comprar energía a The Guanajuato Power and Eléctric Company, proporcionando la CFE en forma directa la energía al poblado de la Cañada de Chilchota. Ese mismo año entró en servicio la Planta Hidroeléctrica de Carácuaro, cuya construcción inició la Secretaría de Irrigación y terminó la CFE; con una capacidad de 150 KW., y alimentaba a Carácuaro y Nocupétaro.

En 1943 se establecieron las primeras tarifas experimentales para la Comisión Federal de Electricidad y tocó al Estado de Michoacán ser el primero en aplicarlas. En septiembre de 1943 entró en servicio la primera etapa de la Planta Hidroeléctrica de Zumpimito, en las cercanías de Uruapan proporcionando energía a la Zona de Paracho e interconectándose con la planta de Granados.

En 1948 se instaló la Planta Térmica de Arteaga y el mismo año inicio sus operaciones la Planta Térmica de Tecomán, Colima, también ese mismo año se terminó la ampliación de la Planta Hidroeléctrica de Zumpimito, hasta alcanzar su capacidad total de 6,400 KW. En 1948 también fueron adquiridas las instalaciones de la Zona Zitácuaro, que entraron en servicio en 1949 una vez rehabilitadas, con lo cual quedó formado el sistema de Zitácuaro, con esta población y las de Tuxpan, Jungapeo y Ciudad Hidalgo.

En el año de 1950 al interconectarse las plantas de Zumpimito y Granados con la de Bartolinas, mediante líneas de 33,000 Volts, se inició una etapa en la historia de la Comisión Federal de Electricidad en Michoacán, dando lugar al “Sistema Interconectado de Michoacán”, base de la actual División Centro Occidente. La capacidad total instalada en el Sistema a partir de la entrada de la planta de Zumpimito, fluctuó de 10,383 KVA hasta 10,753 en el año de 1952.

En 1951 fueron adquiridas las instalaciones de Puruándiro y el año siguiente entró en servicio la Planta Hidroeléctrica El Vado, proporcionando energía a Puruándiro y Villa Jiménez.

Con el crecimiento de la actividad y zonas de control y la incorporación de otras empresas, en el mes de julio de 1952, se estructuró el sistema Interconectado de Michoacán para conformar la “División Michoacán”.

En abril de 1955 inició sus operaciones la planta hidroeléctrica El Cóbano de 52,000 KW., dando vital impulso a la generación de energía eléctrica, no solo del Estado de Michoacán, sino de la rica zona del Bajío en el centro del país, donde tenía concesión entonces la empresa extranjera The Guanajuato Power and Electric Co., y para la región de Jalisco, donde proporcionaba servicio la entonces Nueva Compañía Eléctrica Chápala, S.A., propiedad de la Nación y Administrada bajo el control de Nacional Financiera.

A partir de esta fecha cambió la denominación de la CFE Michoacán, tal como se conoce actualmente de “Centro Occidente”.

El 27 de septiembre de 1960 se nacionalizó la Industria Eléctrica Mexicana, al adquirir el Gobierno las acciones de las empresas que operaban en el país. Como consecuencia de esto, la División Centro Occidente, ha pasado por varias etapas acordes con la organización nacional y así ha dejado de tener bajo su responsabilidad algunas funciones como las de generación y transmisión de energía, que al ser conformado el Sistema Interconectado Nacional requirieron de otra estructura más adecuada con las necesidades del país.

La Planta Hidroeléctrica de Cupatitzio de 75,000 KW. de capacidad entró en servicio y fue inaugurada oficialmente el día 14 de agosto de 1962, con motivo de la celebración del XXV Aniversario de la fundación de la Comisión Federal de Electricidad.

En Noviembre de 1964 entró en servicio en su primera etapa la Planta Hidroeléctrica El Infiernillo en los límites de los Estados de Michoacán y Guerrero a 60 km. de la desembocadura del río Balsas y cuya capacidad final es mayor a 1 millón de KW.

Después de varias etapas de reorganización sucesivas, en el año de 1968 se incorporaron a la División Centro Occidente, instalaciones que anteriormente se conocían como:

- a) Compañía Eléctrica Morelia, S.A., con sus Divisiones Morelia, Uruapan y Los Reyes, con plantas hidroeléctrica como San Pedro, Cointzio, Tirio e Itzicuaró que habían venido funcionando desde principios del siglo, algunas han dejado de operar y otras todavía prestan servicio.
- b) Industrial Eléctrica Mexicana, S.A.; de las que se incorporaron las plantas de Botello, Sabino y Platanal y lo que se conocía como Distrito La Piedad.
- c) También en octubre de 1968 se incorporó a la División Centro Occidente lo que en un principio se estructuró como Gerencia Estatal Colima, formada por las empresas: Hidroeléctrica Occidente (Colima) y Eléctrica de Manzanillo, así como las instalaciones que ya tenían CFE en el estado de Colima.

En 1977 se dio a conocer el cambio estructural como motivo de la nueva dinámica de desarrollo de la Comisión Federal de Electricidad, informando que ahora la estructura de la institución era mediante la administración de tres procesos Generación, Transmisión y Distribución.

A partir de 1978, la División Centro Occidente quedó con la primordial función de atender la distribución y comercialización de la energía eléctrica, es decir, atender en forma directa a los usuarios.

La División Centro Occidente comenzó un periodo fuerte de electrificación de poblados, lo que hizo que la Junta de Electrificación, obtuviera los primeros lugares a nivel nacional por electrificar la mayor cantidad de poblados con los menores costos.

La estructura nacional se conformó dividiendo geográficamente el país en 13 Divisiones y con ello la División Centro Occidente tuvo la factibilidad de responder a la realidad orgánica, funcional y operativa para atender las necesidades de la población en materia de distribución y comercialización de la energía eléctrica.

En 1998 se realizó el estudio que permitiría elevar la eficiencia operativa y funcional de la División Centro Occidente, elevando la productividad y calidad del servicio, impulsando la filosofía de la mejora continua.

Posteriormente en el año 2000 la División Centro Occidente se hace acreedora al Premio Nacional de Calidad, siendo la primera división de CFE en el ámbito nacional con este reconocimiento. Experimenta el cambio de trabajar como una organización centrada en procesos y su incursión en las certificaciones de calidad.

Desde el año 2003 los proyectos se han enfocado a la reducción de costos de operación, mantener actualizado y depurado el activo fijo, impulsar la liquidación de licitaciones en tiempo, probar la metodología de justo a tiempo, la consolidación del sistema SAP R3, se dio gran movimiento a la capacitación y se motivó al personal para que culminara sus estudios de secundaria, preparatoria, profesional y post grados.

Para aumentar su eficiencia la División Centro Occidente trabajó en la remodelación de edificios, áreas de atención al público, se crearon más centros de servicio al cliente y se compró equipamiento como grúas y vehículos para actualizar el parque entonces existente.

Se promovió el Sistema de Trabajo de Alto Desempeño por medio de los equipos de procesos, como consecuencia de la profesionalización del personal y se instituyó la metodología Lean para el rediseño de las células de trabajo.

En el 2012 se impulsaron los programas de construcción de infraestructura, mejora y mantenimiento de la existente; así como la tecnología que permitió mejorar la calidad de servicio y suministro a los clientes.

A partir de la aprobación de la Reforma Energética, el 10 de marzo de 2016 las Divisiones de Distribución se denominan “Unidades de Negocio”, y así, se establecen las herramientas para que la Comisión Federal de Electricidad cumpla sus 3 objetivos estratégicos: ofrecer un servicio eléctrico de mayor calidad, de menor costo y más amigable con el medio ambiente, para beneficio de todos los mexicanos.

Capítulo III Formulación de Proyectos de Inversión

3.1. Plan de Negocios

Para (Fleitman, 2000) los planes de negocios han sido creados para ayudar a los emprendedores a visualizar y plasmar mejor sus ideas, aterrizándolas correctamente y darles rumbo, y servir así como apoyo para darle a la empresa mayores probabilidades de éxito.

Hoy más que nunca es necesario contar con instrumentos y metodologías que permitan a los empresarios y ejecutivos promover iniciativas de inversión y tener un pronóstico lo más acertado posible de la rentabilidad de un negocio.

El plan puede elaborarse para una empresa de reciente creación o para una que ya está operando y tiene planes de crecimiento. Cuando la empresa está operando y en crecimiento, un plan sirve para replantear objetivos, metas y necesidades, así como para solicitar créditos o inversiones adicionales para ampliación y/o proyectos especiales.

Es conveniente ser conservador y realista cuando se elaboran los pronósticos de venta y las proyecciones financieras del negocio.

El plan de negocios debe transmitir a los nuevos inversionistas, a los accionistas y a los financieros, los factores que harán de la empresa un éxito, la forma en la que recuperarán su inversión y en el caso de no lograr las expectativas de los socios, la fórmula para terminar la sociedad y cerrar la empresa.

Requiere contemplar el análisis del tipo de negocio, su viabilidad, factibilidad técnica, económica y ambiental. Debe incluir el diseño de estrategias, la definición de objetivos y metas así como los recursos necesarios para su implementación.

Debe ser muy dinámico, por lo que debe de ser actualizado y renovado de acuerdo a las necesidades de las diferentes situaciones y cambios que se presenten.

Cada plan de negocios es diferente porque tiene el toque personal del responsable de su elaboración y está diseñado en función del tamaño y giro de cada empresa, lo que imposibilita

tener un formato idéntico para todos los casos, aunque puede afirmarse que la mayoría son similares.

La veracidad de la información que se incluya en el plan de negocios es de vital importancia para su éxito. Es conveniente que los inversionistas y financieros conozcan los pronósticos y las proyecciones que se emplearon para estimar la utilidad.

También necesitan conocer y entender los supuestos, la lógica y los soportes que se utilizaron para la realización de las proyecciones.

Al respecto (Watson & Wise, 1997) proponen utilizar el plan de negocios como parte de un proceso continuo para tener un mayor control de lo que se realiza en la empresa, el plan “expone un método para llevar a cabo cierta actividad en cierto periodo en el futuro” y esto puede realizarse para cualquier actividad y en cualquier periodo de tiempo.

Importancia de la planeación

Generalmente durante la etapa inicial del plan de negocios se pueden conocer las posibilidades de éxito o fracaso.

Es una oportunidad muy valiosa para elaborar un análisis tranquilo del modo en que se piensa administrar, operar y cumplir con el plan maestro relacionado con la misión de la empresa.

Se requiere hacer un análisis de los probables escenarios políticos, económicos, sociales y culturales para considerar en la elaboración del plan de negocios las diferentes variables.

Planear puede significar el éxito y la tranquilidad de los empresarios. La curva de aprendizaje puede ser mucho más costosa, complicada y dolorosa si no se tiene un plan de negocios bien concebido.

Hay que ser profesionales de la planeación precisamente porque es muy difícil anticiparse a todas las posibles contingencias que se presenten.

La opinión de (Viniegra, 2007) el Plan de Negocios ayuda a visualizar hoy cómo deben operar las distintas áreas del negocio o empresa para que de manera conjunta o sinérgica permitan alcanzar los objetivos deseados de la manera más eficiente posible; esto es, producir el máximo de resultados con el mínimo de recursos.

3.2. Proyecto de inversión

En general, los proyectos pueden definirse como el conjunto de acciones, tareas o actividades interrelacionadas y coordinadas, tendientes a satisfacer una necesidad, aprovechar una oportunidad o generar desarrollo, en un período de tiempo previamente definido.

Un proyecto de inversión es un plan que si se le asigna determinado monto de capital y se le proporciona insumos de varios tipos, podrá producir un bien o un servicio, útil al ser humano o a la sociedad en general. (Baca Urbina, 2013)

Es cualquier alternativa de las empresas para generar beneficios económicos en un futuro, a través de un período relativamente largo, mediante el desembolso en el presente de una importante cantidad de recursos.

(Miranda, 2005) considera que el proyecto es la unidad operativa y fundamental para la planeación del desarrollo tanto institucional como empresarial, y sugiere que se debe hacer especial énfasis en la identificación del proyecto, dadas las innumerables experiencias registradas de proyectos fallidos debido a insuficientes y superficiales procesos de identificación.

Nacional Financiera (NAFIN, 2016) define un proyecto de inversión como aquella propuesta de inversión, documentada y analizada técnica y económicamente, destinada a una futura unidad productiva, que prevé la obtención organizada de bienes o de servicios

para satisfacer las necesidades físicas y psicosociales de una comunidad, en un tiempo y espacio definidos.

Con base en la Guía para la Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión (NAFIN, 2016), el Ciclo de vida de los proyectos se refiere a la serie de etapas sucesivas que abarcan el nacimiento, desarrollo y extinción de un proyecto de inversión. El Ciclo de vida de un proyecto es concebido como una desagregación de las etapas comprendidas en el proceso de inversión.

El estudio del proyecto, realizado en etapas sucesivas puede efectuarse a diferentes niveles de profundidad: 1. Nivel de idea, 2. Nivel prefactibilidad, 3. Nivel factibilidad, y 4. Nivel de implementación o detalle; y lleva una relación estrecha con la fuente de donde se ha obtenido la información, ya que va de fuentes secundarias a fuentes primarias que conducen a la decisión de aceptación o rechazo de la inversión.

Si la idea inicial se fundamenta adecuadamente a nivel de factibilidad y resulta viable, el proyecto se puede implementar de manera confiable. El modelo programático del proceso de inversión propuesto por NAFIN involucra las etapas de *preinversión*, *decisión*, *inversión* y *recuperación*, en el ciclo de vida de los proyectos.

De acuerdo a (Coss Bu, 2002), la etapa de preinversión del proyecto involucra la identificación, que fundamenta los aspectos principales del problema o necesidad, y el planteamiento de las posibles alternativas de solución o la forma como se puede aprovechar una oportunidad. La etapa de preinversión consta de los siguientes estudios:

1. Mercado. Contempla la identificación del servicio, análisis del cliente, previsión de la demanda, y precios.
2. Técnico. Comprende el estudio de las materias primas, tamaño y localización del proyecto, procesos de producción, y la integración de los recursos humanos.
3. Financiero. Incluye la descripción de las inversiones del proyecto, la evaluación económica y estados financieros proforma.

4. Análisis de Riesgo. Mediante un análisis de costo-beneficio con indicadores financieros como rentabilidad sobre la inversión, tasa interna de retorno (TIR), periodo de recuperación de la inversión, y valor presente neto (VPN).
5. Organización. Describe las características motivacionales de la organización, la forma jurídica de la empresa, así como la organización técnica y administrativa.

Finalmente, se discuten los resultados y se detallan las conclusiones arrojadas por cada uno de los estudios que conforman el proyecto, a fin de dar respuesta a las preguntas de esta investigación y comprobar la hipótesis del proyecto.

Tabla 1. Ciclo de vida de los proyectos de inversión

ETAPAS	FASES DE DESARROLLO	NIVEL DE ESTUDIOS	TIPO DE ESTUDIOS
P R E I N V E R S I O N	Identificación	Gran visión	-Regional -Sectorial -Programa de inversión -Plan Maestro
	Formulación y evaluación	Perfil Prefactibilidad Factibilidad	-Mercado -Técnico -Tecnológico -Financiero -Evaluación -Organización
	Ingeniería del proyecto	Proyecto definitivo de ingeniería	-Ingeniería Básica -Ingeniería de Detalle
Decisión	Gestión de los recursos	Asesoría	-Financiero -Jurídico -Laboral
Inversión	Ejecución y puesta en marcha	Plan de ejecución	Programa: -Construcción, Instalación y montaje. -Adquisiciones -Formación de Recursos Humanos -Financiero -Puesta en Marcha
Recuperación	Operación y dirección	Optimización	-Eficiencia de Procesos Aseguramiento de la calidad -Sist. Y proa. -Desarrollo Organizacional -Planeación Financiera -Mercadotecnia -Planeación Estratégica

Fuente: Nacional Financiera (NAFIN, 2016)

Para la Identificación del proyecto en la etapa de preinversión se detalla la Descripción del Proyecto, en tanto que para la Formulación y Evaluación del Proyecto de Inversión bajo este enfoque, se describen a continuación los estudios que soportan su elaboración, bajo el enfoque de NAFIN.

Todos los proyectos de inversión deben realizarse con información relativa a los aspectos de *mercado, técnicos, organizacionales, financieros y de evaluación*, de tal modo que los resultados obtenidos de los análisis y evaluaciones den como resultado una toma

de decisiones adecuada para realizar o no un proyecto de inversión, o bien para darle un nuevo enfoque a su estructura.

La estructura general de la evaluación de proyectos es una forma de esquematizar la evolución que implica este análisis, y se establece como un precedente, de manera muy general, de todas las etapas de la evaluación.

El autor Gabriel Baca Urbina comenta que se distinguen tres niveles de profundidad; el más simple, el perfil o gran visión, se elabora a partir de la información existente, el juicio común y la opinión que da la experiencia.

El siguiente nivel lo denomina estudio de prefactibilidad que profundiza el examen en fuentes secundarias y primarias en investigación de mercado, detalla la tecnología que se va a emplear, determina los costos totales y la rentabilidad económica del proyecto, en él se basan los inversionistas para tomar una decisión.

El nivel más profundo o proyecto definitivo contiene toda la información del anteproyecto, pero aquí son tratados los puntos finos, en donde no solo se presentan por ejemplo los canales de comercialización más adecuados, sino que deberá presentarse una lista de contratos de venta ya establecidos.

Para efectos de esta tesis el nivel de profundidad de aplicación será el estudio de *prefactibilidad*.

3.2.1. Finalidad del estudio de un proyecto de inversión

El estudio de un proyecto evita caer en la tentación o en el error de sobredimensionar los recursos de que se disponen para la creación de bienes o servicios, en otras palabras, la evaluación de proyectos pretende abordar el problema de la asignación de recursos en forma explícita, recomendando a través de distintas técnicas que una determinada iniciativa se lleve adelante por sobre otras alternativas de proyectos (Sapag, 2003).

No son pocos los casos de quienes hoy lamentan haber tomado una decisión al invertir o prestar sus recursos basados en premisas que no fueron analizadas previamente bajo un enfoque de evaluación de proyectos. La evaluación de proyectos proporciona información que apoya a tomar una decisión, informando al inversionista acerca de la rentabilidad del proyecto y de la capacidad de liquidez para enfrentar deudas (Sapag ,2003).

3.2.2. Estudio de Mercado

Constituye la parte medular del proyecto y de su viabilidad depende el desarrollo de los demás estudios. Tiene por objetivo identificar y cuantificar la existencia de una demanda insatisfecha durante el tiempo de vida útil del proyecto.

La realización de este estudio nos permite demostrar la existencia de la necesidad de un servicio considerando los elementos de juicio necesarios.

Los objetivos son:

- Ratificar la existencia de una necesidad insatisfecha en el mercado, o la posibilidad de brindar un mejor servicio que el que ofrecen los productos existentes en el mercado.
- Determinar la cantidad de bienes o servicios provenientes de una nueva unidad de producción que la comunidad estaría dispuesta a adquirir a determinados precios.
- Conocer cuáles son los medios que se emplean para hacer llegar los bienes y servicios a los usuarios.
- Como último objetivo, tal vez el más importante, pero por desgracia intangible, el estudio de mercado propone dar una idea al inversionista del riesgo que su producto corre de ser o no aceptado en el mercado.

Elementos básicos en el estudio de mercado:

Mercado

- ✓ Área en que confluyen las fuerzas de la oferta y demanda para realizar las transacciones de bienes y servicios a recursos materiales

Demanda

- ✓ Cantidad de bienes y servicios que un cierto número de oferentes están dispuestos a poner a disposición del mercado a un precio determinado.

Oferta

- ✓ Cantidad de bienes y servicios que el mercado requiere o solicita para buscar la satisfacción de una necesidad específica a un precio determinado.

Precio

- ✓ Es la cantidad monetaria a que los productores están dispuestos a vender y los consumidores a comprar el bien o servicio, cuando la oferta y la demanda estén en equilibrio.

3.2.3. Estudio Técnico

Consiste en Identificar y especificar las características que debe tener el activo fijo, así como la creación de un proceso de producción óptimo que permita la mejor utilización y control de los recursos destinados al funcionamiento del proyecto.

Se encarga de verificar la posibilidad técnica de fabricación del producto que se pretende y analiza las instalaciones, el tamaño óptimo, la localización, los equipos y la organización que se requiere para realizar la producción.

En si se pregunta sobre dónde, cuándo, cómo, y con qué producir lo que se desea; por lo que el aspecto técnico – operativo de un proyecto comprende todo aquello que tenga relación con el funcionamiento y la operatividad del proyecto.

El estudio técnico del proyecto debe llegar a determinar la función de producción óptima, utilización eficiente y eficaz de los recursos disponibles para la producción de los bienes o servicios sociales. Los distintos tipos de proceso productivo pueden clasificarse en función del tipo de producto, teniendo cada uno efectos distintos sobre el flujo de fondos del proyecto. El proceso productivo y la tecnología que se selecciona influirán directamente sobre la cuantía de las inversiones, costos e ingresos del proyecto.

Normalmente se estima que deben aplicarse los procedimientos y tecnología más moderna, solución que puede ser óptima técnicamente, pero no serlo financieramente. Uno de los resultados de este estudio será definir la función de producción que optimice los recursos del proyecto.

3.2.4. Estudio Financiero

Tiene como finalidad demostrar que existen recursos suficientes para llevar a cabo el proyecto y se tendrá un beneficio. El capital invertido deberá ser menor al rendimiento que se obtendrá.

De acuerdo con (Sapag, 1993), determinar la viabilidad financiera que tiene el proyecto en términos de la recuperación del capital invertido, de la capacidad de pago de los créditos y de conocer y ponderar los efectos que el crédito tendría sobre la liquidez, el rendimiento y el riesgo de la empresa.

Comprende:

- Formulación del presupuesto de inversión: activos fijos, diferidos y capital de trabajo.
- Formulación de presupuestos de ingresos y egresos.
- Integración de estados financieros proforma: flujo de caja, estado de resultados, balance general.

- Cálculo e interpretación de indicadores financieros: punto de equilibrio, liquidez, autonomía financiera y rendimiento contable.
- Indicadores que permitan determinar la estructura financiera más adecuada del proyecto, así como el impacto del crédito.
- Análisis de sensibilidad al rendimiento del proyecto.

3.2.5. Evaluación Financiera

La evaluación de un proyecto tiene por objeto conocer su rentabilidad económica y social, de tal manera que asegure resolver una necesidad humana en forma eficiente, segura y rentable para poder asignar los recursos económicos a la mejor alternativa. Como sabemos cada estudio es único y diferente a todos los demás, sin embargo, la metodología a seguir en todos y cada uno de ellos posee la particularidad de poder adaptarse a cualquier proyecto.

Evaluación del proyecto de inversión

Baca Urbina señala en su libro evaluación de proyectos de inversión, que; “La evaluación de un proyecto de inversión tiene por objeto conocer su rentabilidad económica y social, de tal manera que asegure resolver una necesidad humana en forma eficiente, segura y rentable”.

También nos aporta que, la evaluación, aunque resulta la parte fundamental del estudio, dado que es la base para decidir sobre el proyecto, depende en gran medida del criterio adoptado de acuerdo con el objetivo general del proyecto. En el ámbito de la inversión privada el objetivo principal no solo es obtener el mayor rendimiento sobre la inversión.

En los tiempos actuales de crisis, el objetivo principal puede ser que la empresa sobreviva, mantener el mismo segmento de mercado, diversificar la producción, aunque no se aumente el rendimiento sobre el capital. Por tanto, la realidad económica, política, social y

cultural de la entidad en donde se piense invertir, marcará los criterios que se seguirán para realizar la evaluación adecuada, sin importar la metodología empleada. Los criterios y evaluación son, por tanto, la parte fundamental de toda evaluación de proyecto.

Para tomar una decisión sobre cualquier proyecto, es necesario someterlo a un análisis multidisciplinario. Aunque no se puede hablar de una estricta metodología que guíe la toma de decisiones sobre un proyecto, si es posible afirmar que una decisión siempre debe estar fundamentada en el análisis de un sin número de antecedentes, con la aplicación de una metodología lógica que abarque la consideración de todos los factores que participan y afectan al proyecto.

Si bien el realizar un análisis complejo, no implica que al invertir no exista un riesgo, también es cierto que los elementos que componen el proyecto de inversión ayudan a vislumbrar mejor los factores que no siempre resultan predecibles, y a tomar en cuenta que las estimaciones realizadas también pueden variar de acuerdo a las influencias del entorno.

Por eso, debido a las variables a que se enfrenta cada proyecto es necesario someterlo a estos estudios desde diversas perspectivas, a esto llamamos evaluación de un proyecto de inversión, es decir, a toda actividad encaminada a la toma de decisiones acerca de invertir en un proyecto.

3.2.6. Estudio Administrativo

En este apartado se describen todos los aspectos administrativos de la empresa de estudio, sus objetivos, como se encuentra estructurada, los puestos y los aspectos legales y ecológicos. Cada proyecto de inversión presenta necesidades diferentes de organización que obligan a definir una estructura acorde con los requerimientos propios que exija su ejecución. Dentro de la fase de organización se definen las necesidades y características de los recursos humanos (conocimientos, experiencia, nivel académico, etc.). Aunque este estudio no define la inversión en capital de trabajo, parte de la inversión

en inventarios, entre otras cosas, se deduce del dimensionamiento estructural y operativo (Sapag, 1993).

Tanto la constitución como los códigos locales, regionales y nacionales tienen influencia sobre un proyecto, por tanto, deben tomarse en cuenta, debido a que toda actividad empresarial lucrativa o no, se encuentra incorporada en un determinado marco jurídico. Así mismo se hace referencia al tipo de empresa que el proyecto requiere tomado en cuenta las diversas formas de organización que contempla la ley.

Las consideraciones principales son: el capital a invertir, el aprovisionamiento de materias primas y el mercado consumidor entre otros.

El tipo de sociedad será determinado por la propiedad de capital necesario para emprender el proyecto y por la disponibilidad del grupo promotor. Así mismo es necesario tomar en cuenta que un proyecto por más rentable que sea, debe incorporarse y acatar las disposiciones jurídicas vigentes de la entidad en donde se instalará.

3.3. Esquema de Proyectos de Inversión en Comisión Federal de Electricidad

En alineación al Plan de Negocios de CFE Distribución, los proyectos de inversión para la mejora y desarrollo de la infraestructura eléctrica de las Redes Generales de Distribución (RGD) se analizarán bajo los siguientes objetivos: (1) reducir las pérdidas de energía eléctrica, (2) incrementar la confiabilidad, (3) incrementar la calidad de la potencia de la energía eléctrica, (4) incrementar la cobertura eléctrica de las RGD, (5) satisfacer la demanda incremental, (6) impulsar el crecimiento de las REI, (7) ampliar y modernizar la medición de servicios, (8) adquirir y mejorar el equipamiento operativo e (9) inmuebles, (10) así como prevenir accidentes a terceros.

Los proyectos deberán apegarse a un diagnóstico que parte del resultado de la operatividad del sistema eléctrico, y que se mide a través de un Tablero de Control; y seguir la

metodología que la “Guía para la Selección de Proyectos Rentables de las Redes Generales de Distribución” que incluye una “Matriz de soluciones”; emitidos por la Dirección General, tal como lo muestra la Figura 10. Las inversiones se sujetarán a un análisis costo/beneficio que fundamente que la selección de los proyectos, candidatos a formar parte del Programa de Ampliación y Modernización sean aquellos que maximicen el retorno de las inversiones requeridas.

El análisis económico de todos los proyectos de inversión es responsabilidad de la Dirección General, sus 16 Unidades de Negocio y sus 150 Zonas de Distribución que conforman a la EPS CFE Distribución. A partir de septiembre de 2016 la cartera de inversiones tomará el nombre de **Programa de Ampliación y Modernización** y, por procedimiento dichas propuestas deberán analizarse, registrarse y evaluarse en el **programa de cómputo institucional denominado “Sistema Integral de Administración para Distribución (SIAD)” en el Módulo EEPRI (Evaluación Económica de Proyectos de Inversión), las opciones de solución deberán fundamentarse con estudios de factibilidad técnica modeladas utilizando el sistema SynerGEE Electric™**. Para tal efecto se realizan análisis técnicos y económicos para determinar la rentabilidad de éstos; se evalúan económicamente bajo criterios razonables, determinados por la Secretaría de Energía (SENER), Comisión Reguladora de Energía (CRE) y áreas internas de la CFE.

Es importante observar que las obras e inversiones que integren el PAM serán elaborados anualmente y tendrán una proyección de cinco años. El objetivo es determinar los efectos de las inversiones, de un programa o proyecto, por medio del cual se asegure la rentabilidad y beneficios netos para la empresa y para la sociedad. El horizonte de evaluación considerado para la infraestructura eléctrica es de 30 años, periodo durante el cual las obras aportarán beneficios (vida útil).

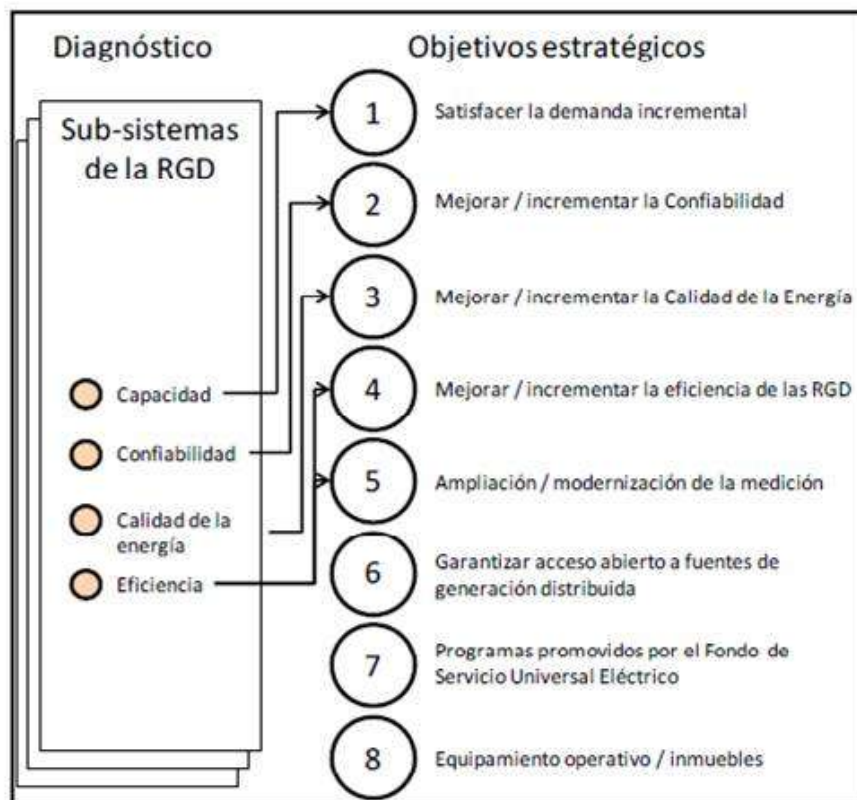
La cuantía de las inversiones está dirigida a las propuestas de proyectos alineados a los siguientes objetivos estratégicos e imperativos del Plan de Negocios de CFE Distribución.

- ▶ Generar valor económico y rentabilidad sostenible para la CFE y el Estado Mexicano.
- ▶ Garantizar la eficiencia, continuidad, calidad y seguridad de la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica.

- Lograr mejoras operativas que permitan cumplir con las exigencias del regulador y estar a la altura de las mejores prácticas de la industria.

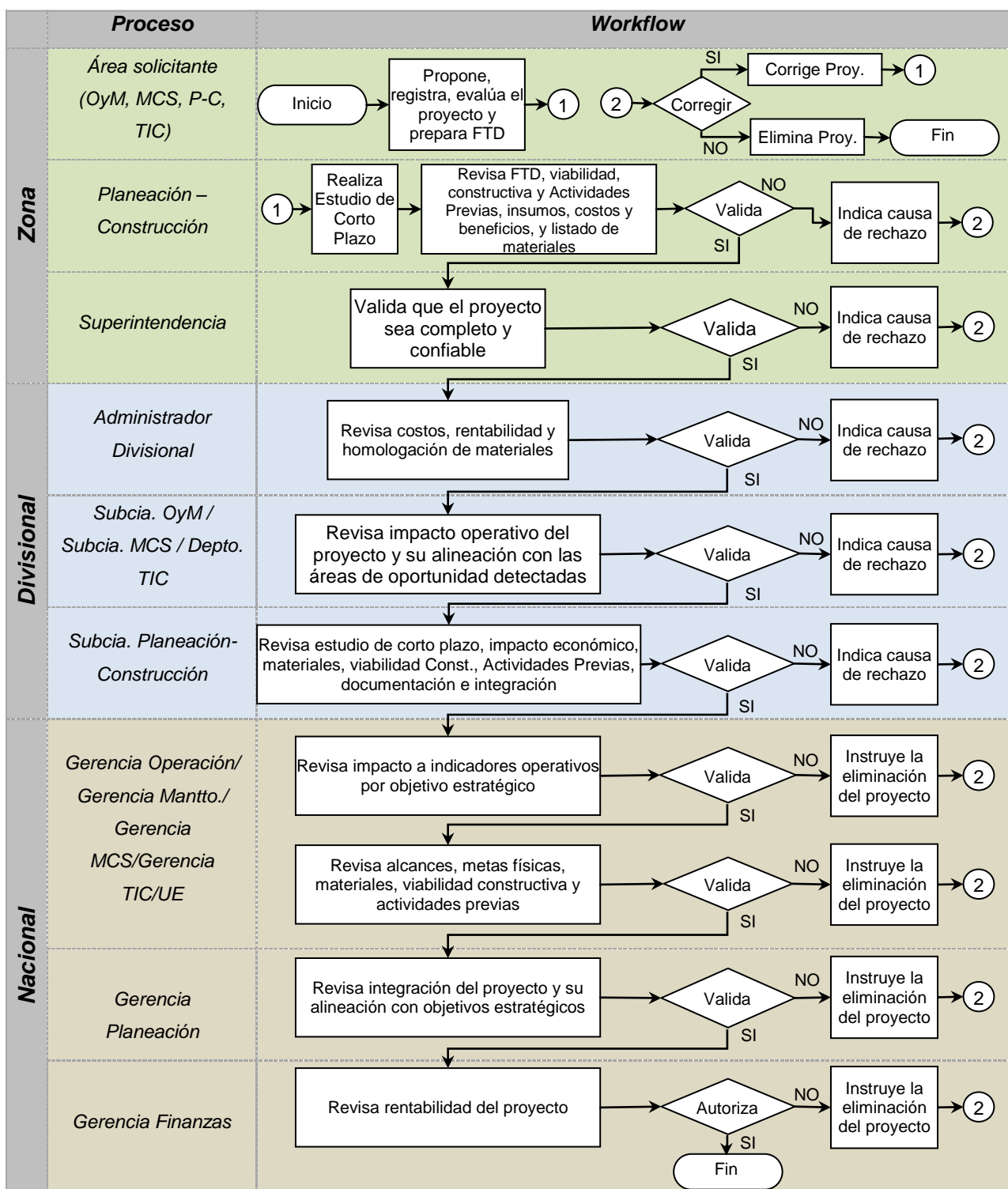
La coordinación, validación, aprobación y autorización del esquema de los proyectos de inversión de CFE Distribución, sigue un proceso lógico y se muestra en las tablas 2 y 3.

Figura 10. Diagnóstico de las RGD alineación de los Objetivos Estratégicos



Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2017)

Tabla 2. Proceso de validación y autorización de los proyectos de inversión



Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2017)

Tabla 3. Descripción del proceso de validación y autorización de proyectos de inversión

Etapa	Responsable	Tiempo de máximo de atención	Decisión
Propone, registra, evalúa el proyecto, su viabilidad constructiva y prepara su ficha técnica descriptiva.	Jefe Departamento de: Operación, Mantenimiento, Planeación-Construcción, Medición, Conexión y Servicios, TIC y Electrificación de Zona	No Aplica	Validación
Revisa la viabilidad constructiva, actividades previas, insumos de evaluación, costos y beneficios económicos, y el listado de materiales.	Jefe Departamento Planeación-Construcción de Zona	3 días hábiles	Validación
Valida que el proyecto sea completo y confiable.	Superintendente de Zona	3 días hábiles	Validación
Revisa el costo, rentabilidad del proyecto y la homologación de sus materiales.	Administrador Divisional	3 días hábiles	Validación
Revisa el impacto operativo del proyecto y su alineación con las áreas de oportunidad detectadas.	Subgerente Divisional de: Operación y Mantenimiento, o de Medición, Conexión y Servicios.	3 días hábiles	Validación
Revisa ficha técnica descriptiva, impacto económico del proyecto, listado de materiales, viabilidad constructiva, actividades previas, documentación e integración del proyecto.	Subgerente de Planeación, Proyectos y Construcción	3 días hábiles	Validación
Revisa el impacto del proyecto en los indicadores operativos y su alineación con las áreas de oportunidad identificadas.	Gerente de Operación/ Mantenimiento/ Medición, Conexión y Servicios/ Jefe de Unidad de Electrificación Rural	5 días hábiles	Validación
Revisa los alcances, metas físicas, listado de materiales, viabilidad constructiva y en su caso actividades previas relacionadas con el proyecto.	Gerente de Proyectos y Construcción	5 días hábiles	Validación
Revisa la integración del proyecto, sus beneficios económicos, y su alineación con los objetivos estratégicos.	Gerente de Planeación	5 días hábiles	Validación
Revisa la rentabilidad del proyecto.	Gerente de Finanzas	5 días hábiles	Autorización

Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2017)

Para determinar el impacto económico de los proyectos, todas las opciones de solución deben sujetarse a una evaluación económica; y se utilizarán dos metodologías de

evaluación: costo/beneficio, y costo mínimo, que se aplicarán según el tipo de programa o proyecto de inversión como se indica en la Tabla 4.

Tabla 4. Criterios de aceptación para evaluación de proyectos

Indicador económico	Criterio de aceptación	
	Aceptable	Verificar insumos
TIR	$> 10.07\% \text{ y } \leq 30\%$	$> 30\% \text{ y } \leq 60\%$
IR	$> 1.0 \text{ y } \leq 3.0$	$> 3.0 \text{ y } \leq 6.0$
VPN	> 0	
CAE	> 0	
Año de retorno de la inversión	$< \text{ a la vida útil de la instalación}$	$> \text{ a la vida útil de la instalación}$

Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2017)

Para fines de ejemplificar a continuación se muestran las pantallas del sistema, con el análisis de una problemática resuelta y ejecutada.

Los costos de inversión considera precios de mercado, más un porcentaje de costos indirectos por la ejecución de la obra. La base de precios para costear los proyectos de inversión en distribución es el Catálogo de Precios, emitido por la Comisión Reguladora de Energía, e integrados de forma específica de acuerdo a las necesidades de cada proyecto. Los costos de operación y mantenimiento se derivan de los recursos humanos y materiales necesarios para operar y mantener en buen estado las instalaciones y se estima el 1% anual del costo de la inversión de los proyectos.

Todos los proyectos deben documentarse con una Ficha Técnica Descriptiva (FTD), la cual contendrá como mínimo la siguiente información: (1) Problemática, (2) Objetivo del Proyecto, (3) Opciones de Solución Evaluadas, (4) Opción 1 y Opción 2, y (5) Conclusiones de la evaluación.

Problemática

En la Zona de Distribución Morelia existe saturación de la capacidad de las Subestaciones Morelos y Morelia Norte por demanda incremental, es necesario realizar estudio para proponer nueva inversión para el año 2018, con las siguientes opciones:

Construcción de nueva Subestación Quinceo

Año de entrada en operación del proyecto: 2018

Característica del proyecto:

- a) Actividades previas.
- b) 1T-3F-20MVA-115/13.8KV-0/6A
- c) LDAT 115KV - 2C - 0.15 KM - 795 ACSR - ENTRADA/SALIDA
- d) CONST. LINEA MT 2.51 KM AL-XLP 500, 6.92 KM ACSR 3/0 Y 1.085 KM ACSR 266 3F-4H (SALIDAS SUBTERRANEAS M.T.)
- e) INSTALACION DE 18 RESTAURADORES TELECONTROLADOS; 18-RPM-110-15.5-630-12000

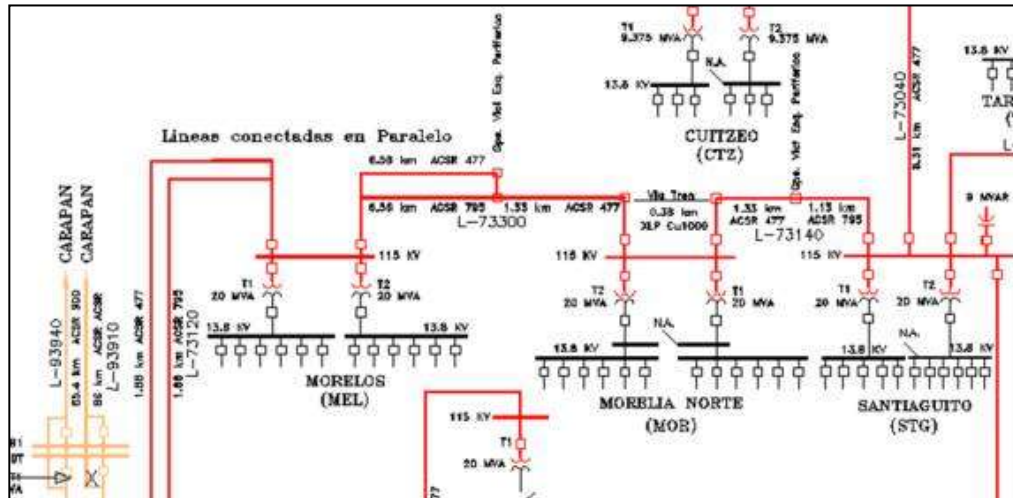
Objetivo del proyecto: Satisfacer la demanda incremental de las RGD

Área de Oportunidad: Factor de utilización mayor a 100%

Elemento	Indicador	Unidad	Valor sin proyecto	Área de oportunidad
MEL - MORELOS	Reserva de capacidad	%	90	0
MOR - MORELIA NORTE	Reserva de capacidad	%	86	0

Justificación técnica: Las Subestaciones Morelos y Morelia Norte presentan una reserva de capacidad mayor al 80%, observando la figura 11.

Figura 11. Diagrama Unifilar Condición Actual Demanda Incremental



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, SIAD Módulo de Inversiones (CFE, 2017)

Opciones de solución evaluadas

OPCIÓN 1:

Construcción de Nueva Subestación Quinceo.

Características:

- a) Actividades previas.
- b) 1T-3F-20MVA-115/13.8KV-0/6A
- c) LDAT 115KV - 2C - 0.15 KM - 795 ACSR - ENTRADA/SALIDA
- d) CONST. LINEA MT 2.51 KM AL-XLP 500, 6.92 KM ACSR 3/0 Y 1.085 KM ACSR 266 3F-4H (SALIDAS SUBTERRANEAS M.T.)
- e) INSTALACION DE 19 RESTAURADORES TELECONTROLADOS; 18-RPM-110-15.5-630-12000

Alcance de la opción de solución:

- a) Actividades previas
- b) Construcción de nueva subestación AT/MT
- c) Construcción de línea de alta tensión
- e) Construcción de circuitos de media tensión

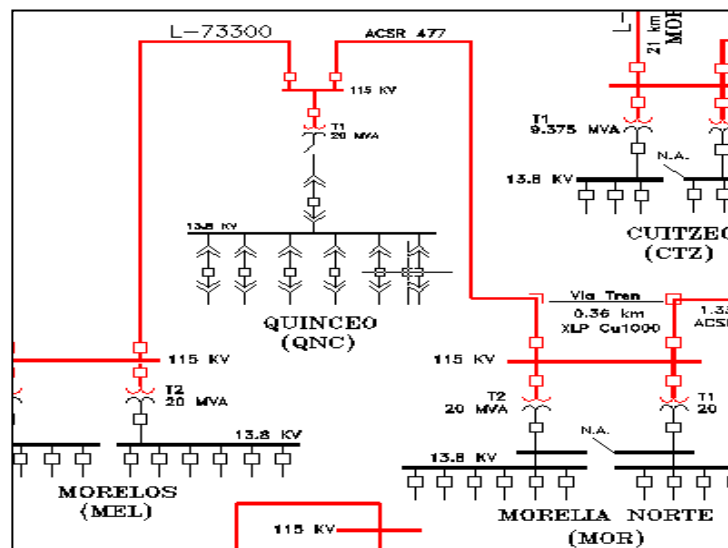
f) Equipo de Protección y Seccionamiento

Metas físicas:

Descripción	Cantidad	Unidad
Construcción de línea MT	8	KM
Línea de Media Tensión Subterránea	2.51	KM
Construcción de nueva subestación	20	MV
Construcción línea AT	0.15	KM
Adquisición de terreno	1	LO
Permisos de impacto ambiental	1	LO
Restauradores	18	PZ

Diagrama eléctrico o esquemático:

Figura 12. Diagrama unifilar de la condición con proyecto (Opción 1)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, SIAD Módulo de Inversiones (CFE, 2017)

Figura 13. Flujos de potencia de la condición con proyecto (Opción 1)

Source Id	Demand				Loss	
	kW	kvar	kVA	pf	kW	%
Feeders for MEL42010						
MEL04020 TRENZADOS MARINOS	3112	320	3129	99	22.3	0.7
Feeders for MEL42020						
MEL04070 DEFENSORES DE PUEBLA	827	118	836	99	0.7	0.1
MEL04080 COL. GUADALUPE	1980	90	1982	100	13.3	0.7
MEL04090 RAFIAS INDUSTRIALES	2298	1255	2619	88	18.9	0.8
MEL04110 NEOPELICULAS MADERO	4044	668	4098	99	38.0	0.9
MEL42020 Totals	9149	2131	9394	97	71.0	0.8
Feeders for MOR42010						
MOR04000 PRADOS VERDES	1615	162	1623	99	4.9	0.3
MOR04010 LAS MARGARITAS	1124	-77	1127	-100	3.3	0.3
MOR04110 POLIFORUM	1361	-73	1363	-100	2.8	0.2
MOR42010 Totals	4100	12	4100	100	11.0	0.3
Feeders for QNC42010						
QNC04010 QUINCEO	1727	-41	1728	-100	13.6	0.8
QNC04020 CENTRAL-ESTADIO	1728	428	1780	97	4.3	0.2
QNC04030 JARDINES DE GUADALUPE	340	-114	359	-95	0.8	0.2
QNC04040 MARIANO ESCOBEDO	1135	245	1161	98	6.0	0.5
QNC04050 LOS LAGOS	992	181	1008	98	2.7	0.3
QNC04060 (CTO. FUTURO)	0	0	0	0	0.0	0.0
QNC42010 Totals	5922	699	5963	99	27.3	0.5

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, SIAD Módulo de Inversiones (CFE, 2017)

Costo de la inversión:

Tabla 5. Presupuesto Total Solución (Opción 1)

PO	TITULO	MATERIALES Y EQUIPO	MANO DE OBRA	SALVAMENTO	TOTAL
120/2017	S.E. QUINCEO, CONST. LINEA MT 2.51 KM AL-XLP 500, 6.92 KM ACSR 3/0 Y 1.085 KM ACSR 266 3F-4H (SALIDAS SUBTERRANEAS M.T.)	8 298 934.33	5 974 013.44	0.00	14 272 947.77
123/2017	S.E. QUINCEO, 1T-3F-20MVA-115/13.8KV-0/6A	24 303 247.51	18 607 565.97	0.00	42 910 813.48
124/2017	S.E. QUINCEO; LDAT 115KV - 2C - 0.15 KM - 795 ACSR - ENTRADA/SALIDA	352 033.01	349 346.92	0.00	701 379.93
125/2017	S.E. QUINCEO ACTIVIDADES PREVIAS.	0.00	1 872 387.65	0.00	1 872 387.65
236/2017	S. E. QUINCEO; INSTALACION DE 19 RESTAURADORES TELECONTROLADOS; 18-RPM-110-15.5-630-12000	5 668 623.90	586 329.03	0.00	6 254 952.93
Total de la Inversión					66 012 481.76

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, SIAD Módulo de Inversiones (CFE, 2017)

Listado de Materiales:

Tabla 6. Materiales presupuestados Solución (Opción 1)

No.	Código	Descripción	UM	Cant
1	0000000152	ABRAZADERA 1BS	PZ	142
2	0000000151	ABRAZADERA UC	PZ	142
3	0000000855	ABRAZADERA UL	PZ	16
4	0000011445	ACEITE AISLANTE	LT	29 000
5	0000733424	AISLADOR 13PDPG1	PZ	461
6	0000279515	AISLADOR 13SHL45N (ASUS 15)	PZ	151
7	0000360791	AISLADOR 27SPC111C	PZ	120
8	0000003200	AISLADOR 27SVC111 (10SVC25)	PZ	39
9	0000067212	AISLADOR 27SVC111C	PZ	3
10	0000000308	AISLADOR 3R	PZ	83
11	0000279522	AISLADOR C-6-550-I	PZ	48
12	0000350303	AISLADOR C-8-125-I	PZ	6
13	0000813545	ALAMBRE AS4	KG	50
14	0000001195	ALAMBRE CU 4	KG	234
15	0000002620	ANCLA C3	PZ	50
16	0000279346	ANTENA DE RADIO OMNIDIRECCIONAL C/10 DB	PZ	1
17	0000009764	ANTENA DIRECCIONAL 10 DB 896-970 MHZ	PZ	1
18	0000793738	APARTARRAYO ADOM-12	PZ	108
19	0000456399	APARTARRAYO ALEA 13	PZ	50
20	0000000761	APARTARRAYO ASOM-12-III-20	PZ	3
21	0000000764	APARTARRAYO ASOM-III-20-96	PZ	9
22	0000351146	BANCO CAPACITORES BCS-3-15-1200	PZ	1
23	0000661252	BCO. BATERIAS PLOMO-ACIDO BP-125-144AH	PZ	1
24	0000000590	CABLE ACSR 266	KG	1 859
25	0000000588	CABLE ACSR 3/0	KG	7 916
26	0000000591	CABLE ACSR 477	KG	250
27	0000008714	CABLE ACSR 795	KG	1 694
28	0000793779	CABLE AG 8 (5/16)	KG	633
29	0000793779	CABLE AG 8 (5/16)	KG	100
30	0000011496	CABLE AL (500)-XLP-15-100	MT	17 937
31	0000006411	CABLE CONTROL 2 X 12	MT	3 000
32	0000000569	CABLE CONTROL 4 X 10	MT	3 000
33	0000007092	CABLE CONTROL 7x14	MT	3 000
34	0000446046	CABLE CU (1/0)-XLP15	M	250
35	0000358255	CABLE CU (1000)-XLP-15-100	MT	400
36	0000661785	CABLE CU (3/0)-XLP-TR15	M	200
37	0000000581	CABLE CU 3/0	KG	4 000
38	0000000581	CABLE CU 3/0	KG	4 564
39	0000069241	CABLE CUF 300	M	216
40	0000544771	CABLE FOAM HELIAX 1/2	MT	100
41	0000012232	CALAVERA Y OJO 113 (25)	PZ	5
42	0000531039	CARGADOR BATERIAS 125VCD	PZ	2
43	0000011039	CONEC.DERIVADOR TIPO L-4/0-4,4/0-4 DC	PZ	50
44	0000007432	CONECTADOR CABLE A SOLERA N	PZ	3
45	0000675201	CONECTADOR CDP 7-10/4-6	PZ	92
46	0000793882	CONECTADOR CRU 13 (3/0)	PZ	108
47	0000000364	CONECTADOR CRU 13 (3/0)	PZ	72
48	0000005756	CONECTADOR GRAPA SOPORTE DESL 2-76-32	PZ	48
49	0000000387	CONECTADOR MET-16	PZ	80
50	0000000387	CONECTADOR MET-16	PZ	2
51	0000000389	CONECTOR BIPARTIDO S2	PZ	1
52	0000010257	CONECTOR COUPLE RECTO INT SOLD 51-51 ALUM	PZ	30
53	0000178269	CONECTOR TIPO T 477-477 A COMP.	PZ	24
54	0000000886	CRUCETA PR-200	PZ	83
55	0000010291	CRUCETA PV-200	PZ	142
56	0000353756	CUCHILLA DESC CSP-125-15-630-V	PZ	54
57	0000649123	CUCHILLA DESC CSV-550C-123-1250-V	PZ	8
58	0000649125	CUCHILLA DESC CSV-550C-123-1250-V-T	PZ	2
59	0000445302	ELECTRODO PARA TIERRA ACS 16	PZ	92
60	0000011053	ELECTRODO SISTEMA TIERRAS	PZ	2
61	0000011053	ELECTRODO SISTEMA TIERRAS	PZ	11
62	0000445362	EMPALME CONTRACTIL EN FRIJO 15 (500)	PZ	35
63	0000279705	EQUIPO DE RADIO TRANSRECEPTOR UHF	PZ	1
64	0000444809	EQUIPO DE RADIOCOMUNICACION DE BASE	PZ	1

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, SIAD Módulo de Inversiones (CFE, 2017)

Descripción de actividades previas:

Dentro del programa del presupuesto de la obra se debe de considerar los gastos por liberación de permisos ante dependencias, gastos por compra de terreno, gastos por documentación certificada entre otros.

Conceptos:

- a) Levantamiento topográfico
- b) Copias de Escrituras Certificadas
- c) Pagos por permisos ante otras dependencias
- d) Avalúo
- e) Notario
- f) Compra del Terreno

Insumos de la evaluación económica:

Tabla 7. Indicadores de Confiabilidad afectados Sin Proyecto

Elementos del área de estudio (circuitos) Sin Proyecto													
Núm.	Tipo	Elemento Sub. Cto. Bco.			Demanda (kW)	FP	FC	Pérdidas (kW)	Pérdidas (kWh)	ENS (kWh)	SAIDI (min)	SAIFI	CAIDI
1	E	MEL	04020	T1	4 608	0.96	0.5	54.5	137 258.25	2 509.44	65.35	1.54	42.42
2	E	MEL	04070	T2	2 561	1	0.6	31.6	109 619.14	438.7	17.13	0.47	36.72
3	E	MEL	04080	T2	2 010	1	0.65	13.8	55 201.09	67.28	3.09	0.13	23
4	E	MEL	04090	T2	2 070	0.98	0.63	11.1	41 993.31	3.48	0.16	0.01	24.11
5	E	MEL	04110	T2	4 813	0.99	0.74	57.3	289 352.94	0	0	0	0
6	E	MOR	04000	T1	2 077	0.98	0.59	10.4	35 018.56	0	0	0	0
7	E	MOR	04010	T1	1 800	0.99	0.59	12.2	41 079.46	0	0	0	0
8	E	MOR	04110	T1	2 356	0.99	0.63	14.2	53 721.17	1 709.15	69.09	0.9	76.68
9	N	QNC	04010	T1	0	0	0.62	0	0	0	0	0	0
10	N	QNC	04020	T1	0	0	0.62	0	0	0	0	0	0
11	N	QNC	04030	T1	0	0	0.62	0	0	0	0	0	0
12	N	QNC	04040	T1	0	0	0.62	0	0	0	0	0	0
13	N	QNC	04050	T1	0	0	0.62	0	0	0	0	0	0
14	N	QNC	04060	T1	0	0	0.62	0	0	0	0	0	0
Totales					22 295	7.89	8.65	205.1	763 243.92	4 728.05			

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, SIAD Módulo de Inversiones (CFE, 2017)

Tabla 8. Indicadores de Confiabilidad mejorados (Opción 1)

Elementos del área de estudio (circuitos) Con Proyecto													
Núm.	Tipo	Elemento Sub. Cto. Bco.			Demanda (kW)	FP	FC	Pérdidas (kW)	Pérdidas (kWh)	ENS (kWh)	SAIDI (min)	SAIFI	CAIDI
1	E	MEL	04020	T1	3 112	0.99	0.5	22.3	56 162.55	0	0	0	0
2	E	MEL	04070	T2	827	0.98	0.6	0.7	2 428.27	0	0	0	0
3	E	MEL	04080	T2	1 980	1	0.65	13.3	53 201.05	0	0	0	0
4	E	MEL	04090	T2	2 298	0.88	0.63	18.9	71 502.12	0	0	0	0
5	E	MEL	04110	T2	4 044	1	0.74	38	191 892	0	0	0	0
6	E	MOR	04000	T1	1 615	0.99	0.59	4.9	16 499.13	0	0	0	0
7	E	MOR	04010	T1	1 124	1	0.59	3.3	11 111.66	0	0	0	0
8	E	MOR	04110	T1	1 361	1	0.63	2.8	10 592.91	0	0	0	0
9	N	QNC	04010	T1	1 728	1	0.62	14.8	54 418.45	0	0	0	0
10	N	QNC	04020	T1	1 728	0.96	0.62	4.7	17 281.54	0	0	0	0
11	N	QNC	04030	T1	340	0.9	0.62	0.8	2 941.54	0	0	0	0
12	N	QNC	04040	T1	1 135	0.96	0.62	6.6	24 267.69	0	0	0	0
13	N	QNC	04050	T1	992	0.97	0.62	2.9	10 663.07	0	0	0	0
14	N	QNC	04060	T1	1 061	1	0.62	2.9	10 663.07	0	0	0	0
		Totales			23 345	13.63	8.65	136.9	533 625.05	0			

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, SIAD Módulo de Inversiones (CFE, 2017)

Resultados de la evaluación económica de la opción de solución:

Tabla 9. Evaluación Económica (Opción 1)

Evaluación económica de proyectos de inversión			
Tipo de Evaluación		Costo Beneficio MT	
Año de las variables		2017	
División de Distribución		DIVISION CENTRO OCCIDENTE	
Número de proyecto		46/2017	
Número de opción de solución		3	
Inversión (miles de \$)		66 012.48	
Insumos para el cálculo de beneficios			
Factor de carga		0.62	
Factor de pérdidas		0.42	
Tasa de crecimiento		2.6	
Año de saturación de la energía incremental		17	
		Sin Proyecto	Con Proyecto
Pérdidas de energía (kWh/año)		763 243.92	533 625.05
Energía No servida (kWh/año)		4 728.05	0
Resultados de costos y beneficios al primer año			
		kWh/año	Costos (miles \$)
			Beneficios (miles \$)
Operación y mantenimiento			660.12
Beneficios por reducción de pérdidas Técnicas	[Bpe]	362 453.27	405.59
Beneficios por reducción de energía no servida	[Bens]	4 728.05	235.08
Beneficios por energía incremental	[Bei]	0	0
Beneficios por reducción de pérdidas no técnicas	[Bpe]nt	0	0
Total			660.12
			640.67
Indicadores económicos de la evaluación económica de CFE al año 30			
VPN		miles de \$	40 807.78
TIR		%	12.87
IR			1.19
Costo / Eficiencia (Reducción Pérdidas)		\$/kWh	182.13
Costo / Eficiencia (Reducción ENS)		\$/kWh	13 961.88
CAE		miles de \$	23 058.37

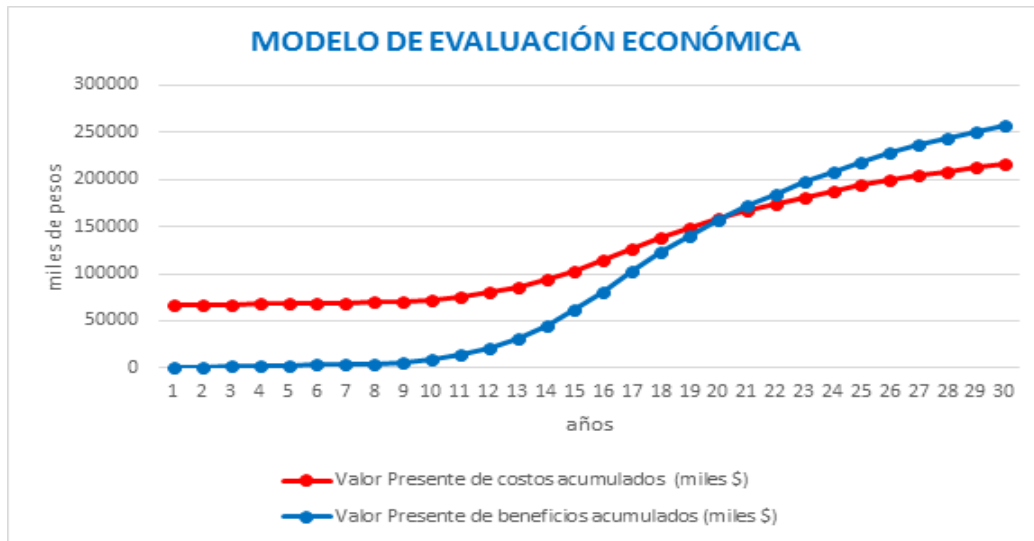
Fuente: Comisión Federal de Electricidad, SIAD Módulo de Inversiones (CFE, 2017)

Tabla 10. Comportamiento de la Evaluación Económica a 30 años (Opción 1)

PERIODO	Costo de la inversión inicial (miles \$)	Costos de Operación y Mantto. (miles \$)	Costos Energía (miles \$)	Costos totales (miles \$)	Valor presente de Costos (miles \$)	Valor presente de Costos acumulados (miles \$)	Bpe (miles \$)	Bens (miles \$)	Bel (miles \$)	Beneficios totales (miles \$)	Valor presente de Beneficios (miles \$)	Valor presente de Beneficios acumulados (miles \$)	Valor presente de Flujo Neto Acumulado (miles \$)
0	66 012.48	0.0	0.0	66 012.48	66 012.48	66 012.48	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-66 012.48
1	0.0	660.12	0.0	660.12	599.73	66 612.21	405.59	235.08	0.0	640.67	582.06	582.06	-66 030.16
2	0.0	660.12	0.0	660.12	544.86	67 157.08	448.86	235.08	0.0	683.95	564.53	1 146.58	-66 010.5
3	0.0	660.12	0.0	660.12	495.02	67 652.09	472.2	235.08	0.0	707.29	530.38	1 676.96	-65 975.13
4	0.0	660.12	0.0	660.12	449.73	68 101.82	496.76	235.08	0.0	731.84	498.59	2 175.55	-65 926.27
5	0.0	660.12	0.0	660.12	408.58	68 510.41	522.59	235.08	0.0	757.67	468.96	2 644.51	-65 865.89
6	0.0	660.12	6.83	666.95	375.04	68 885.45	549.76	235.08	11.84	796.69	448.0	3 092.51	-65 792.94
7	0.0	660.12	136.77	796.9	407.12	69 292.56	578.35	235.08	237.35	1 050.79	536.83	3 629.34	-65 663.23
8	0.0	660.12	663.25	1 323.37	614.23	69 906.79	578.35	235.08	1 151.02	1 964.45	911.78	4 541.12	-65 365.68
9	0.0	660.12	1 822.29	2 482.42	1 046.78	70 953.57	578.35	235.08	3 162.46	3 975.89	1 676.54	6 217.66	-64 735.91
10	0.0	660.12	3 982.96	4 643.09	1 778.76	72 732.33	578.35	235.08	6 912.14	7 725.58	2 959.66	9 177.31	-63 555.02
11	0.0	660.12	7 663.39	8 323.51	2 897.0	75 629.33	578.35	235.08	13 299.24	14 112.67	4 911.91	14 089.23	-61 540.1
12	0.0	660.12	13 128.56	13 788.69	4 360.09	79 989.41	578.35	235.08	22 783.65	23 597.08	7 461.58	21 550.8	-58 438.61
13	0.0	660.12	20 300.87	20 960.99	6 021.65	86 011.06	578.35	235.08	35 230.66	36 044.09	10 354.7	31 905.5	-54 105.56
14	0.0	660.12	29 033.85	29 693.98	7 750.02	93 761.08	578.35	235.08	50 386.1	51 199.53	13 362.89	45 268.4	-48 492.69
15	0.0	660.12	39 190.61	39 850.74	9 449.35	103 210.43	578.35	235.08	68 012.41	68 825.84	16 319.88	61 588.28	-41 622.15
16	0.0	660.12	50 725.59	51 385.71	11 069.78	114 280.21	578.35	235.08	88 030.5	88 843.94	19 139.22	80 727.5	-33 552.7
17	0.0	660.12	63 641.09	64 301.22	12 584.81	126 865.02	578.35	235.08	110 444.41	111 257.84	21 775.0	102 502.51	-24 362.52
18	0.0	660.12	63 763.97	64 424.09	11 455.31	138 320.33	578.35	235.08	110 657.65	111 471.09	19 820.78	122 323.29	-15 997.04
19	0.0	660.12	63 763.97	64 424.09	10 407.3	148 727.63	578.35	235.08	110 657.65	111 471.09	18 007.44	140 330.73	-8 396.9
20	0.0	660.12	63 763.97	64 424.09	9 455.16	158 182.79	578.35	235.08	110 657.65	111 471.09	16 359.98	156 690.71	-1 492.08
21	0.0	660.12	63 763.97	64 424.09	8 590.14	166 772.93	578.35	235.08	110 657.65	111 471.09	14 863.26	171 553.97	4 781.04
22	0.0	660.12	63 763.97	64 424.09	7 804.25	174 577.18	578.35	235.08	110 657.65	111 471.09	13 503.46	185 057.42	10 480.25
23	0.0	660.12	63 763.97	64 424.09	7 090.26	181 667.43	578.35	235.08	110 657.65	111 471.09	12 268.06	197 325.49	15 658.05
24	0.0	660.12	63 763.97	64 424.09	6 441.59	188 109.03	578.35	235.08	110 657.65	111 471.09	11 145.69	208 471.18	20 362.15
25	0.0	660.12	63 763.97	64 424.09	5 852.27	193 961.29	578.35	235.08	110 657.65	111 471.09	10 126.0	218 597.18	24 635.89
26	0.0	660.12	63 763.97	64 424.09	5 316.86	199 278.15	578.35	235.08	110 657.65	111 471.09	9 199.6	227 796.78	28 518.63
27	0.0	660.12	63 763.97	64 424.09	4 830.43	204 108.59	578.35	235.08	110 657.65	111 471.09	8 357.96	236 154.74	32 046.15
28	0.0	660.12	63 763.97	64 424.09	4 388.51	208 497.1	578.35	235.08	110 657.65	111 471.09	7 593.31	243 748.05	35 250.95
29	0.0	660.12	63 763.97	64 424.09	3 987.02	212 484.12	578.35	235.08	110 657.65	111 471.09	6 898.62	250 646.67	38 162.55
30	0.0	660.12	63 763.97	64 424.09	3 622.26	216 106.38	578.35	235.08	110 657.65	111 471.09	6 267.48	256 914.16	40 807.78

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, SIAD Módulo de Inversiones (CFE, 2017)

Figura 14. Punto de Equilibrio en la Evaluación Económica (Opción 1)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, SIAD Módulo de Inversiones (CFE, 2017)

OPCIÓN 2

Sustitución de transformador de potencia existente en Subestación Morelos por capacidad.

Descripción corta:

Opción 2; Sustitución de un transformador de 20 MVA por uno de 30 MVA.

Características:

- a) SUST. 1T-3F-20MVA-115/13.8KV POR 1T-3F-30MVA.
- b) CONSTRUCCION DE 2 ALIMENTADORES 13 KV MEL-4120 JARDINES DE GUADALUPE Y MEL-4130 CORREDOR INDUSTRIAL
- c) CONSTRUCCION LMT; 4.4KM-1C-3F-4H-15KV-500-ALXLP;0.652KM-1C-3F-4H-15KV-336-AWG-ACSR-PC.
- d) INSTALACION DE 6 RESTAURADORES TELECONTROLADOS; 6-RPM-110-15.5-630-12000

Alcance de la opción de solución:

Incluye los siguientes conceptos:

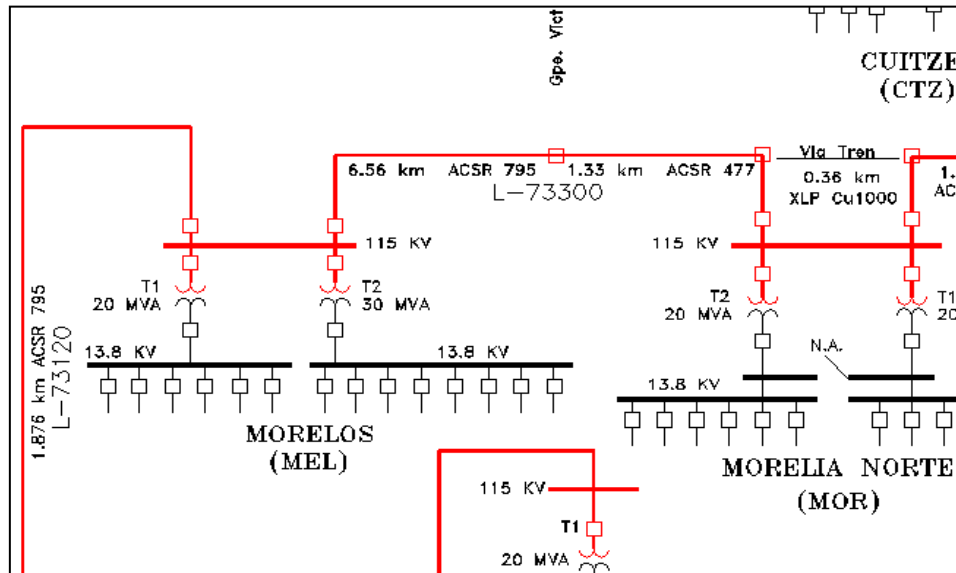
- a) Ampliar la capacidad de transformación AT/MT
- b) Construcción de línea MT
- c) Equipo de Protección y Seccionamiento

Metas físicas:

<u>Descripción</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Unidad</u>
Reemplazo de Transformador	1	PZ
Interruptor de Potencia MT	2	PZ
Línea de media tensión subterránea	4.4	KM
Construcción de línea MT	0.652	KM
Restauradores	6	PZ

Diagrama eléctrico o esquemático:

Figura 15. Diagrama unifilar de la condición con proyecto (Opción 2)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, SIAD Módulo de Inversiones (CFE, 2017)

Figura 16. Flujos de potencia de la condición sin proyecto (Opción 2)

Source Id	Demand				Loss	
	kW	kvar	kVA	pf	kW	%
Feeders for MEL42010						
MEL04020 RAFIAS INDUSTRIALES	4608	1344	4800	96	54.5	1.2
Feeders for MEL42020						
MEL04070 QUINCEO	2561	100	2563	100	31.6	1.2
MEL04080 COL. GUADALUPE	2010	100	2013	100	13.8	0.7
MEL04090 CENTRAL - ESTADIO	2070	295	2091	99	11.1	0.5
MEL04110 FIDEL VELAZQUEZ	4813	977	4911	98	57.3	1.2
MEL42020 Totals	11454	1472	11548	99	113.7	1.0

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, SIAD Módulo de Inversiones (CFE, 2017)

Figura 17. Flujos de potencia de la condición con proyecto (Opción 2)

Source Id	Demand				Loss	
	kW	kvar	kVA	pf	kW	%
Feeders for MEL42010						
MEL04020 TRENZADOS MARINOS	3112	320	3129	99	22.5	0.7
Feeders for MEL42020						
MEL04070 DEFENSORES DE PUEBLA	827	118	836	99	0.7	0.1
MEL04080 COL. GUADALUPE	1980	90	1982	100	13.3	0.7
MEL04090 CENTRAL - ESTADIO	2070	295	2091	99	11.1	0.5
MEL04110 FIDEL VELAZQUEZ	4044	668	4098	99	38.0	0.9
MEL04120 QUINCEO	1767	-49	1767	-100	27.3	1.5
MEL04130 RAFIAS INDUSTRIALES	2365	1311	2704	87	20.2	0.9
MEL42020 Totals	13053	2433	13277	98	110.6	0.8

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, SIAD Módulo de Inversiones (CFE, 2017)

Costo de la inversión:

Figura 18. Presupuesto total Solución (Opción 2)

PO	TITULO	MATERIALES Y EQUIPO	MANO DE OBRA	SALVAMENTO	TOTAL
129/2017	SE MEL, SUST. 1T-3F-20MVA-115/13.8KV POR 1T-3F-30MVA.	10 674 932.68	3 091 887.60	800 000.00	12 966 820.28
130/2017	S.E. MORELOS, CONSTRUCCION DE 2 ALIMENTADORES 13 KV MEL-4120 JARDINES DE GUADALUPE Y MEL-4130 CORREDOR INDUSTRIAL	1 161 164.55	941 756.71	0.00	2 102 921.26
131/2017	S.E. MORELOS, CONST. LINEA MT; 4.4 km - 1C - 3F - 4H - 15 kV - 500 KCM - AL XLP; 0.652 km - 1C-3F - 4H - 15 kV - 336 - AWG - ACSR - PC.	1 775 372.84	1 916 793.66	0.00	3 692 166.50
247/2017	S. E. QUINCEO; INSTALACION DE 6 RESTAURADORES TELECONTROLADOS; 6-RPM-110-15.5-630-12000	1 892 044.62	195 642.80	0.00	2 087 687.42
Total de la Inversión					21 649 595.46

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, SIAD Módulo de Inversiones (CFE, 2017)

Listado de Materiales:

Figura 19. Materiales presupuestados Solución (Opción 2)

No.	Código	Descripción	UM	Cant
1	000000152	ABRAZADERA 1BS	PZ	11
2	000000151	ABRAZADERA UC	PZ	11
3	000000855	ABRAZADERA UL	PZ	1
4	0000733424	AISLADOR 13PDPG1	PZ	35
5	0000279515	AISLADOR 13SHL45N (ASUS 15)	PZ	11
6	000000308	AISLADOR 3R	PZ	6
7	0000657192	AISLADOR DE NEOPRENO PARA MENSULA	PZ	684
8	0000813545	ALAMBRE AS4	KG	10
9	0000793736	ALAMBRE CU 4	KG	18
10	0000001195	ALAMBRE CU 4	KG	18
11	0000002620	ANCLA C3	PZ	3
12	0000793738	APARTARRAYO ADOM-12	PZ	36
13	0000456399	APARTARRAYO ALEA 13	PZ	3
14	0000001224	CABLE ACSR 336	KG	1 416
15	0000793779	CABLE AG 8 (5/16)	KG	30
16	0000793788	CABLE AL (500)-XLP-15-100	MT	4 550
17	0000654988	CABLE CUF - 1/0	MT	58
18	0000069241	CABLE CUF 300	M	72
19	0000003771	CONEC.DERIVADOR TIPO 3-2/0-2	PZ	6
20	0000011039	CONEC.DERIVADOR TIPO L-4/0-4,4/0-4 DC	PZ	3
21	0000003238	CONECT.P/VARILLA 5/8	PZ	58
22	0000675201	CONECTADOR CDP 7-10/4-6	PZ	7
23	0000000364	CONECTADOR CRU 13 (3/0)	PZ	3
24	0000793882	CONECTADOR CRU 13 (3/0)	PZ	36
25	0000675206	CONECTADOR CRU 18 (336)	PZ	1
26	0000004176	CONECTADOR DERIVADOR TIPO L 2/0-6-1/0-10	PZ	6
27	0000000387	CONECTADOR MET-16	PZ	7
28	0000000387	CONECTADOR MET-16	PZ	6
29	0000445273	CONECTADOR MULTIPLE MT 15-600-ST 3	PZ	3
30	0000001029	CONECTOR TIPO CODO 600 (15-ST)500	PZ	9
31	0000010779	CORREDERA FIERRO GALVANIZADO	PZ	228
32	0000000886	CRUCETA PR-200	PZ	6
33	0000010291	CRUCETA PV-200	PZ	11
34	0000353756	CUCHILLA DESC CSP-125-15-630-V	PZ	18
35	0000445302	ELECTRODO PARA TIERRA ACS 16	PZ	7
36	0000011053	ELECTRODO SISTEMA TIERRAS	PZ	6
37	0000435117	EMPALME TERMOCONTRACTIL 15 (500)	PZ	27
38	0000000181	GRAPA REMATE RAL 8	PZ	11
39	0000000238	GUARDACABO G2	PZ	6
40	0000446946	INT DE POT IS-SF6-650C-145-1250-20	PZ	2
41	0000445140	MENSULA CS 35	PZ	228
42	0000000209	MOLDURA RE	PZ	3
43	0000000210	OJO RE	PZ	7
44	0000000216	PERNO ANCLA 1PA	PZ	3
45	0000000225	PERNO DR 16X457	PZ	10
46	0000000165	PLACA 1PC	PZ	6
47	0000010784	PLACA PR	PZ	33
48	0000000650	POSTE DE CONCRETO PCR-12-750	PZ	13
49	0000000234	PROTECTOR PARA RETENIDA R1	PZ	3
50	0000794189	REGISTRO CONCRETO RMTB4	PZ	57
51	0000000299	REMATE P AG9	PZ	19
52	0000010930	REMATE PRA 9,5 (3/8")	PZ	6
53	0000649777	RESTAURADOR RPM-110-15.5-630-12000	PZ	6
54	0000000918	TIRANTE T2	PZ	11
55	0000000483	TORNILLO MAQUINA 16X152	PZ	2
56	0000353291	TORNILLO MAQUINA 16X76	PZ	22
57	0000446447	TRANSF TS-18-115-13,8-(550-125)	PZ	1
58	0000280157	UTR TIPO POSTE	PZ	6
59	0000000421	VARILLA P/TIERRA ACS 5/8	PZ	58

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, SIAD Módulo de Inversiones (CFE, 2017)

Insumos de la evaluación económica:

Tabla 11. Indicadores de Confiabilidad afectados Sin Proyecto

Elementos del área de estudio (circuitos) Sin Proyecto													
Núm.	Tipo	Elemento Sub. Cto. Bco.			Demanda (kW)	FP	FC	Pérdidas (kW)	Pérdidas (kWh)	ENS (kWh)	SAIDI (min)	SAIFI	CAIDI
1	E	MEL	04020	T1	4 608	0.96	0.5	78.55	197 828.17	2 509.44	65.35	1.54	42.42
2	E	MEL	04070	T2	2 561	1	0.6	26.91	93 349.71	438.7	17.13	0.47	36.72
3	E	MEL	04080	T2	2 010	1	0.65	13.46	53 841.06	67.28	3.09	0.13	23
4	E	MEL	04090	T2	2 070	0.98	0.63	12.49	47 251.93	3.48	0.16	0.01	24.11
5	E	MEL	04110	T2	4 813	0.99	0.74	37.9	191 387.03	0	0	0	0
6	N	MEL	04120	T1	0	0	0.62	0	0	0	0	0	0
7	N	MEL	04130	T1	0	0	0.62	0	0	0	0	0	0
Totales					16 062	4.93	4.36	169.31	583 657.9	3 018.9			

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, SIAD Módulo de Inversiones (CFE, 2017)

Tabla 12. Indicadores de Confiabilidad mejorados (Opción 2)

Elementos del área de estudio (circuitos) Con Proyecto													
Núm.	Tipo	Elemento Sub. Cto. Bco.			Demanda (kW)	FP	FC	Pérdidas (kW)	Pérdidas (kWh)	ENS (kWh)	SAIDI (min)	SAIFI	CAIDI
1	E	MEL	04020	T1	3 112	0.99	0.5	22.5	56 666.25	1 694.74	65.35	1.54	42.41
2	E	MEL	04070	T2	827	0.99	0.6	0.7	2 428.27	141.67	17.13	0.47	36.74
3	E	MEL	04080	T2	1 980	1	0.65	13.3	53 201.05	66.28	3.09	0.13	23.01
4	E	MEL	04090	T2	2 070	0.99	0.63	11.1	41 993.31	3.48	0.16	0.01	24.24
5	E	MEL	04110	T2	4 044	0.99	0.74	38	191 892	0	0	0	0
6	N	MEL	04120	T1	1 767	1	0.62	27.3	100 379.98	0	0	0	0
7	N	MEL	04130	T1	2 365	0.87	0.62	0	0	0	0	0	0
Totales					16 165	6.83	4.36	112.9	446 560.86	1 906.17			

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, SIAD Módulo de Inversiones (CFE, 2017)

Resultados de la evaluación económica de la opción de solución:

Tabla 13. Evaluación Económica (Opción 2)

Evaluación económica de proyectos de inversión			
Tipo de Evaluación		Costo Beneficio MT	
Año de las variables		2017	
División de Distribución		DIVISION CENTRO OCCIDENTE	
Número de proyecto		46/2017	
Número de opción de solución		4	
Inversión (miles de \$)		20 850.11	
Insumos para el cálculo de beneficios			
Factor de carga		0.62	
Factor de pérdidas		0.43	
Tasa de crecimiento		2.6	
Año de saturación de la energía incremental		14	
		Sin Proyecto	Con Proyecto
Pérdidas de energía (kWh/año)		583 657.9	446 560.86
Energía No servida (kWh/año)		3 018.9	1 906.17
Resultados de costos y beneficios al primer año			
		kWh/año	Costos (miles \$)
			Beneficios (miles \$)
Operación y mantenimiento			208.5
Beneficios por reducción de pérdidas Técnicas	[Bpe]	124 518.86	139.34
Beneficios por reducción de energía no servida	[Bens]	1 112.73	55.33
Beneficios por energía incremental	[Bei]	0	0
Beneficios por reducción de pérdidas no técnicas	[Bpe]nt	0	0
Total			208.5
			194.67
Indicadores económicos de la evaluación económica de CFE al año 30			
VPN		miles de \$	23 091.1
TIR		%	14.68
IR			1.28
Costo / Eficiencia (Reducción Pérdidas)		\$/kWh	167.45
Costo / Eficiencia (Reducción ENS)		\$/kWh	18 737.79
CAE		miles de \$	8 762.15

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, SIAD Módulo de Inversiones (CFE, 2017)

Tabla 14. Comportamiento de la Evaluación Económica a 30 años (Opción 2)

PERIODO	Costo de la inversión inicial (miles \$)	Costos de Operación y Mantto (miles \$)	Costos Energía (miles \$)	Costos totales (miles \$)	Valor presente de Costos (miles \$)	Valor presente de Costos acumulados (miles \$)	Bpe (miles \$)	Bens (miles \$)	Bei (miles \$)	Beneficios totales (miles \$)	Valor presente de Beneficios (miles \$)	Valor presente de Beneficios acumulados (miles \$)	Valor presente de Flujo Neto Acumulado (miles \$)
0	20 850.11	0.0	0.0	20 850.11	20 850.11	20 850.11	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-20 850.11
1	0.0	208.5	0.0	208.5	189.43	21 039.53	139.34	55.33	0.0	194.66	176.85	176.85	-20 862.68
2	0.0	208.5	0.0	208.5	172.1	21 211.63	154.2	55.33	0.0	209.53	172.95	349.8	-20 861.83
3	0.0	208.5	0.0	208.5	156.35	21 367.98	162.22	55.33	0.0	217.55	163.14	512.94	-20 855.04
4	0.0	208.5	0.0	208.5	142.05	21 510.03	170.66	55.33	0.0	225.98	153.96	666.89	-20 843.13
5	0.0	208.5	0.0	208.5	129.05	21 639.08	179.53	55.33	0.0	234.86	145.37	812.26	-20 826.82
6	0.0	208.5	0.0	208.5	117.25	21 756.32	188.87	55.33	0.0	244.19	137.32	949.58	-20 806.75
7	0.0	208.5	52.18	260.68	133.17	21 889.5	198.69	55.33	90.55	344.56	176.03	1 125.61	-20 763.89
8	0.0	208.5	306.47	514.97	239.02	22 128.51	209.02	55.33	531.85	796.2	369.55	1 495.15	-20 633.36
9	0.0	208.5	949.1	1 157.6	488.13	22 616.65	209.02	55.33	1 647.09	1 911.44	806.01	2 301.16	-20 315.48
10	0.0	208.5	2 174.33	2 382.83	912.86	23 529.5	209.02	55.33	3 773.38	4 037.73	1 546.85	3 848.01	-19 681.49
11	0.0	208.5	4 292.76	4 501.26	1 566.66	25 096.17	209.02	55.33	7 449.77	7 714.11	2 684.9	6 532.91	-18 563.26
12	0.0	208.5	7 604.14	7 812.64	2 470.42	27 566.58	209.02	55.33	13 196.42	13 460.77	4 256.4	10 789.3	-16 777.28
13	0.0	208.5	12 098.12	12 306.62	3 535.43	31 102.01	209.02	55.33	20 995.39	21 259.74	6 107.47	16 896.77	-14 205.24
14	0.0	208.5	17 652.85	17 861.35	4 661.75	35 763.76	209.02	55.33	30 635.22	30 899.57	8 064.67	24 961.45	-10 802.31
15	0.0	208.5	22 588.08	22 796.58	5 405.49	41 169.25	209.02	55.33	39 199.95	39 464.29	9 357.72	34 319.16	-6 850.09
16	0.0	208.5	22 588.08	22 796.58	4 910.96	46 080.21	209.02	55.33	39 199.95	39 464.29	8 501.6	42 820.77	-3 259.45
17	0.0	208.5	22 588.08	22 796.58	4 461.67	50 541.88	209.02	55.33	39 199.95	39 464.29	7 723.82	50 544.58	2.7
18	0.0	208.5	22 588.08	22 796.58	4 053.48	54 595.36	209.02	55.33	39 199.95	39 464.29	7 017.19	57 561.77	2 966.4
19	0.0	208.5	22 588.08	22 796.58	3 682.64	58 278.01	209.02	55.33	39 199.95	39 464.29	6 375.2	63 936.97	5 658.96
20	0.0	208.5	22 588.08	22 796.58	3 345.73	61 623.73	209.02	55.33	39 199.95	39 464.29	5 791.95	69 728.92	8 105.19
21	0.0	208.5	22 588.08	22 796.58	3 039.64	64 663.37	209.02	55.33	39 199.95	39 464.29	5 262.06	74 990.99	10 327.62
22	0.0	208.5	22 588.08	22 796.58	2 761.55	67 424.91	209.02	55.33	39 199.95	39 464.29	4 780.65	79 771.64	12 346.72
23	0.0	208.5	22 588.08	22 796.58	2 508.9	69 933.82	209.02	55.33	39 199.95	39 464.29	4 343.28	84 114.92	14 181.1
24	0.0	208.5	22 588.08	22 796.58	2 279.37	72 213.18	209.02	55.33	39 199.95	39 464.29	3 945.93	88 060.85	15 847.66
25	0.0	208.5	22 588.08	22 796.58	2 070.84	74 284.02	209.02	55.33	39 199.95	39 464.29	3 584.93	91 645.77	17 361.75
26	0.0	208.5	22 588.08	22 796.58	1 881.38	76 165.4	209.02	55.33	39 199.95	39 464.29	3 256.95	94 902.72	18 737.32
27	0.0	208.5	22 588.08	22 796.58	1 709.26	77 874.66	209.02	55.33	39 199.95	39 464.29	2 958.98	97 861.71	19 987.05
28	0.0	208.5	22 588.08	22 796.58	1 552.88	79 427.54	209.02	55.33	39 199.95	39 464.29	2 688.27	100 549.98	21 122.44
29	0.0	208.5	22 588.08	22 796.58	1 410.81	80 838.36	209.02	55.33	39 199.95	39 464.29	2 442.33	102 992.31	22 153.95
30	0.0	208.5	22 588.08	22 796.58	1 281.74	82 120.1	209.02	55.33	39 199.95	39 464.29	2 218.89	105 211.2	23 091.1

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, SIAD Módulo de Inversiones (CFE, 2017)

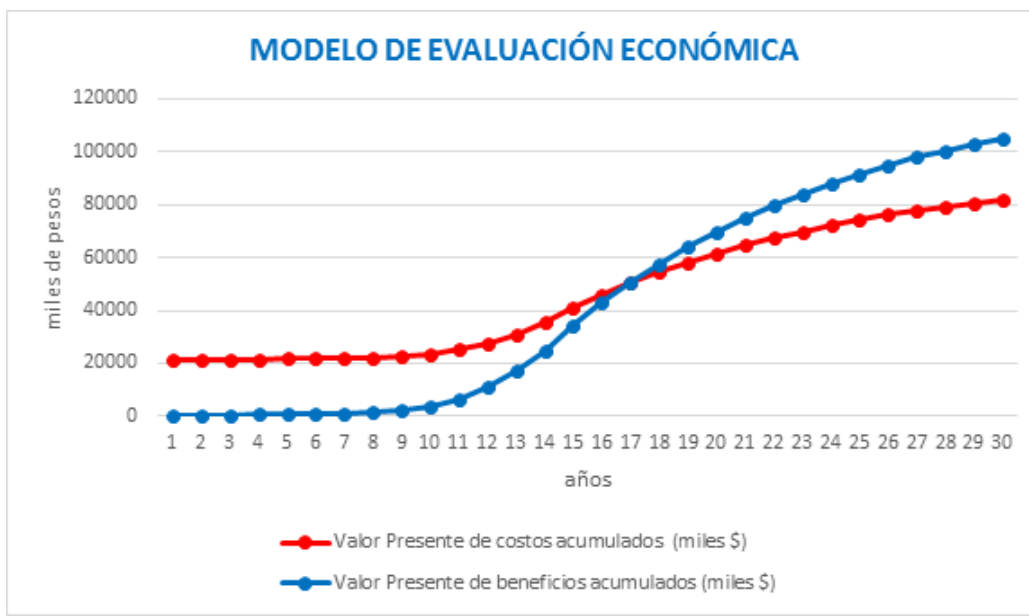


Figura 20. Punto de Equilibrio

en la Evaluación Económica (Opción 2)

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, SIAD Módulo de Inversiones (CFE, 2017)

Conclusiones de la evaluación económica:

No. Opción	Solución	Descripción Corta	IR	TIR (%)	VPN (Miles Pesos)	Costo / Eficiencia (Miles Pesos)	CAE
1	S.E. QUINCEO, Nuevas subestaciones	Opción 1; Construcción de Nueva Subestación Quinceo.	1.19	12.87	40 807.78	14 144.01	23 058.37
2	S.E. MORELOS, Sustitución de transformador de potencia existente por capacidad	Opción 2; Sustitución de un transformador de 20 MVA por uno de 30 MVA.	1.28	14.68	23 091.1	18 905.24	8 762.15

Del análisis económico realizado a las opciones 1 y 2 de solución, se determina que la opción número 1 presenta los mayores beneficios económicos, obteniéndose un Valor Presente Neto (VPN) positivo a partir del año 0 y continuando así hasta el total de la vida útil del proyecto al año 30 de \$ 40,807.78 MDP; un valor de Índice de Rentabilidad (IR) de 1.19 lo que representa el beneficio obtenido por cada peso invertido en el proyecto, un rendimiento mínimo esperado del proyecto con una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 12.87 %, y Costo Anual Equivalente (CAE) de \$ 23,058.37; por lo tanto se considera al proyecto viable económicamente.

Beneficios asociados al proyecto

El resultado del análisis técnico muestra el **diagnóstico** para resolver un problema de **demanda incremental**, ya que las Subestaciones Morelos y Morelia Norte presentan una saturación de capacidad mayor al 80%, situación que de mantenerse en estas condiciones ocasionaría problemas en la capacidad disponible para la atención de nuevas solicitudes; por lo que la construcción de la nueva Subestación Quinceo garantiza la continuidad en el sistema eléctrico.

Operativamente se espera tener una reducción en los índices de continuidad del sistema eléctrico, al reducir los usuarios afectados en caso de contingencias, por lo tanto se considera al proyecto viable técnicamente.

Otro beneficio asociado es *eficiencia operativa*, con la reducción de **pérdidas de energía**, debido a que la condición de alojamiento de carga en las Subestaciones Morelos y Morelia Norte y la falta de nuevos circuitos provocan pérdidas de energía de 763,243.92 kWh/año, con este nuevo proyecto se espera tener una reducción de pérdidas técnicas de 362,453.27 kWh/año y reducción de energía no servida de 1,112.73 kWh/año.

3.4. Estudio de Mercado

Para muchos autores en general, y para NAFIN en particular, el estudio de mercado representa una parte fundamental en la elaboración de un proyecto de inversión, ya

que permite analizar la reacción del medio externo al producto de una empresa, tomando en cuenta las características de los consumidores, competidores y de los medios por los cuales llega el producto al consumidor final, con la finalidad de determinar las necesidades para poder así preparar un plan de comercialización.

El estudio de mercado es el punto de partida para el desarrollo de los capítulos posteriores, especialmente los estudios técnico y financiero. Se compone de la descripción del producto, la segmentación del mercado, análisis de la oferta y la demanda, y análisis de precios y comercialización.

3.4.1. Identificación del Servicio

3.4.1.1. Características

Por mandato federal la Comisión Federal de Electricidad tiene el monopolio en transmisión y distribución de energía eléctrica, y con fundamento en el Artículo 5 del ACUERDO de creación de la empresa Productiva Subsidiaria CFE Distribución y todas sus Divisiones con sus Unidades de Negocios, tendrán las funciones de:

- Prestar el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de conformidad con lo previsto en la legislación aplicable;
- Operar las Redes Generales de Distribución conforme a las instrucciones del CENACE;
- Cumplir con las obligaciones de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad que emita la CRE;
- Llevar a cabo los proyectos de ampliación y modernización de las Redes Generales de Distribución que se incluyan en los programas correspondientes, previa instrucción de la SENER;
- Formar asociaciones o celebrar contratos necesarios para llevar a cabo, entre otros, el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la

infraestructura necesaria para prestar el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, conforme a lo dispuesto en la LIE;

- Ejecutar todos los actos que resulten necesarios para mantener la integridad y el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico Nacional;
- Participar en el desarrollo de los programas de ampliación y modernización para las Redes Generales de Distribución;
- 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;
- Celebrar contratos o cualquier acto jurídico para llevar a cabo la interconexión de las Centrales Eléctricas, así como la conexión de los Centros de Carga;
- Llevar a cabo la medición de energía eléctrica de las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga y compartir los datos de medición con los Suministradores que los representan;
- Celebrar con el CENACE los convenios que regirán la prestación y facturación de los servicios de distribución, así como celebrar cualesquier otros convenios que sean necesarios o convenientes con el CENACE, con base en los modelos que, en su caso, emita la CRE;
- Llevar a cabo todos los actos necesarios o convenientes para cumplir con el principio de máxima publicidad de conformidad con la legislación aplicable;
- Ejecutar en las calles, calzadas, jardines, plazas y demás lugares públicos, los trabajos necesarios para la instalación, mantenimiento y retiro de líneas aéreas y subterráneas y equipo destinado al Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica;
- Instalar, conservar y mantener infraestructura, así como a prestar el servicio de distribución en las comunidades rurales y zonas urbanas marginadas en los términos y

condiciones que fije la SENER, ejerciendo los recursos asignados por el Fondo de Servicio Universal Eléctrico;

- Cobrar las tarifas aplicables de conformidad con la legislación aplicable;
- Llevar a cabo las demás operaciones y el mantenimiento de las Redes Generales de Distribución de conformidad con los artículos 15 y 26 de la Ley de la Industria Eléctrica;
- Suspender el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica a usuarios finales en los casos que la normatividad aplicable lo contemple;
- Celebrar con cualquier ente público del Gobierno Federal, Estatal o Municipal y con personas físicas o morales, toda clase de actos, convenios, contratos, suscribir títulos de crédito y otorgar todo tipo de garantías reales y personales de obligaciones contraídas por sí, la Comisión o las empresas productivas subsidiarias y empresas filiales de la Comisión, con sujeción a las disposiciones legales aplicables;
- Celebrar contratos con particulares bajo esquemas que le generen una mayor productividad y rentabilidad, incluyendo modalidades que le permitan asociarse y/o compartir costos, gastos, inversiones, riesgos y demás aspectos de las actividades de los que sea titular;
- Celebrar contratos con sus empresas filiales o con particulares para llevar a cabo, entre otros, el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar el Servicio Público de Distribución y, en su caso, realizar dichas actividades en asociación o alianza con terceros, mediante la creación o participación en empresas filiales, la participación minoritaria en otras sociedades, o las demás formas de asociación que no sean contrarias a la normatividad aplicable;
- Crear empresas filiales y participar en asociaciones y alianzas, así como participar en forma minoritaria en el capital social o patrimonio de otras sociedades o asociaciones, nacionales o extranjeras, bajo cualquier figura societaria o contractual permitida por la ley,

que se requiera para la consecución de su objeto, de conformidad con las políticas generales y lineamientos que emita el Consejo de Administración de la Comisión;

- Desarrollar y ejecutar proyectos de ingeniería, investigación, actividades geológicas y geofísicas, supervisión, prestación de servicios a terceros, así como todas aquellas relacionadas con la distribución de energía eléctrica;
- Llevar a cabo las actividades y operaciones necesarias para el cabal cumplimiento de su objeto o las relacionadas directa o indirectamente con dicho objeto, y
- Las que establezca el Consejo de Administración o su Consejo.

Los contratos y, en general, todos los actos jurídicos que celebre CFE Distribución para el cumplimiento de su objeto, podrán incluir cualquiera de los términos permitidos por la legislación mercantil y civil y deberán cumplir con la regulación aplicable en las materias que corresponda.

3.4.1.2. Segmentación de clientes

En los términos de la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad publicados en enero de 2016, se establece que la CFE contará con al menos una Empresa Productiva Subsidiaria encargada de prestar el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica; y éstas contarán con una Unidad de Negocio para cada una de las dieciséis divisiones de la CFE encargadas de prestar el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica en las Redes Generales de Distribución que operen a una tensión inferior a 35 kV., los equipos de medición necesarios para obtener el consumo de Centros de Carga en voltajes inferiores a 35 kV formarán parte de las Redes Generales de Distribución.

Media tensión. Son tensiones mayores de 1 kV. y menores de 35 kV. Se emplea para transportar tensiones medias desde las subestaciones hasta las subestaciones o bancos de transformadores de baja tensión, a partir de los cuales se suministra la corriente eléctrica a las ciudades. Los cables de media tensión pueden ir colgados en torres metálicas, soportados

en postes de madera o cemento, o encontrarse enterrados, como ocurre en la mayoría de las grandes ciudades.

Baja tensión. Tensiones inferiores a 1 kV. que se reducen todavía más para que se puedan emplear en la industria, el alumbrado público y el hogar. Las tensiones más utilizadas en la industria son 220 y 440 volts de corriente alterna y en los hogares entre 110 y 120 volts.

Tabla 15. Clientes de la Unidad de Negocio Centro Occidente

Datos	Morelia	Uruapan	Zamora	Colima	Zitácuaro	L. Cárdenas	La Piedad	Pátzcuaro	Apatzingán	Manzanillo	Jiquilpan	Zacapu	Total
Clientes BT	447,957	188,152	228,222	239,162	140,991	93,027	193,089	139,517	150,409	138,338	110,874	116,206	2,185,945
Clientes MT	3,528	1,425	2,024	3,446	574	730	3,693	1,171	2,055	2,047	1,002	876	22,570
Clientes totales	451,488	189,578	230,246	242,613	141,566	93,764	196,782	140,688	152,465	140,389	111,876	117,083	2,208,538

Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2017)

3.4.1.3. Análisis de la Demanda

3.4.1.3.1. Proyección de la Demanda

Para satisfacer las necesidades de suministro de energía eléctrica en los próximos años, es necesario tener una planeación ordenada del crecimiento de instalaciones eléctricas. Parte medular de éste es el estudio del comportamiento de las demandas esperadas de los

usuarios, las cuales se pronostican mediante el Desarrollo del Mercado Eléctrico de Distribución (DMED).

El análisis del Mercado Eléctrico de Distribución se fundamenta en una metodología que permite determinar de forma anticipada y con cierto grado de confiabilidad las cargas del Sistema de Distribución esperadas en un horizonte de 20 años, considerando tanto el comportamiento histórico de la demanda del sistema, como el comportamiento de variables econométricas para obtener un pronóstico con alta certidumbre. A partir de este pronóstico se dimensiona la infraestructura eléctrica necesaria para suministrar la demanda del sistema en los próximos 20 años.

Con la finalidad de incrementar el grado de confiabilidad de los pronósticos y dar mayor eficiencia a la integración de dicha información, se trabajó en un nuevo modelo para realizar el pronóstico de la demanda, utilizando perfiles de carga de los elementos del Sistema Eléctrico de Distribución y minerías de datos, con nuevos módulos en aplicaciones WEB manteniendo como base el módulo para el “Desarrollo del Mercado Eléctrico de Distribución, (DMED)” del Sistema Integral de Administración para Distribución (SIAD), el cual opera con acceso y resumen de información a nivel nacional.

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 Sistema Eléctrico de Distribución 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.
- iv. Optimizar la situación actual mediante modelos eléctricos de las redes de distribución existentes con el fin de satisfacer la carga pronosticada a 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 de Transmisión.

Los componentes y agentes considerados para el pronóstico de la demanda en el Sistema Eléctrico de Distribución, tienen un historial de al menos 7 años; con estas condiciones a continuación se muestra la retrospectiva y perspectiva del Mercado Eléctrico de Distribución en la Unidad de Negocio Centro Occidente de la Comisión Federal de Electricidad.

Tabla 16. Demanda de Energía Eléctrica 2010 - 2016

AÑO DEMANDA (MW)	HISTORIAL (MW)						
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	901.6	985.7	998.4	1047.8	1058	1083.5	1091.1

Fuente: Elaboración propia

La proyección de la demanda que se espera para los próximos 20 años se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 17. Pronóstico de Demanda de Energía Eléctrica 2017 - 2036

AÑO	PRONÓSTICO (MW)																			
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
DEMANDA (MW)	1184	1207.2	1228.7	1250	1270	1307.8	1333.7	1358.9	1384.7	1411.3	1433.8	1457.9	1482.5	1506.9	1531.8	1557.7	1583.4	1609.7	1636.6	1664.1

Fuente: Elaboración propia

Este comportamiento se deberá al crecimiento de la población y futuros usuarios en media tensión, así como la actividad comercial y necesidades de los sectores industriales que con el paso de los años demandarán más energía.

3.4.1.4. Análisis de Tarifas

3.4.1.4.1. Tarifas

La energía eléctrica tiene que generarse tanto como se demanda en el momento, por lo tanto fijar una tarifa puede ser complicado, incluyendo todos los factores necesarios para suministrarla y definir su costo, como los combustibles fósiles, la tecnología utilizada, el personal capacitado, la región en donde te encuentras, la temperatura, la época entre otros.

El combustóleo es el carburante líquido más empleado para la generación de electricidad, pero debido a que contiene cantidades importantes de cenizas, azufre y nitrógeno, su uso está siendo sustituido por el gas natural. Por lo tanto, las tarifas suben cuando se incrementa el precio del combustóleo y del gas.

Tarifas Domésticas Específicas 2017

Domésticas: 1 1A 1B 1C 1D 1E 1F

Servicio Doméstico (1)

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general. Mínimo mensual el equivalente a 25 kilowatts-hora.

Tabla 18. Tarifa Servicio Doméstico

Cargos por energía (\$/kWh)													
Rango de consumo	Dic./2016	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Básico 1-75	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793
Intermedio 76-140	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956
Excedente	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802

Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2017)

Cuando el consumo mensual promedio registrado en los últimos 12 meses sea superior a 250 kWh/mes, se reclasificará el servicio en la Tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC) que le corresponda, de acuerdo a su localidad.

Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 25 grados centígrados (1A)

Tabla 19. Tarifa 1A

Cargos por energía (\$/kWh)													
Rango de consumo	Dic./2016	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Básico 1-100	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697
Intermedio 101-150	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822
Excedente	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802

Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2017)

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, en localidades cuya temperatura media mensual en verano sea de 25 grados centígrados como mínimo. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 25 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Mínimo mensual el equivalente a 25 kilowatts-hora.

Tabla 20. Tarifa 1A Temporada de Verano

Cargos por energía (\$/kWh)													
Rango de consumo	Dic./2016	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Básico 1-100	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697
Intermedio 101-150	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822
Excedente	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802

Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2017)

El período de aplicación de esta tarifa comprende los 6 meses más cálidos del año, de acuerdo a las observaciones de las estaciones termométricas que rijan en cada área. Los 6 meses restantes se aplican los precios de la temporada Fuera de Verano.

Cuando el consumo mensual promedio registrado en los últimos 12 meses sea superior a 300 kWh/mes, se reclasificará el servicio en la Tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC) que le corresponda, de acuerdo a su localidad.

Tabla 21. Tarifa 1A Temporada fuera de verano

Cargos por energía (\$/kWh)													
Rango de consumo	Dic./2016	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Básico 1-75	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793
Intermedio 76-150	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956
Excedente	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802

Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2017)

Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 28 grados centígrados (1B)

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, en localidades cuya temperatura media mensual en verano sea de 28 grados centígrados como mínimo. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 28 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Mínimo mensual el equivalente a 25 kilowatts-hora.

Tabla 22. Tarifa 1B Temporada de verano

Cargos por energía (\$/kWh)													
Rango de consumo	Dic./2016	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Básico 1-125	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697
Intermedio 126-225	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822
Excedente	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802

Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2017)

El período de aplicación de esta tarifa comprende los 6 meses más cálidos del año, de acuerdo a las observaciones de las estaciones termométricas que rijan en cada área. Los 6 meses restantes se aplican los precios de la temporada Fuera de Verano.

Cuando el consumo mensual promedio registrado en los últimos 12 meses sea superior a 400 kWh/mes, se reclasificará el servicio en la Tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC) que le corresponda, de acuerdo a su localidad.

Tabla 23. Tarifa 1B Temporada fuera de verano

Cargos por energía (\$/kWh)													
Rango de consumo	Dic./2016	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Básico 1-75	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793
Intermedio 76-175	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956
Excedente	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802

Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2017)

Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 30 grados centígrados (1C)

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, en localidades cuya temperatura media mensual en verano sea de 30 grados centígrados como mínimo. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 30 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Mínimo mensual el equivalente a 25 kilowatts-hora.

Tabla 24. Tarifa 1C Temporada de verano

Cargos por energía (\$/kWh)													
Rango de consumo	Dic./2016	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Básico 1-150	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697
Intermedio bajo 151-300	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822
Intermedio alto 301-450	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050
Excedente	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802

Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2017)

El período de aplicación de esta tarifa comprende los 6 meses más cálidos del año, de acuerdo a las observaciones de las estaciones termométricas que rijan en cada área. Los 6 meses restantes se aplican los precios de la temporada Fuera de Verano.

Cuando el consumo mensual promedio registrado en los últimos 12 meses sea superior a 850 kWh/mes, se reclasificará el servicio en la Tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC) que le corresponda, de acuerdo a su localidad.

Tabla 25. Tarifa 1C Temporada fuera de verano

Cargos por energía (\$/kWh)													
Rango de consumo	Dic./2016	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Básico 1-75	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793
Intermedio 76-175	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956
Excedente	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802

Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2017)

Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 31 grados centígrados (1D)

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, en localidades cuya temperatura media mensual en

verano sea de 31 grados centígrados como mínimo. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 31 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Mínimo mensual el equivalente a 25 kilowatts-hora.

Tabla 26. Tarifa 1D Temporada de verano

Cargos por energía (\$/kWh)													
Rango de consumo	Dic./2016	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Básico 1-175	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697	0.697
Intermedio bajo 176-400	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822	0.822
Intermedio alto 401-600	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050	1.050
Excedente	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802

Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2017)

El período de aplicación de esta tarifa comprende los 6 meses más cálidos del año, de acuerdo a las observaciones de las estaciones termométricas que rijan en cada área. Los 6 meses restantes se aplican los precios de la temporada Fuera de Verano.

Cuando el consumo mensual promedio registrado en los últimos 12 meses sea superior a 1,000 kWh/mes, se reclasificará el servicio en la Tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC) que le corresponda, de acuerdo a su localidad.

Tabla 27. Tarifa 1D Temporada fuera de verano

Cargos por energía (\$/kWh)													
Rango de consumo	Dic./2016	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Básico 1-75	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793
Intermedio 76-200	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956
Excedente	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802

Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2017)

Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 32 grados centígrados (1E)

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, en localidades cuya temperatura media mensual en verano sea de 32 grados centígrados como mínimo. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 32 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Mínimo mensual el equivalente a 25 kilowatts-hora.

Tabla 28. Tarifa 1E Temporada de verano

Cargos por energía (\$/kWh)													
Rango de consumo	Dic./2016	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Básico 1-300	0.583	0.583	0.583	0.583	0.583	0.583	0.583	0.583	0.583	0.583	0.583	0.583	0.583
Intermedio bajo 301-750	0.726	0.726	0.726	0.726	0.726	0.726	0.726	0.726	0.726	0.726	0.726	0.726	0.726
Intermedio alto 751-900	0.948	0.948	0.948	0.948	0.948	0.948	0.948	0.948	0.948	0.948	0.948	0.948	0.948
Excedente	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802

Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2017)

El período de aplicación de esta tarifa comprende los 6 meses más cálidos del año, de acuerdo a las observaciones de las estaciones termométricas que rijan en cada área. Los 6 meses restantes se aplican los precios de la temporada Fuera de Verano.

Cuando el consumo mensual promedio registrado en los últimos 12 meses sea superior a 2,000 kWh/mes, se reclasificará el servicio en la Tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC) que le corresponda, de acuerdo a tu localidad

Tabla 29. Tarifa 1E Temporada fuera de verano

Cargos por energía (\$/kWh)													
Rango de consumo	Dic./2016	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Básico 1-75	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793
Intermedio 76-200	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956
Excedente	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802

Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2017)

Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 33 grados centígrados (1F)

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, en localidades cuya temperatura media mensual en verano sea de 33 grados centígrados como mínimo. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 33 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Mínimo mensual el equivalente a 25 kilowatts-hora.

Tabla 30. Tarifa 1F Temporada de verano

Cargos por energía (\$/kWh)													
Rango de consumo	Dic./2016	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Básico 1-300	0.583	0.583	0.583	0.583	0.583	0.583	0.583	0.583	0.583	0.583	0.583	0.583	0.583
Intermedio 301-1,200	0.726	0.726	0.726	0.726	0.726	0.726	0.726	0.726	0.726	0.726	0.726	0.726	0.726
Intermedio alto 1,201-2,500	1.768	1.768	1.768	1.768	1.768	1.768	1.768	1.768	1.768	1.768	1.768	1.768	1.768
Excedente	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802

Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2017)

El período de aplicación de esta tarifa comprende los 6 meses más cálidos del año, de acuerdo a las observaciones de las estaciones termométricas que rijan en cada área. Los 6 meses restantes se aplican los precios de la temporada Fuera de Verano.

Cuando el consumo mensual promedio registrado en los últimos 12 meses sea superior a 2,500 kWh/mes, se reclasificará el servicio en la Tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC) que le corresponda, de acuerdo a tu localidad

Tabla 31. Tarifa 1F Temporada fuera de verano

Cargos por energía (\$/kWh)													
Rango de consumo	Dic./2016	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Básico 1-75	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793	0.793
Intermedio 76-200	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956	0.956
Excedente	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802	2.802

Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2017)

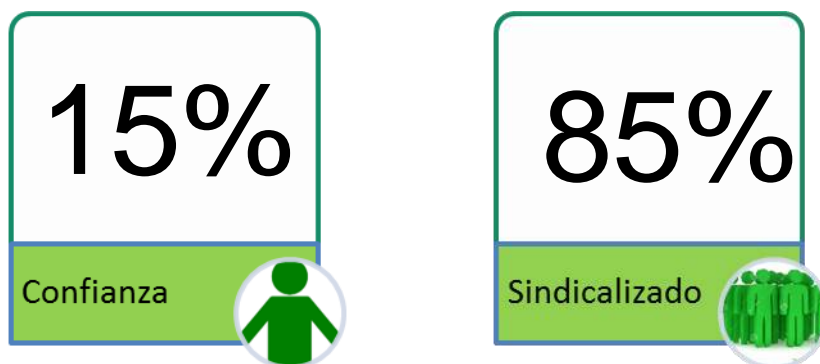
3.5. Estudio Técnico

Uno de los aspectos que mayor atención requiere por parte de los analistas, es el estudio técnico, que supone: la determinación del tamaño más conveniente, la localización final apropiada, la selección del modelo tecnológico y administrativo, consecuentes con el comportamiento del mercado y las restricciones de orden financiero (Miranda, 2005).

El estudio técnico permite hacerse una idea clara de cuál es la cantidad de bienes o servicios a producir, supone el tamaño de la empresa y la selección del modelo tecnológico y administrativo necesarios para satisfacer la demanda exigente.

3.5.1. Recurso Humano

La Unidad de Negocio Centro Occidente de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Distribución, tiene una plantilla total de trabajadores de 2,039, de los cuales el 85% es sindicalizado (1,733) y el 15% es personal directivo (306); adheridos a un contrato colectivo de trabajo por el bienio 2016-2018.



3.5.2. Infraestructura

- 128 Subestaciones Eléctricas, con un crecimiento promedio anual de 2.4%
- 163 Transformadores de Potencia con 2,298.05 MVA's, con un crecimiento promedio anual del 3.16% y un porcentaje de utilización del .54%
- 75,087 Transformadores de Distribución con 1,981.7 MVA's, con un crecimiento promedio anual del 5.04% y un porcentaje de utilización del 0.51%

- 30,087 km líneas de media tensión, con un crecimiento promedio anual del 4.27% y un porcentaje de automatismo y operación remota del 4.3%.
- 12,726 km líneas de baja tensión, con un crecimiento promedio anual del 0.95%.

3.5.3. Equipamiento

- 1 Centros de Control de Distribución
- 67 Plantas de emergencia
- 5 Subestaciones móviles
- 237 Equipos hidráulicos
- 1,013 Vehículos ligeros

3.5.4. Proceso Productivo de la Distribución de la Energía Eléctrica

El Sistema de Distribución de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales (medidor del cliente). Se lleva a cabo por los Operadores del Sistema de Distribución (Distribution System Operator o DSO en inglés).

Los elementos que conforman la red o sistema de distribución son los siguientes:

Subestación de Distribución: conjunto de elementos (transformadores, interruptores, seccionadores, etc.) cuya función es reducir los niveles de alta tensión de las líneas de transmisión (o subtransmisión) hasta niveles de media tensión para su ramificación en múltiples salidas.

La distribución de la energía eléctrica desde las subestaciones de transformación de la red de transporte se realiza en dos etapas.

La primera está constituida por la red de reparto, que, partiendo de las subestaciones de transformación, reparte la energía, normalmente mediante anillos que rodean los grandes

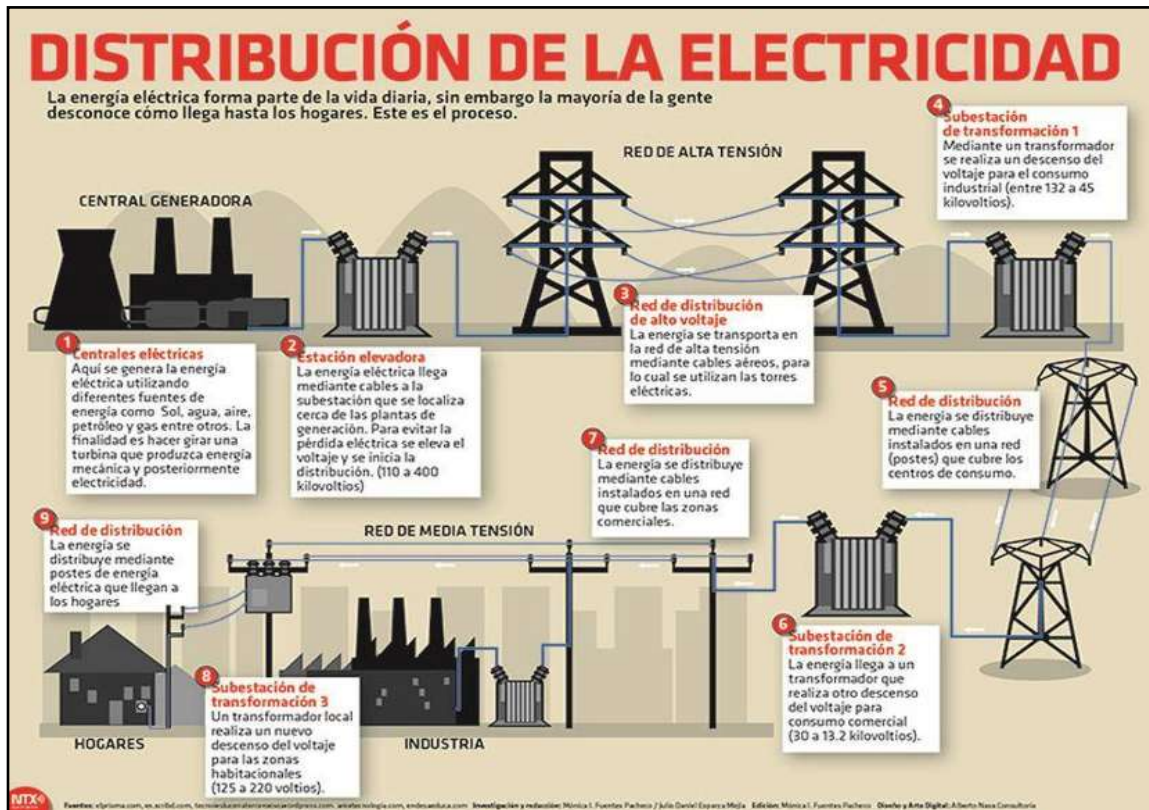
centros de consumo, hasta llegar a las estaciones transformadoras de distribución. Las tensiones utilizadas están comprendidas entre 25 y 132 kV. intercaladas en estos anillos están las estaciones transformadoras de distribución, encargadas de reducir la tensión desde el nivel de reparto al de distribución en media tensión.

La segunda etapa la constituye la red de distribución propiamente dicha, con tensiones de funcionamiento mayores a 35 kV y con una característica muy radial. Esta red cubre la superficie de los grandes centros de consumo (población, gran industria, etc.), uniendo las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación, que son la última etapa del suministro en media tensión, ya que las tensiones a la salida de estos centros es de baja tensión (125/220 ó 220/380 volts).

Las líneas que forman la red de distribución: operan de forma radial, sin que formen mallas, al contrario que las redes de transporte y de reparto. Cuando existe una avería, un dispositivo de protección situado al principio de cada red lo detecta y abre el interruptor que alimenta esta red.

La localización de averías se hace a través del Centro de Operación por el método de comandos que operan equipos de automatismo instalados en la red eléctrica, y en caso de fallas importantes, se realiza en sitio la operación del sistema; a medida que se acota la zona con avería, se devuelve el suministro al resto de la red.

Figura 21. Descripción del Proceso de Distribución del Suministro Eléctrico



Fuente: Comisión Federal de Electricidad (CFE, 2017)

3.5.5. Localización

3.5.5.1. Macrolocalización

La EPS CFE Distribución está conformada por 16 Unidades de Negocio distribuidas a lo largo del territorio nacional y éstas, a su vez, en 150 Zonas que gestionan las redes de media y baja tensión.

La Unidad de Negocios Centro Occidente de la EPS CFE Distribución está conformada por 12 Zonas de Distribución distribuidas principalmente en los estados de Michoacán, Colima y algunas poblaciones de Guanajuato, Jalisco y Guerrero.

Figura 22. Ámbito de la Unidad de Negocios Centro Occidente



Fuente: Comisión Federal de Electricidad - Sistema Integral de Administración para Distribución (CFE, 2016)

3.5.5.2. Microlocalización

En alineación a la estrategia corporativa de la CFE, a los imperativos estratégicos y métricas financieras establecidas en el plan de negocios de la CFE, así como a políticas regulatorias establecidas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la Unidad de Negocio Centro Occidente de la EPS CFE Distribución desarrolló el siguiente esquema que brinda direccionamiento estratégico a la empresa y a sus 12 Zonas de Distribución.

Tabla 32. Sede de cada una de las 12 Zonas de Distribución

Zonas	Ubicación	Responsable
Morelia	Rubén C. Navarro No. 364 Col. Electricistas C.P. 58290 Morelia, Michoacán	Ing. Javier Ceja Castañeda Superintendente
Uruapan	Av. San Francisco S/N Fracc. San Francisco C.P. 60290 Uruapan, Michoacán	Ing. Salvador Saucedo Zarco Superintendente
Zamora	Av. Las Palmas S/N Col. Arboledas C.P. 59698 Zamora, Michoacán	Ing. Eulalio Quiróz Medina Superintendente
Colima	Km. 2.5 Carr. Colima-Coquimatlán C.P. 28620 Colima, Col.	Ing. Isaac Parra Acevedo Superintendente
Zitácuaro	Av. Revolución Sur No. 350, Col. Flor de Liz. C.P. 61513 Zitácuaro, Michoacán	Ing. Alberto Cruz Morales Superintendente
Lázaro Cárdenas	Av. Francisco Noyola No. 521 Col. Tercer Sector de Fidelac C.P. 60950 Lázaro Cárdenas, Michoacán	Ing. Alfredo Alcaraz Ortíz Superintendente

Zonas	Ubicación	Responsable
La Piedad	Boulevard Lázaro Cárdenas 2500 C.P. 59300 La Piedad, Michoacán	Ing. Samuel Reynoso López Superintendente
Pátzcuaro	Libramiento Ignacio Zaragoza No. 1409 C.P. 61600 Pátzcuaro, Michoacán	Ing. Hugo Saldaña Balderas Superintendente
Apatzingán	Km 1.5 Carr. Apatzingán-Uruapan Col. La Florida C.P. 60698 Apatzingán, Michoacán	Ing. Ernesto González Villaseñor Superintendente
Manzanillo	Av. Manzanillo No. 200 C.P.28869 Col. Guadalupe Victoria Manzanillo, Colima	Ing. Alejandro Martínez Ochoa Superintendente
Jiquilpan	Nogal esquina Camichines S/N Fracc. Los Arcos C.P. 59510 Jiquilpan, Michoacán	Ing. Agustín Hernández Flores Superintendente
Zacapu	Av. Morelos No. 818 esq. 5 de febrero C.P. 58600 Centro, Zacapu, Michoacán	Ing. Salvador Piñón Esquivel Superintendente

Fuente: Elaboración propia

3.6. Estudio Financiero

Este apartado tiene por objeto mostrar cada uno de los elementos que participan en la estructuración financiera del Plan de Negocios de la Unidad de Negocio Centro Occidente; tales como, las inversiones necesarias para ponerlo en funcionamiento, el retorno de esta inversión a lo largo de la vida útil de la infraestructura, administración y apoyo financiero requerido para cada uno de los proyectos necesarios, así como los beneficios proyectados a un horizonte de 5 años.

El objetivo del análisis financiero es aportar una estrategia que permita al proyecto allegarse de los recursos necesarios para su implantación y contar con la suficiente liquidez y solvencia, para desarrollar ininterrumpidamente operaciones productivas y comerciales.

El análisis financiero muestra la información necesaria para estimar la rentabilidad de los recursos que se utilizarán, susceptibles de compararse con las de otras alternativas de inversión.

3.6.1. Supuestos clave

En el Plan de Negocios se describen los Supuestos Clave (Financieros), definidos como parte del direccionamiento estratégico de la empresa y de ellos se desprenden los imperativos y sus principales iniciativas, así como la estrategia de financiamiento para alcanzar los objetivos; para los cuales se han detallado acciones específicas y la inversión que se requieren dentro de la Unidad de Negocio Centro Occidente. Estas acciones en concreto están incluidas en los proyectos de inversión que forman parte del Plan de Inversiones para el periodo 2018-2022.

Tabla 33. Imperativos Financieros de la Unidad de Negocio Centro Occidente a 5 años

IMPERATIVOS / SUPUESTOS CLAVE	IMPACTO EBITDA 5 AÑOS ⁵ (MMDP)
<ul style="list-style-type: none"> Crecimiento y desarrollo de una red inteligente. <p>La modernización de la Red General de Distribución (RGD) y el despliegue de redes inteligentes, es una iniciativa fundamental de la EPS Distribución que la Unidad de Negocio Centro Occidente (UNCO) asumirá para mejorar los niveles de servicio, confiabilidad de la RGD, reducción de pérdidas y costos asociados a la operación y mantenimiento. Para ello partirá de los siguientes supuestos:</p> <p>De acuerdo a los pronósticos de demanda, expandir las RGD construyendo nuevas subestaciones y ampliando las existentes con sus respectivos circuitos, para atender el crecimiento anual de la demanda de forma eficiente.</p> <p>Modernizar las RGD para garantizar su operación dentro de los estándares establecidos por el Organismo Regulador.</p> <p>Modernizar las subestaciones sustituyendo equipos obsoletos por otros de nuevas tecnologías.</p> <p>Equipar 500 circuitos de media tensión de acuerdo al Procedimiento de Equipo de Protección y Seccionamiento (EPROSEC), 100 circuitos por año.</p> <p>Reforzar el sistema de comunicación a subestaciones y puntos de seccionamiento de la red de media tensión, para incrementar los parámetros de monitoreo y adquisición de datos en tiempo real.</p> <p>Convertir redes aéreas a subterráneas a solicitud de terceros o en base a convenios con dependencias.</p> <p>Fortalecer el capital intelectual y humano en Redes Eléctricas Inteligentes (REI) capacitando al personal en el tema.</p> <p>La inversión asociada a este imperativo es: ~1.20 MMDP con una TIR de 32%</p> 	<p>1.31 MMDP</p>

⁵ Excluyen los costos de financiamiento

IMPERATIVOS / SUPUESTOS CLAVE	IMPACTO EBITDA 5 AÑOS ⁵ (MMDP)
<p>• Reducción de pérdidas en las Redes Generales de Distribución. Las pérdidas de energía en las RGD representan una importante fuga de recursos, por lo que se prioriza a través de iniciativas e inversiones concretas orientadas a lograr los objetivos del sendero eficiente de pérdidas establecido por la CRE:</p> <p>Mejorar 7,500 redes de baja tensión (1500 anuales).</p> <p>Mejorar los 50 circuitos con más pérdidas (10 por año).</p> <p>Regularizar el suministro eléctrico en asentamientos irregulares.</p> <p>Establecer lineamientos que aseguren que los nuevos transformadores que se conecten a las RGD sean de capacidades acordes a la demanda que tendrán, evitando capacidades en exceso.</p> <p>Continuar con la modernización de la medición, instalando medidores de autogestión.</p> <p>Instalar 1500 medidores AMI para balances de energía en baja tensión, que nos permitan un mejor cálculo de las pérdidas técnicas en baja tensión.</p> <p>Participar con la Gerencia de Planeación en la actualización del procedimiento para el cálculo de las pérdidas técnicas.</p> <p>Asegurar la medición correcta de los servicios contratados, evitando robos y fraudes.</p> <p>La inversión asociada a este imperativo es ~0.85 MMDP con una TIR de 28%</p>	0.30 MMDP
<p>• Maximizar la eficiencia de la operación y mantenimiento. La Unidad de Negocio Centro Occidente tiene como mandato de Ley prestar el servicio público de distribución de energía eléctrica, por consiguiente asume el compromiso de cumplir con este objetivo y a través de esta iniciativa de la EPS Distribución se superan los niveles de costos eficientes establecidos por la CRE, asegurando el Ingreso Requerido suficiente para operación de la Unidad de Negocio Centro</p>	0.75 MMDP

IMPERATIVOS / SUPUESTOS CLAVE	IMPACTO EBITDA 5 AÑOS ⁵ (MMDP)
<p>Occidente bajo los siguientes supuestos:</p> <p>Realizar obras de mejora a las RDG para incrementar su confiabilidad, seguridad y operación óptima para cumplir con los estándares establecidos por el Organismo Regulador.</p> <p>Implementar un programa de <i>Lean Process Management</i> que nos permita mejorar el desempeño de la Unidad de Negocio Centro Occidente.</p> <p>Optimizar la fuerza de trabajo.</p> <p>Implementar un modelo de gestión del mantenimiento y operación de las RGD apoyado en la interoperabilidad de sistemas.</p> <p>Fortalecer el Modelo de Cultura Organizacional de Alto Desempeño (MCAD) de la Unidad de Negocio Centro Occidente.</p> <p>La inversión asociada a este imperativo es ~1.35 MMDP con una TIR de 28%</p>	
<ul style="list-style-type: none"> <p>Mejorar el desempeño operativo de los servicios comerciales.</p> <p>Eficientar los procesos que atienden los servicios comerciales que garanticen la reducción de costos y cumplimiento de los estándares establecidos por el Organismo Regulador, es por ello que la Unidad de Negocio Centro Occidente establece los siguientes supuestos:</p> <p>Rediseñar el proceso de conexiones para ser más proactivos, disminuyendo la cancelación e impulsando la conexión de nuevos servicios desde el piso.</p> <p>Fortalecer los procesos de servicios comerciales elevando el índice de calidad en la prefacturación y reduciendo estimaciones y lecturas manuales para entregar información confiable a los Suministradores.</p> <p>Implementar el rastreo satelital de vehículos para la optimización de las actividades de campo.</p> <p>Implementar una Cultura de Servicio con enfoque a la atención oportuna</p> 	<p>0.003 MMDP</p>

IMPERATIVOS / SUPUESTOS CLAVE	IMPACTO EBITDA 5 AÑOS ⁵ (MMDP)
<p>y efectiva al usuario, como parte del MCAD.</p> <p>La inversión asociada a este imperativo es ~0.16 MMDP con una TIR de 23%</p>	
<p>• Desarrollo de nuevos negocios no incluidos en la tarifa regulada. En línea con tendencias internacionales, se inicia la diversificación de negocios, la EPS CFE Distribución agrega a su portafolio productos y servicios como capacitación, ingeniería de proyectos, mantenimiento de subestaciones y renta de infraestructura. Se crea una filial para mantener los negocios nuevos separados de CFE Distribución. No se requiere inversión adicional para llevar adelante estas iniciativas, ya que se utiliza la infraestructura y capacidad actual.</p> <p>Atendiendo a esta iniciativa la Unidad de Negocio Centro Occidente plantea los siguientes supuestos:</p> <p>Proponer al Corporativo de CFE Distribución incluir otros productos y servicios como la construcción de redes a terceros y la renta de equipo como subestaciones móviles.</p> <p>Operar un Sistema de Innovación enfocada a la creación de valor.</p> <p>Registrar patentes ante el Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial, para explotarlas.</p> <p>Este imperativo no requiere inversión.</p>	<p>0.00 MMDP</p>

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Plan de Negocios (CFE, 2016)

3.6.2. Presupuesto de Inversiones

En apego al Artículo 14 de la Ley de la Industria Eléctrica y el Artículo 9 de su Reglamento; la Unidad de Negocio Centro Occidente deberá identificar, registrar, documentar, seleccionar y priorizar los proyectos para el desarrollo de la infraestructura eléctrica de las Redes Generales de Distribución (RGD), con el fin de contar con una selección de proyectos completos, confiables y rentables que darán direccionamiento operativo y maximicen el retorno de las inversiones requeridas.

En la siguiente tabla se muestran los programas y proyectos de inversión de la Unidad de Negocio Centro Occidente; planeados en el corto y largo plazo, los cuales tienen el propósito de asegurar las inversiones para resolver oportunamente las necesidades de crecimiento de infraestructura eléctrica y mejorar la operación de las Redes Generales de Distribución para los próximos 5 años.

Tabla 34. Presupuesto de Inversiones 2018 - 2022 de la Unidad de Negocio Centro Occidente

Programas y Proyectos de Inversión	Inversión (Miles de Pesos)					
	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Reducción Pérdidas Técnicas	85,095.42	67,342.02	20,969.23	24,808.13	31,985.15	230,199.95
Instalación de Medidores AMI para reducción de pérdidas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Instalación de Equipo Automatizado (EPROSEC)	39,427.80	11,342.57	7,845.38	8,684.99	1,030.26	68,331.00
Confiabilidad de las Redes Generales de Distribución	256,416.94	228,047.45	203,566.42	171,237.42	141,283.48	1,000,551.71
Regularización de Colonias Populares	9,530.10	4,516.79	2,120.30	0.00	0.00	16,167.19
Instalación de Acometidas y Medidores	146,850.89	115,832.74	141,714.67	118,639.50	122,556.37	645,594.17
Extensiones de Redes y Transformadores por SSEEBRA	56,277.49	40,243.60	53,919.49	70,287.47	54,414.80	275,142.85
Equipamiento Operativo para las Redes Generales de Distribución	29,719.60	32,022.57	33,945.85	32,204.24	28,440.22	156,332.47
Total Ampliación	623,318.25	499,347.73	464,081.33	425,861.75	379,710.29	2,392,319.35
Modernización de Subestaciones de Distribución	37,268.15	31,120.68	59,052.72	47,717.02	44,536.44	219,695.01
Instalación de Equipo para el Control Supervisorio de Distribución (SCADA)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Escalamiento de la Medición a AMI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Nuevas Subestaciones de AT/MT y Ampliaciones	160,738.90	118,559.78	3,355.36	0.00	0.00	282,654.04
Proyectos para corrección de puntos de riesgo	12,068.93	11,505.21	14,634.62	12,825.87	13,577.98	64,612.61
Modernización (Reemplazo de Medidores Obsoletos)	79,509.31	51,703.96	134,905.39	224,433.04	113,763.03	604,314.72
Conversión Aéreo a Subterráneo (SECTUR)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gestión del Balance de Energía de las Redes Generales de Distribución	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Red Eléctrica Inteligente (Sistemas)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Modernización	289,585.29	212,889.63	211,948.09	284,975.92	171,877.45	1,171,276.38
Edificios para la Operación y Mantenimiento de Distribución	3,634.08	1,800.27	0.00	0.00	0.00	5,434.35
Total Equipamiento Operativo	3,634.08	1,800.27	0.00	0.00	0.00	5,434.35
Total Presupuesto de Inversión	916,537.62	714,037.63	676,029.41	710,837.67	551,587.74	3,569,030.08
Demanda Incremental (Inv. Financiada)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Reducción Pérdidas (Inv. Financiada)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Obra Pública Financiada	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	916,537.62	714,037.63	676,029.41	710,837.67	551,587.74	3,569,030.08

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, SIAD Módulo de Inversiones (CFE, 2017)

3.6.3. Evaluación Económica

En apego a la Ley de la Industria Eléctrica el día 31 de mayo de 2017, la Secretaría de Energía a través de su titular el Ing. Edmundo Gil Borja, autoriza e instruye a la EPS Distribución la ejecución de su Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución, mismo que estará integrado por los proyectos de inversión de cada una de las 16 Divisiones del país.

El Mecanismo de Planeación selecciona la inversión que se considera necesaria, la óptima bajo criterios de priorización y generación de valor, de manera que la inversión resultante se convierte en la variable que define el límite de deuda y máximo de inversión necesarios para cumplir con los compromisos de establecidos por la Dirección General de la CFE, para el área de distribución.

3.6.3.1. Valor Presente Neto

El Valor Presente Neto (VPN), es uno de los indicadores económicos más empleados por dos razones, la primera es porque es de muy fácil aplicación y la segunda es porque los flujos de efectivo se transforman a dinero de hoy.

El VPN es el “valor monetario que resulta de restar la suma de los flujos descontados a la inversión inicial”. Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo futuros que generará el proyecto, para posteriormente comparar la equivalencia con la inversión inicial. Lo anterior expresado en forma matemática queda representado como:

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{S_t}{(1+i)^t}$$

Donde:

S _t	=	flujo de efectivo neto del periodo t
n	=	números de periodos de la vida del proyecto
i	=	tasa de descuento considerada
t	=	periodo del tiempo

Cuando se hacen los cálculos para pasar, en forma equivalente, dinero presente al futuro, se utiliza una tasa de interés o de crecimiento de dinero; pero cuando se quieren pasar cantidades futuras al presente, como en este caso, se utiliza una tasa de descuento, llamada así porque descuenta el valor del dinero en el futuro a su equivalente en el presente, y a los flujos traídos al tiempo cero se les llama flujos descontados.

Es claro que para aceptar un proyecto las ganancias deberán ser mayores que los desembolsos, lo cual dará por resultado que el VPN sea mayor que cero, y para el cálculo de éste se necesita definir la tasa de descuento.

3.6.3.2. Tasa de descuento

En el caso de Comisión Federal de Electricidad, dado que el costo de capital depende del gobierno de México, el corporativo define una tasa mínima que permite hacer comparables los flujos de efectivo que generarán los proyectos propuestos, y que sirva como filtro para descartar aquellos no viables.

Si la tasa de descuento, aplicada en el cálculo del VPN fuera la tasa inflacionaria promedio pronosticada para los años que durará el proyecto, más ganancias de la empresa solo servirían para mantener el valor adquisitivo real que ésta tenía en el año cero, siempre y cuando se reinviertan todas las ganancias. Con un $VPN=0$ no se aumenta el patrimonio de la empresa durante el horizonte de planeación estudiado, si la tasa de descuento es igual al promedio de la inflación en ese periodo.

Por otro lado si el resultado es $VPN > 0$, sin importar cuánto supere ese valor, esto solo implica una ganancia extra después de ganar la tasa de descuento aplicada a lo largo del periodo considerado. Esto explica la gran importancia de seleccionar previamente la tasa de descuento adecuada.

3.6.3.3. Tasa Interna de Retorno

En la sección anterior se mencionó que si la tasa de descuento aplicada en el cálculo del VPN, se hace crecer, éste llegaría a adoptar un valor de cero. También se mencionó que si el VPN es positivo, esto significa que se obtienen ganancias a lo largo de la vida del proyecto por un monto igual a la tasa de descuento aplicada, más el valor del VPN. Está claro que si el $VPN = 0$ solo se está ganando la tasa de descuento aplicada, o sea, lo mínimo fijado como rendimiento.

La tasa interna de retorno es la tasa que reduce a cero el valor actual neto del proyecto, es decir, es el tipo de descuento que entrega un valor actual neto de cero para una serie de flujos de fondos futuros, en la literatura económica se define como la “tasa que iguala la suma de los flujos descontados a la inversión inicial”.

Por lo tanto la tasa interna de retorno de una propuesta de inversión, es aquella i que satisface la ecuación:

$$\sum_{t=0}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} = 0$$

Donde:

S_t	=	flujo de efectivo neto del periodo t
n	=	números de periodos de la vida del proyecto
i	=	tasa de descuento
t	=	periodo del tiempo

Se llama tasa interna de retorno porque supone que el dinero que se gana año con año se reinvierte en su totalidad. Es decir, se trata de la tasa generada en su totalidad en el interior de la empresa por medio de la reinversión.

Como podemos apreciar la Tasa Interna de Retorno determina el punto de quiebre de la rentabilidad de un proyecto, ya que muestra el tipo de descuento debajo del cual una inversión causa un VPN positivo y encima del cual, una inversión genera un VPN negativo.

Entre los factores más importantes que intervienen en la determinación de esta tasa en la industria energética se encuentran:

El tiempo, no se puede hablar de un tipo de tasa sin mencionar antes el tiempo en el cual dicha tasa tendrá validez, es decir, mientras mayor sea el tiempo, el riesgo se incrementa, debido a que el valor actual de la inversión estará susceptible a los diversos cambios que puedan ocurrir para afectar dicho valor.

El sector bancario, este sector debe de ser considerado al momento de establecer la tasa de rendimiento ya que si el rendimiento que se puede obtener en una determinada inversión es menor que la tasa bancaria, los fondos destinados para esta inversión se podrían usar para otra inversión que genere por lo menos el mismo rendimiento que el ahorro bancario. En otras palabras, el ahorro bancario puede significar mayor ganancia que las generadas por ciertos proyectos, por lo que este factor siempre se debe considerar al determinar la tasa de retorno.

La regla de aceptación de una inversión bajo el criterio de tasa interna de retorno indica que esta última debe ser superior a la tasa de descuento o la tasa de retorno requerida.

Como análisis general de la obtención de la TIR, es posible enunciar que:

- El indicador económico es de muy fácil aplicación.
- Este considera el valor del dinero en el tiempo.
- Está estrechamente ligado con el VPN, y por lo general los resultados que arrojan ambos indicadores coinciden.
- Es de fácil comprensión.
- Existe la posibilidad que obtener como resultado respuestas múltiples, por lo que no puede ser un indicador decisivo en la selección de proyectos.

3.6.3.4. Relación Beneficio-Costo (B/C)

La relación beneficio-costo es también conocida como la eficiencia de la inversión, este es un indicador económico de muy fácil aplicación, comprensión y comunicación, una definición simple de éste es la relación existente entre lo que obtengo a partir de lo que

invertido. Siendo así esta relación, queda definida como el cociente del valor presente neto, sobre el monto de capital inicial asignado.

$$\textit{Relación beneficio – costo} = \frac{\textit{VPN}}{\textit{inversión inicial}}$$

La regla de aprobación de una inversión bajo el criterio de la relación costo-beneficio parte de la premisa de que los beneficios deben exceder siempre a los costos, es decir, si el B/C es mayor que 1 el proyecto es favorable, es capaz de generar ganancias a partir de la inversión.

Por el contrario, si la relación es menor que 1, el proyecto no es capaz de cubrir la totalidad de sus gastos, por lo que la rentabilidad del proyecto se muestra desfavorable. Si el B/C es igual a 1 se considera que, los beneficios y los costos se igualan, cubriendo apenas el costo mínimo, atribuible a la tasa de descuento.

3.6.4. Integración del Programa de Ampliación y Modernización

Como ya se mencionó al inicio de este apartado, los proyectos que integran el PAM tienen una proyección a 5 años, y forman parte del Plan de Negocios y éste se describe en ese lapso. Así también para la evaluación económica se considera un periodo de vida útil de la infraestructura, a 30 años.

3.6.4.1. Proyectos de Inversión 2018 - 2022

Bajo los criterios económicos de evaluación establecidos por el área de Finanzas de CFE; a continuación se relacionan y detallan los beneficios económicos de los proyectos de inversión extraídos del SIAD, que comprenden un portafolio de las obras prioritarias del Presupuesto de Inversiones de la Unidad de Negocio Centro Occidente, para el mejoramiento de las Redes Generales de Distribución.

Los proyectos propuestos se evaluaron técnica y económicamente, mediante dos opciones de solución, con beneficios direccionados al cumplimiento de los objetivos fundamentales; y su importancia radica en la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas en Distribución, a la mejora de la eficiencia en la operación y mantenimiento de líneas y subestaciones, fundamentales para asegurar costos eficientes como establece la Ley; así como al crecimiento y desarrollo de una red inteligente que maximice el valor de sus activos y que garantice la rentabilidad y fortaleza financiera de Sector Eléctrico del país; en particular en este trabajo para la Unidad de Negocios Centro Occidente.

Para el año 2018 se seleccionaron proyectos rentables de acuerdo al diagnóstico estudiado en las Redes Generales de Distribución, y que se alinean a las estrategias de la organización. Considerando que los beneficios económicos y sociales serán los esperados, la propuesta total de inversión es de \$ 916,537.62 MDP, para obtener suficiente flujos de efectivo con una tasa de rentabilidad anual promedio de 17.47%; que permitirá recuperar dicha inversión, cubrir los costos y obtener beneficios en un periodo menor al máximo considerado de 30 años; con un Valor Presente Neto positivo de \$ 2,773,015.73 MDP, como muestra el detalle de la tabla 35.

Tabla 35. Evaluación económica Proyectos de Inversión 2018

CONCEPTO DE INVERSIÓN	2018		
	MILES DE PESOS	TIR PROMEDIO	VPN
Confiabilidad de las Redes Generales de Distribución	\$ 256,416.94	23.06%	\$ 978,679.63
Edificios para la Operación y Mantenimiento de Distribución	\$ 3,634.08	21.27%	\$ 4,796.34
Equipamiento Operativo para las Redes Generales de Distribución	\$ 29,719.60	17.53%	\$ 89,158.81
Extensiones de redes y transformadores para atención de solicitudes	\$ 56,277.49	16.73%	\$ 168,832.46
Instalación de Acometidas y Medidores	\$ 146,850.89	17.14%	\$ 440,552.68
Instalación de Equipo Automático (EPROSEC)	\$ 39,427.80	21.66%	\$ 118,283.41
Modernización de la medición, cambio de medidores electromecánicos por electrónicos	\$ 79,509.31	19.10%	\$ 223,664.08
Modernización de Subestaciones de Distribución	\$ 37,268.15	19.46%	\$ 39,266.55
Nuevas Subestaciones AT/MT y Ampliaciones	\$ 160,738.90	18.48%	\$ 536,328.26
Proyectos para corrección de puntos de riesgo para la prevención de accidentes de terceros	\$ 12,068.93	13.28%	\$ 26,551.65
Reducción de pérdidas técnicas	\$ 85,095.42	11.47%	\$ 118,311.57
Regularización de Colonias Populares	\$ 9,530.10	10.47%	\$ 28,590.30
Total	\$ 916,537.62	17.47%	\$ 2,773,015.73

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, SIAD Módulo de Inversiones (CFE, 2017)

La combinación de los proyectos más rentables para el año 2019 tienen una inversión inicial total de \$ 714,037.63 MDP; con el Valor Presente Neto más alto que el desembolso original de \$ 2,089,016.75 MDP y una tasa de rentabilidad anual promedio superior al 10% requerido, gracias a éstos el dinero que se gana se reinvierte año con año y devuelve beneficios a lo largo de la vida de cada proyecto, como se ilustra en la tabla 36.

Tabla 36. Evaluación económica Proyectos de Inversión 2019

CONCEPTO DE INVERSIÓN	2019		
	MILES DE PESOS	TIR PROMEDIO	VPN
Confiabilidad de las Redes Generales de Distribución	\$ 228,047.45	20.63%	\$ 861,377.32
Edificios para la Operación y Mantenimiento de Distribución	\$ 1,800.27	19.27%	\$ 5,400.80
Equipamiento Operativo para las Redes Generales de Distribución	\$ 32,022.57	23.76%	\$ 96,067.70
Extensiones de redes y transformadores para atención de solicitudes	\$ 40,243.60	10.27%	\$ 120,730.80
Instalación de Acometidas y Medidores	\$ 115,832.74	14.28%	\$ 347,498.21
Instalación de Equipo Automático (EPROSEC)	\$ 11,342.57	18.40%	\$ 14,356.08
Modernización de la medición, cambio de medidores electromecánicos por electrónicos	\$ 51,703.96	17.61%	\$ 115,436.51
Modernización de Subestaciones de Distribución	\$ 31,120.68	18.57%	\$ 58,378.99
Nuevas Subestaciones AT/MT y Ampliaciones	\$ 118,559.78	14.60%	\$ 355,679.34
Proyectos para corrección de puntos de riesgo para la prevención de accidentes de terceros	\$ 11,505.21	11.52%	\$ 23,478.64
Reducción de pérdidas técnicas	\$ 67,342.02	10.44%	\$ 75,735.58
Regularización de Colonias Populares	\$ 4,516.79	18.77%	\$ 14,876.78
Total	\$ 714,037.63	16.51%	\$ 2,089,016.75

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, SIAD Módulo de Inversiones (CFE, 2017)

La preferencia de los mejores proyectos que devolverán los beneficios técnicos y económicos esperados por la empresa en el año 2020, con una inversión inicial total de \$ 676,029.42 MDP y una rentabilidad total de la inversión promedio al año de 17.60%, con un ingreso esperado de la inversión en un futuro de VPN \$ 1,604,756.92 MDP, como se muestra a continuación en la figura 37.

Tabla 37. Evaluación económica Proyectos de Inversión 2020

CONCEPTO DE INVERSIÓN	2020		
	MILES DE PESOS	TIR PROMEDIO	VPN
Confiabilidad de las Redes Generales de Distribución	\$ 203,566.42	20.13%	\$ 512,090.28
Edificios para la Operación y Mantenimiento de Distribución	\$ -	0.00%	\$ -
Equipamiento Operativo para las Redes Generales de Distribución	\$ 33,945.85	25.32%	\$ -
Extensiones de redes y transformadores para atención de solicitudes	\$ 53,919.49	14.58%	\$ -
Instalación de Acometidas y Medidores	\$ 141,714.67	17.38%	\$ 425,144.01
Instalación de Equipo Automático (EPROSEC)	\$ 7,845.38	11.90%	\$ 10,308.14
Modernización de la medición, cambio de medidores electromecánicos por electrónicos	\$ 134,905.39	38.04%	\$ 290,434.63
Modernización de Subestaciones de Distribución	\$ 59,052.72	34.95%	\$ 262,829.58
Nuevas Subestaciones AT/MT y Ampliaciones	\$ 3,355.36	12.80%	\$ 1,810.18
Proyectos para corrección de puntos de riesgo para la prevención de accidentes de terceros	\$ 14,634.62	15.42%	\$ 28,221.83
Reducción de pérdidas técnicas	\$ 20,969.23	10.09%	\$ 62,395.79
Regularización de Colonias Populares	\$ 2,120.30	10.64%	\$ 11,522.49
Total	\$ 676,029.42	17.60%	\$ 1,604,756.92

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, SIAD Módulo de Inversiones (CFE, 2017)

Al evaluar la rentabilidad que nos pueden dar los diferentes proyectos de inversión para el año 2021, se analizó una inversión total de \$ 710,837.67 MDP con un nivel de rentabilidad durante el horizonte definido de los proyectos del 15.67% anual promedio, y un margen de seguridad de un Valor Presente Neto positivo de \$ 1,548,173.00, referidos en la tabla 38.

Tabla 38. Evaluación económica Proyectos de Inversión 2021

CONCEPTO DE INVERSIÓN	2021		
	MILES DE PESOS	TIR PROMEDIO	VPN
Confiabilidad de las Redes Generales de Distribución	\$ 171,237.42	31.57%	\$ 560,899.21
Edificios para la Operación y Mantenimiento de Distribución	\$ -	0.00%	\$ -
Equipamiento Operativo para las Redes Generales de Distribución	\$ 32,204.24	22.84%	\$ -
Extensiones de redes y transformadores para atención de solicitudes	\$ 70,287.47	0.00%	\$ -
Instalación de Acometidas y Medidores	\$ 118,639.50	15.36%	\$ 355,918.50
Instalación de Equipo Automático (EPROSEC)	\$ 8,684.99	12.40%	\$ 11,325.97
Modernización de la medición, cambio de medidores electromecánicos por electrónicos	\$ 224,433.04	38.29%	\$ 424,715.45
Modernización de Subestaciones de Distribución	\$ 47,717.02	29.88%	\$ 102,024.32
Nuevas Subestaciones AT/MT y Ampliaciones	\$ -	0.00%	\$ -
Proyectos para corrección de puntos de riesgo para la prevención de accidentes de terceros	\$ 12,825.87	13.04%	\$ 21,335.98
Reducción de pérdidas técnicas	\$ 24,808.13	24.63%	\$ 71,953.57
Regularización de Colonias Populares	\$ -	0.00%	\$ -
Total	\$ 710,837.67	15.67%	\$ 1,548,173.00

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, SIAD Módulo de Inversiones (CFE, 2017)

El análisis de las mejores propuestas de inversión para el año 2022, requieren de un desembolso inicial total de \$ 551,587.74 MDP para obtener un Valor Presente Neto redituable de \$ 1,266,996.63 MDP y una tasa de rentabilidad anual promedio superior a la exigida de 14.27%, según se aprecia en la tabla 39.

Tabla 39. Evaluación económica Proyectos de Inversión 2022

CONCEPTO DE INVERSIÓN	2022		
	MILES DE PESOS	TIR PROMEDIO	VPN
Confiabilidad de las Redes Generales de Distribución	\$ 141,283.48	28.09%	\$ 379,112.94
Edificios para la Operación y Mantenimiento de Distribución	\$ -	0.00%	\$ -
Equipamiento Operativo para las Redes Generales de Distribución	\$ 28,440.22	18.47%	\$ -
Extensiones de redes y transformadores para atención de solicitudes	\$ 54,414.80	0.00%	\$ -
Instalación de Acometidas y Medidores	\$ 122,556.37	21.31%	\$ 367,669.12
Instalación de Equipo Automático (EPROSEC)	\$ 1,030.26	10.08%	\$ -
Modernización de la medición, cambio de medidores electromecánicos por electrónicos	\$ 113,763.03	33.08%	\$ 214,991.49
Modernización de Subestaciones de Distribución	\$ 44,536.44	18.65%	\$ 133,609.31
Nuevas Subestaciones AT/MT y Ampliaciones	\$ -	0.00%	\$ -
Proyectos para corrección de puntos de riesgo para la prevención de accidentes de terceros	\$ 13,577.98	15.11%	\$ 32,889.41
Reducción de pérdidas técnicas	\$ 31,985.15	26.39%	\$ 138,724.36
Regularización de Colonias Populares	\$ -	0.00%	\$ -
Total	\$ 551,587.74	14.27%	\$ 1,266,996.63

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, SIAD Módulo de Inversiones (CFE, 2017)

3.6.5. Estados Financieros Proforma

Estados financieros proforma son estados que contienen, en todo o en parte, uno o varios supuestos o hipótesis con el fin de mostrar cuál sería la situación financiera o los resultados de las operaciones si éstos acontecieran. Representan el producto final del proceso contable, y tienen por objeto presentar información financiera para que los diversos interesados de los estados financieros puedan tomar decisiones eficientes y oportunas.

3.6.5.1. Estado de Resultados

El Estado de Resultados Proforma Inercial, muestra resultados que tendría la Unidad de Negocios Centro Occidente sin hacer inversión.

Tabla 40. Estado de Resultados Proforma Inercial (sin inversión) 2017 – 2021

Estado de Resultados Proforma Inercial (millones de pesos MXN)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	CAGR 17-21
Ingresos Tarifarios	\$4,562	\$4,744	\$4,934	\$5,033	\$5,134	\$5,236	\$5,341	\$5,448	2.00%
Otros Ingresos	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
Ingresos por Crecimiento de la Demanda	\$0	\$0	\$0	\$0	\$242	\$346	\$459	\$663	
Ingresos	\$4,562	\$4,744	\$4,934	\$5,033	\$5,376	\$5,582	\$5,800	\$6,111	4.97%
Costo de Explotación	\$1,495	\$1,556	\$1,620	\$1,669	\$1,719	\$1,771	\$1,824	\$1,879	3.02%
Remuneraciones y Prestaciones al Personal	\$882	\$918	\$954	\$983	\$1,012	\$1,043	\$1,074	\$1,106	3.00%
Materiales de Mantenimiento y Consumo	\$142	\$149	\$157	\$161	\$167	\$172	\$177	\$183	3.16%
Energéticos y Fuerza Comprada	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
Mantenimiento y Servicios Generales	\$292	\$304	\$316	\$325	\$335	\$345	\$355	\$366	3.00%
Impuestos y Derechos	\$73	\$76	\$79	\$81	\$84	\$86	\$89	\$92	3.00%
Otros Gastos	\$106	\$110	\$114	\$118	\$121	\$125	\$129	\$133	3.00%
Costo de Obligaciones Laborales	\$1,155	\$1,224	\$843	\$894	\$948	\$1,005	\$1,065	\$1,129	6.00%
Indirectos Oficinas Nacionales	\$131	\$136	\$141	\$146	\$150	\$154	\$159	\$164	3.00%
Depreciación	\$593	\$621	\$607	\$607	\$607	\$607	\$607	\$607	0.00%
Costo Total	\$3,374	\$3,538	\$3,212	\$3,315	\$3,424	\$3,537	\$3,655	\$3,779	3.33%
Resultado de Operación (EBIT)	\$1,188	\$1,207	\$1,722	\$1,717	\$1,952	\$2,045	\$2,144	\$2,332	7.94%
EBITDA	\$1,781	\$1,828	\$2,329	\$2,324	\$2,559	\$2,652	\$2,751	\$2,939	6.04%
Costo Financiero	\$142	\$140	\$138	\$135	\$132	\$129	\$126	\$122	-2.54%
Impuestos	\$0	\$0	\$0	\$515	\$586	\$613	\$643	\$700	7.94%
Resultado Neto	\$1,046	\$1,067	\$1,584	\$1,067	\$1,234	\$1,302	\$1,375	\$1,510	9.07%
Activo Fijo de Distribución			\$13,960	\$13,353	\$12,746	\$12,139	\$11,532	\$10,925	-4.89%
ROA			11.35%	7.99%	9.68%	10.72%	11.92%	13.82%	

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Plan de Negocios (CFE, 2016)

El Estado de Resultados Proforma con Imperativos, muestra resultados que tendría la Unidad de Negocios Centro Occidente sin hacer inversión.

Tabla 41. Estado de Resultados Proforma (con inversión) 2017 - 2021

Estado de Resultados Proforma con Imperativos (millones de pesos)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	CAGR 17-21
Ingresos Tarifarios	\$4,562	\$4,744	\$4,934	\$5,033	\$5,134	\$5,236	\$5,341	\$5,448	2.00%
Otros Ingresos	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
Ingresos por Eficiencias en Peridas No-Técnicas	\$0	\$0	\$0	\$0	\$9	\$22	\$45	\$82	
Ingresos por Nuevos Negocios	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	
Ingresos por Crecimiento de la Demanda	\$0	\$0	\$0	\$0	\$295	\$481	\$718	\$1,085	
Ingresos	\$4,562	\$4,744	\$4,934	\$5,033	\$5,437	\$5,740	\$6,104	\$6,615	7.07%
Costo de Explotación	\$1,495	\$1,556	\$1,620	\$1,669	\$1,719	\$1,699	\$1,528	\$1,173	-8.43%
Costo de Obligaciones Laborales	\$1,155	\$1,224	\$860	\$907	\$962	\$1,019	\$1,080	\$1,145	6.00%
Indirectos Oficinas Nacionales	\$131	\$136	\$141	\$146	\$150	\$154	\$159	\$164	3.00%
Depreciación	\$593	\$621	\$607	\$607	\$607	\$607	\$607	\$607	0.00%
Costo Total	\$3,374	\$3,538	\$3,228	\$3,328	\$3,438	\$3,480	\$3,375	\$3,089	-1.85%
Resultado de Operación (EBIT)	\$1,188	\$1,207	\$1,706	\$1,704	\$2,000	\$2,260	\$2,729	\$3,526	19.93%
EBITDA	\$1,781	\$1,828	\$2,313	\$2,311	\$2,607	\$2,867	\$3,336	\$4,133	15.64%
Costo Financiero	\$142	\$140	\$138	\$135	\$132	\$129	\$126	\$122	-2.54%
Impuestos	\$0	\$0	\$0	\$511	\$600	\$678	\$819	\$1,058	19.93%
Resultado Neto	\$1,046	\$1,067	\$1,568	\$1,058	\$1,267	\$1,453	\$1,785	\$2,346	22.03%
Activo Fijo de Distribución			\$13,960	\$13,353	\$12,746	\$12,139	\$11,532	\$10,925	-4.89%
ROA			11.23%	7.92%	9.94%	11.97%	15.48%	21.48%	

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Plan de Negocios (CFE, 2016)

3.7. Estudio Administrativo

3.7.1. Características motivacionales de la organización

La Comisión Federal de Electricidad es una Empresa Productiva del Estado de propiedad exclusiva del Gobierno Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propio y gozará de autonomía técnica, operativa y de gestión, conforme a lo dispuesto en la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, reglamentaria del artículo 25, párrafo cuarto, de la Constitución y del Transitorio Vigésimo del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2013. La Comisión Federal de Electricidad tendrá su domicilio en el Distrito Federal, sin perjuicio de que para el desarrollo de sus actividades pueda establecer domicilios convencionales tanto en territorio nacional como en el extranjero.

3.7.2. Misión

Prestar el servicio público de distribución de Energía Eléctrica a nuestros clientes, con redes generales de distribución eficientes, de calidad, confiables, y seguras, garantizando la rentabilidad de la empresa, en beneficio de la sociedad y el Estado Mexicano.

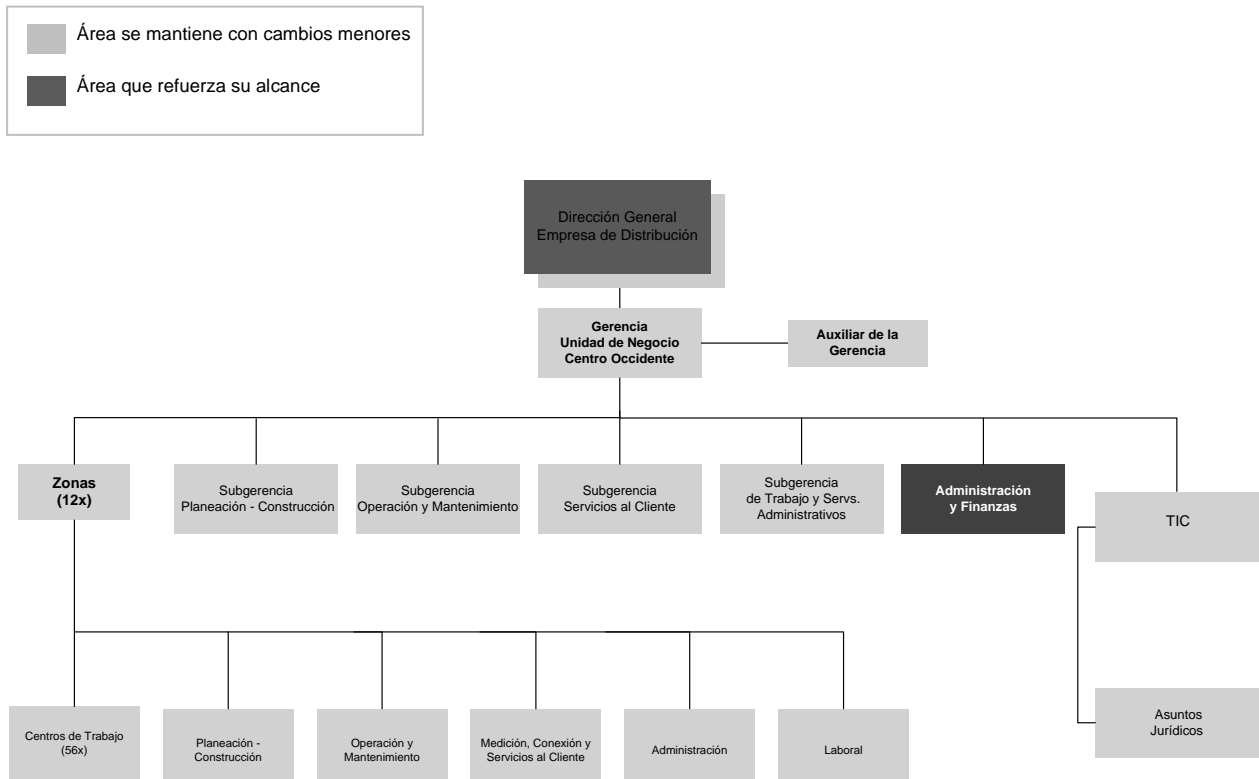
3.7.3. Visión

Ser una empresa rentable y competitiva, líder en la distribución de energía eléctrica, con estándares internacionales, preferida por los clientes, un gran lugar para trabajar y amigable con el medio ambiente.

3.7.4. Organización técnica y administrativa

3.7.5. Organigrama y perfil de puestos

Figura 23. Organigrama de la Unidad de Negocio Centro Occidente



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Plan de Negocios (CFE, 2016)

3.7.6. Funciones

Gerencia Divisional de Distribución Centro Occidente

- Administrar la elaboración de estudios de preinversión para el desarrollo de nuevas instalaciones, comportamiento y optimización de los sistemas de distribución.
- Dirigir las acciones relacionadas con la operación y mantenimiento de las subestaciones de distribución y redes que integran el Sistema Eléctrico Divisional.
- Determinar conjuntamente con las Gerencias Regionales de Producción, las de Transmisión y la Gerencia de Control Regional del ámbito correspondiente, la continuidad de operación en los sistemas de subtransmisión y distribución.
- Vigilar la normalización de los equipos, materiales y los procedimientos de ingeniería para la distribución de energía eléctrica en el ámbito de la División de Distribución Centro Occidente.
- Fijar políticas, normas y lineamientos generales que regulen las actividades de Distribución - Comercial respecto a la contratación, aseguramiento, mantenimiento, medición, venta y cobro de la energía eléctrica en el ámbito divisional.
- Promover programas de atención al cliente con la finalidad de agilizar los trámites que realizan los usuarios.
- Vigilar la ejecución de los programas de Electrificación Rural para atender las solicitudes de los usuarios rurales y colonias populares.

Subgerencia de Planeación – Construcción

- Determinar las necesidades de inversión en las distintas partidas presupuestales, tendencias y problemáticas operativas y del crecimiento de la demanda en el ámbito de la División, en conjunto con las Superintendencias de Zona de Distribución y los departamentos de la Subgerencia de Distribución, la Gerencia Divisional, Gerencia de Planeación perteneciente a la Subdirección de Distribución, Subdirección de Programación, Gerencia Regional de Transmisión Occidente, Gerencia Regional de Producción Occidente, los gobiernos de los Estados de Michoacán y de Colima y otras entidades federales, estatales y municipales.

- Participar en la elaboración, difusión y aplicación de políticas, normas, procedimientos y metodologías para integrar la planeación del sistema eléctrico en el corto, mediano y largo plazo.

- Analizar las propuestas de inversión de los proyectos elementales completos bajo parámetros técnicos y económicos para verificar su viabilidad en el retorno de la inversión y los beneficios cuantitativos y cualitativos.

- Integrar el proyecto de inversión a cinco años del plan rector, para los programas PIO, PRODESEN y Recursos Remanentes de Aportaciones, jerarquizando las propuestas y proyectos de acuerdo a las necesidades y planes de crecimiento, así como asegurando la máxima rentabilidad en las inversiones realizadas en la División de Distribución Centro Occidente, para su envío a la Subdirección de Distribución.

- Distribuir los recursos de inversión autorizados por la Subdirección de Distribución para el ejercicio fiscal anual en obras prioritarias que aseguren la entrega eficiente del suministro de energía eléctrica e instrumentar las acciones necesarias para el cumplimiento en su ejecución.

- Revisar y validar la carga de mercado eléctrico y los estudios de pérdidas técnicas, para control de los indicadores.

Subgerencia de Operación y Mantenimiento

- Vigilar la implantación de las acciones relacionadas con la operación y mantenimiento de las líneas de redes aéreas, subterráneas, y subestaciones del ámbito divisional para garantizar el servicio de suministro de energía eléctrica a los usuarios de acuerdo a las normas, procedimientos y lineamientos dictados por las áreas normativas.
- Vigilar la aplicación de las políticas, estrategias y especificaciones en las especialidades de protección y control para librar fallas en menor tiempo y así evitar daños en instalaciones eléctricas.
- Programar los recursos financieros y materiales para la aplicación de los recursos técnicos y humanos, que permiten cumplir con los requerimientos del servicio de energía eléctrica.
- Vigilar la implantación y ejecución de los planes de emergencia para restaurar los servicios de energía eléctrica en el menor tiempo posible a los usuarios afectados.
- Dirigir la elaboración e integración de las bases de licitación de los proyectos de infraestructura productiva, con las especificaciones que formulen las áreas involucradas en cada proyecto y conforme a la normatividad que emita el Consejo de Administración, para contar con instalaciones adecuadas y proporcionar un mejor servicio de energía eléctrica.

- Validar la aplicación de políticas, normas y lineamientos generales con la finalidad de que regulen la actividad comercial respecto a la contratación, venta y cobro de la energía eléctrica en el ámbito que corresponde a la Gerencia Divisional de Distribución Centro Occidente.
- Formular programas de atención al cliente, con la finalidad de dar una atención rápida y oportuna a los usuarios en el ámbito de la Gerencia Divisional de Distribución Centro Occidente, logrando con esto incrementar el grado de satisfacción de nuestros clientes con respecto al servicio que proporcionamos.
- Designar los programas de orientación sobre las modificaciones tarifarias, compromisos de servicio, ahorro de energía, etc., con la finalidad de mantener informados a los usuarios de los diferentes sectores de la sociedad.
- Coordinar con el Sector Industrial las opciones que existen para el manejo del uso de energía eléctrica ejemplo, tarifas horarias, cogeneración, autoabastecimiento, control de la demanda y factor de potencia.
- Difundir entre los diferentes sectores de la sociedad los beneficios del ahorro de energía eléctrica y promover su aplicación en los distintos sectores productivos.
- Coordinar las reuniones con los miembros del Consejo Consultivo de la CFE en los Estados de Michoacán y Colima, para el manejo del uso de energía eléctrica ejemplo, tarifas horarias, cogeneración, autoabastecimiento, control de la demanda y factor de potencia.

Subgerencia de Trabajo y Servicios Administrativos

- Asegurar la armonía en las relaciones de trabajo con el SUTERM (Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana), con la finalidad de lograr la mejor administración de los intereses legítimos de los trabajadores y objetivos institucionales.
- Instituir y validar el cumplimiento de las disposiciones legales y contractuales, así como de la normatividad institucional a efecto de realizar el pago oportuno y correcto de los salarios y prestaciones al personal y a los jubilados.
- Procurar la mejor relación con el Instituto Mexicano del Seguro Social y validar el estricto cumplimiento del Contrato Colectivo de Trabajo, Ley Federal del Trabajo, Ley del Seguro Social y los Convenios suscritos entre Instituto Mexicano del Seguro Social, Comisión Federal de Electricidad y Sindicato Único de Trabajadores Electricista de la República Mexicana, con el propósito de obtener una atención médica adecuada y contar con los servicios a que tienen derecho los trabajadores, jubilados y sus beneficiarios, a través del Instituto Mexicano del Seguro Social.
- Instruir y validar los servicios generales y de transportes requeridos por los distintos procesos, a efecto de que el personal realice sus actividades en un ambiente laboral apropiado a sus requerimientos.

Administración y Finanzas

- Administrar los recursos financieros y logísticos, conforme a lo dispuesto en la normatividad, a efecto de dar cumplimiento a los programas y proyectos de las áreas.
- Evaluar periódicamente los resultados de la Administración Divisional y en su caso, implementar acciones preventivas y/o correctivas.
- Informar los resultados de los Estados Financieros a los diferentes niveles de la organización para la toma de decisiones.
- Difundir a las áreas de la División las actualizaciones normativas en disposiciones fiscales, contables, presupuestales, de abastecimientos y obra pública, para mantener el apego a la normatividad en la operación diaria.
- Vigilar la adquisición de materiales, equipos y mano de obra en cantidad, oportunidad y lugar requeridos por las áreas usuarias.
- Promover y establecer políticas, objetivos y compromisos, así como de la elaboración y actualización de guías administrativas de trabajo, en forma conjunta con los departamentos administrativos, de Oficinas Divisionales y Superintendencias de Zona de Distribución, para mantener el apego a la normatividad en la operación diaria.

TIC's

- Evaluar iniciativas de Tecnologías de Información y Telecomunicaciones que contribuyan al cumplimiento de los objetivos estratégicos en el ámbito de la División.
- Establecer métodos de coordinación entre las especialidades de Tecnologías de Información y Telecomunicaciones para la planeación, ejecución, supervisión y evaluación de Proyectos de TICs.
- Validar el desempeño de la infraestructura y proyectos de Tecnologías de Información y Telecomunicaciones de la División.
- Definir mecanismos de coordinación entre las especialidades de Tecnologías de Información y Telecomunicaciones para asegurar la disponibilidad, continuidad y confiabilidad las TICs.
- Gestionar los recursos financieros para la operación e inversión de infraestructura de TICs en la División.

Asuntos Jurídicos

- Representar legalmente a la Gerencia Divisional de Distribución Centro Occidente, ante los tribunales y demás autoridades, así como ante las instancias arbitrales, y así defender sus intereses jurídicos y representarla en los juicios, procedimientos y recursos administrativos, judiciales o arbitrales en que sea parte o tenga interés jurídico.
- Determinar los criterios jurídicos que seguirán las áreas adscritas a la Gerencia Divisional de Distribución Centro Occidente tanto jurídicas como no, y así cumplir con el Marco Jurídico Nacional.
- Asesorar a las áreas técnicas y administrativas en el ámbito divisional que así lo soliciten, respecto de los asuntos en lo que intervenga o tenga interés jurídico, así como emitir opinión en cuanto a los aspectos jurídicos concernientes a actos, convenios o contratos.
- Proporcionar a las áreas técnicas y administrativas la solución de consultas legales y el apoyo jurídico que requieran, para que los actos realizados en el ámbito divisional, se realicen en apego al marco legal que rige su actuación.
- Realizar estudios e investigaciones jurídicas relacionadas con el desarrollo de las facultades de la Gerencia Divisional de Distribución Centro Occidente, así como apoyar jurídicamente el proceso de cambio estructural de la misma.
- Proporcionar asistencia jurídica en la adquisición por vía de derecho público o privado de bienes inmuebles, en el establecimiento de derechos legales y en los demás actos relacionados con la adquisición de derechos inmobiliarios, así como en la obtención de acuerdos de destino, desincorporación y enajenación de bienes propiedad de la Comisión Federal de Electricidad.

12 Zonas de Distribución

Departamento de Atención de Solicitudes

- Identificar las necesidades, tendencias y problemáticas del crecimiento de la carga y la demanda de la Superintendencia de Zona de Distribución, para realizar los estudios de mercado eléctrico, determinando la infraestructura eléctrica necesaria a mediano y largo plazo.
- Vigilar la aplicación de las políticas, normas, procedimientos y metodologías en la planeación del sistema eléctrico y la ejecución de los proyectos para el abastecimiento de energía eléctrica a los usuarios.
- Analizar las propuestas y proyectos de inversión de la Superintendencia de Zona de Distribución bajo parámetros técnicos y económicos para verificar su viabilidad en la recuperación de la inversión.
- Elaborar el programa y presupuesto de inversión anual, PIO, PRODESEN, Obras al 100 % jerarquizando las propuestas y proyectos de acuerdo a su rentabilidad y planes de crecimiento de la Superintendencia de Zona de Distribución.
- Solicitar de acuerdo a las necesidades de las Superintendencias de Zona de Distribución los recursos económicos de inversiones disponibles en obras prioritarias para proporcionar un servicio de energía eléctrica.

Departamento de Mantenimiento

- Vigilar que se realicen las acciones relacionadas con el mantenimiento y construcción de las líneas de redes aéreas, subterráneas y subestaciones del ámbito de la Zona para garantizar el servicio de suministro de energía eléctrica a los usuarios de acuerdo a las normas, procedimientos y lineamientos dictados por las áreas normativas.
- Organizar la elaboración e integración de las bases de licitación de los proyectos de infraestructura productiva, con las especificaciones que formulen las áreas involucradas en cada proyecto y conforme a los lineamientos que emitan las autoridades para contar con instalaciones adecuadas para proporcionar el servicio de energía eléctrica.
- Organizar la realización de los estudios de preinversión para el desarrollo de nuevos mantenimientos y construcciones, así como el comportamiento y optimización de los sistemas de distribución.
- Programar los recursos financieros y materiales para la aplicación de los recursos técnicos y humanos en el Departamento de Mantenimiento y Construcción, que permitan cumplir con los requerimientos del servicio de energía eléctrica.
- Participar en la implantación y ejecución de los planes de emergencia para restaurar los servicios de energía eléctrica en el menor tiempo posible a los usuarios afectados.

Departamento de Operación

- Vigilar que se realicen las acciones relacionadas con la operación de las líneas de redes aéreas, subterráneas en el ámbito de la Zona, para garantizar el servicio de suministro de energía eléctrica a los usuarios de acuerdo a las normas, procedimientos y lineamientos dictados por las áreas normativas.
- Colaborar en la integración de las bases de licitación de los proyectos de infraestructura para la óptima operación del sistema de Distribución, con las especificaciones que formulen las áreas involucradas en cada proyecto y conforme a los lineamientos que emitan las autoridades para contar con instalaciones adecuadas para proporcionar el servicio de energía eléctrica.
- Vigilar la aplicación de las políticas, estrategias y especificaciones en las especialidades de protección y control para librar fallas en menor tiempo y así evitar daños en instalaciones eléctricas.
- Programar los recursos financieros y materiales para la aplicación de los recursos técnicos y humanos en el Departamento de Operación, que permitan cumplir con los requerimientos del servicio de energía eléctrica.
- Participar en la implantación y ejecución de los planes de emergencia, para restaurar los servicios de energía eléctrica en el menor tiempo posible a los usuarios afectados.
- Participar en la elaboración de los estudios de preinversión para el desarrollo de nuevas instalaciones, comportamiento y optimización de los sistemas de distribución.

Departamento de Aseguramiento de la Medición, Conexiones y Servicios

- Vigilar que se realicen las conexiones de suministros en baja, media o alta tensión así como la verificación de sus especificaciones de acuerdo a la normatividad vigente para el suministro de energía eléctrica a nuevos usuarios.
- Instruir que se realice la toma de cargas a transformadores de distribución, derivadas de solicitudes de suministro que por su carga o características requieran se determine la existencia o capacidad de nuestra red, previo al registro de la solicitud para conexiones de baja tensión dentro del ámbito operativo de los centros de cortes y conexiones.
- Vigilar la verificación y calibración de los medidores en el campo en baja tensión, de acuerdo a la normatividad vigente cumpliendo con las necesidades y requerimientos de los clientes, de los programas que se establezcan, encaminados al abatimiento de pérdidas, así como de los reportes de anomalías detectadas durante el proceso de toma de lecturas.
- Vigilar que se efectúen las pruebas a equipos de medición instalados en media y alta tensión, para integración de consumos y demandas para asegurar la facturación, de acuerdo a los programas establecidos y así comprobar su exactitud, manteniéndolos dentro de tolerancias previamente definidas; derivándose de ello la disminución del índice de pérdidas de energía.
- Vigilar la aplicación del control de sellos y dispositivos de seguridad para medidores y equipos de medición, con la finalidad de salvaguardar su correcto funcionamiento, determinando la responsabilidad del personal que interviene en el uso de estos.
- Verificar la calibración los wathorímetros patrón de zonas para la medición de las variables en los procesos productivos para asegurar la transferencia y mantenimiento de la exactitud de las mediciones mediante la cadena de trazabilidad de patrones.
- Vigilar que se realicen los restablecimientos del suministro individual de energía eléctrica para proporcionar el servicio de energía eléctrica a los usuarios del ámbito de la Superintendencia de Zona de Distribución.

- Vigilar que se realice la toma de lecturas a empleados y usos propios, de acuerdo a la normatividad vigente cumpliendo con los programas que se establezcan, encaminados al abatimiento de pérdidas, así como de los reportes de anomalías detectadas durante el proceso de toma de lecturas.
- Controlar el proceso de toma de lecturas de los puntos de intercambio para servicios de tarifas horarias para su procesamiento y registro de energía eléctrica recibida y entregada, informando al Departamento de Medición Divisional.
- Vigilar se realicen los cortes definitivos y preventivos en baja y media tensión para dar cumplimiento con la normatividad vigente.
- Vigilar los finiquitos de servicios en media y alta tensión, para dar atención a las solicitudes de los usuarios.

Departamento de Operación Comercial y Campo

- Vigilar el cumplimiento en la atención de solicitudes de servicio de los usuarios en el ámbito de la Superintendencia de Zona de Distribución, para control del proceso.

- Solicitar a la Subgerencia de Servicios al Cliente las terminales portátiles y sus periféricos, así como el mantenimiento a los mismos para la toma de lecturas.
- Verificar la recuperación de los importes facturados en la Superintendencia de Zona de Distribución, así como su contabilización, para que se realice de acuerdo a la normatividad vigente.
- Proporcionar a la Subgerencia de Servicios al Cliente toda la información estadística que se procesa en el área comercial, para su análisis de resultados y elaborar los informes.
- Verificar que el proceso de facturación se desarrolle mediante la operación de subsistemas computacionales, así como proyectos que contribuyan al mejoramiento del proceso de facturación, como la operación remota de medidores y la sistematización del método de reorganización de ciclos, rutas y folios con la finalidad de sistematizar y promover la eficiencia y eficacia de los procesos.
- Realizar las gestiones necesarias para la atención de las quejas que los usuarios del ámbito de la Superintendencia de Zona de Distribución presentan en la PROFECO, con base a los mecanismos que se cuentan para registrar y dar solución a la inconformidad presentada.
- Verificar la realización del censo de carga de alumbrados públicos, así como cálculo y cobro de ajustes a la facturación para dar atención a los resultados del Programa de Nacional de Pruebas Externas.
- Vigilar se informe a los usuarios del ámbito de la Superintendencia de Zona de Distribución de las cooperaciones y de los presupuestos elaborados por el Departamento de Distribución para dar atención a sus solicitudes de ampliación.
- Verificar los cálculos de ajuste por notificaciones, inspecciones comerciales y trámites de recuperación, bonificaciones o cancelaciones, para cumplir con la normatividad vigente y no caer en incumplimientos.

- Vigilar la recuperación de la facturación analizando que el índice de cobranza no baje del 98%, con la finalidad de que al no cumplir con el indicador se analicen las causas y se propongan soluciones para la recuperación de la facturación.
- Vigilar y revisar los cálculos de ajuste por notificaciones, inspecciones comerciales y trámites de recuperación, bonificaciones o cancelaciones para cumplir con la normatividad vigente y no caer en incumplimientos.
- Vigilar que la información contenida en el SICOM esté de acuerdo a las órdenes de trabajo que impliquen modificación a la base de datos y conservar la documentación soporte, con la finalidad de tener los datos del servicio actualizados, así como obtener una facturación de acuerdo a los lineamientos vigentes en el ámbito de la Superintendencia.
- Vigilar el ciclo de facturación de acuerdo al calendario de eventos básicos del proceso comercial emitido por la Subgerencia de Servicios al Cliente, para asegurar que las actividades se llevan a cabo conforme a la normatividad vigente.
- Atender a clientes que presentan quejas respecto a su facturación, para proporcionar los ajustes necesarios o en caso contrario informar al usuario de las acciones que puede el tomar para el ahorro de energía y baje su consumo.
- Vigilar y verificar los ajustes a la facturación así como implantar medidas preventivas y correctivas para que el número de los ajustes sea mínimo.

Capítulo IV Resultados y Conclusiones

La Reforma Energética es una condición *sine qua non* pero con adaptaciones; este fortalecimiento, político y regulatorio en electricidad, es la piedra angular del nuevo equilibrio entre el Estado y el Mercado, y una de las características más notables de la reforma.

Basada en sus principales fortalezas, la CFE definió el direccionamiento estratégico para las áreas más importantes del negocio. La Unidad de Negocio Centro Occidente (UNCO) de Distribución, a partir de su visión se alinea a los objetivos del Plan de Negocio de la Dirección General de CFE a través de los Imperativos Estratégicos, con iniciativas particulares y acciones específicas de inversión para el horizonte 2018-2022.

Dando respuesta a las preguntas de investigación, la rentabilidad de la Unidad de Negocio Centro Occidente **incide en el mercado eléctrico** con el incremento en una proporción del 2.2% de futuros usuarios en media y baja tensión, así las necesidades de éstos de más energía y la creación de más infraestructura moderna y confiable.

La **influencia de los recursos técnicos o ingeniería de proyecto**, tanto cualitativa como cuantitativamente es sólida; con una capacidad instalada para dar respuesta a las necesidades de los clientes, haciendo más eficiente, óptimo, confiable y seguro el sistema eléctrico con la creación de obras nuevas y mantenimiento oportuno.

Así, la **incidencia de la estructura financiera** presenta una condición de fortalecimiento en su balance, la Unidad de Negocio Centro Occidente ha definido metas de mejora del flujo de caja y la captura de oportunidades de productividad y eficiencia, adecuadas para un negocio intensivo en capital, monitoreando la mitigación de riesgos.

Con estas garantías la UNCO ha definido una inversión máxima por año, y particularmente en este documento se muestran las necesidades de inversión para los próximos cinco años. Con el objeto de robustecer su estructura financiera, se definió un Plan de Inversiones dinámico y modular con inversiones contingentes que se adaptan a la evolución del mercado; asignando el capital de manera eficiente, de acuerdo con las necesidades y oportunidades del nuevo entorno de competencia y regulación.

Con esta visión la Unidad de Negocios Centro Occidente distribuye su capital en los proyectos prioritarios y más rentables, que dan origen a su Programa de Ampliación y Modernización (PAM) de las Redes Generales de Distribución, seleccionando aquellos proyectos estratégicos o con mayor retorno financiero.

Las **características del estudio organizacional** en la Unidad de Negocio Centro Occidente están avaladas por más de 60 años de fundación; el monopolio de la distribución de energía eléctrica la mantiene como empresa líder del mercado, lo que asegura su sostenibilidad en el tiempo. La misión y visión de futuro le aseguran lograr resultados importantes a nivel internacional; así como su estructura lean y la mejora continua de sus procesos, como ventajas competitivas de diferenciación.

Con este enfoque metodológico descriptivo, *se logró el objetivo de este trabajo y se determina la rentabilidad técnica y financiera de la Mejora de las Redes Generales de Distribución de la Unidad de Negocio Centro Occidente*, bajo el panorama de cada propuesta de inversión anual, confirmando que el nivel de rentabilidad promedio es de 16.30% y los beneficios de la inversión inicial se satisfacen con un valor positivo del dinero a través del tiempo, mediante el desarrollo de los criterios económicos de evaluación razonables, Tasa Interna de Retorno (TIR) y Valor Presente Neto (VPN) de cada proyecto, así como el ejercicio de priorización y generación de valor, definidos por la SENER, CRE y el Grupo Financiero la CFE.

Su estructura organizacional y su nuevo modelo de cultura de alto desempeño, avalan su operación en el mercado gracias al esfuerzo, compromiso y colaboración de todo el personal sindicalizado y de confianza, y a la participación activa en esta fase de transformación de su sindicato; bases para una consolidación profunda, trascendente y única en su historia.

En esta investigación resalta que en un panorama global donde los costos de capital están en aumento, las regulaciones son cada vez más estrictas y el talento es cada vez más escaso; los negocios en todos los sectores enfrentan retos sin precedentes.

La descripción del techo presupuestal fue planteado para maximizar las operaciones y la confiabilidad de los activos de la empresa; así como para cumplir los mandatos institucionales y potencializar el rendimiento del capital invertido y por invertir; sin embargo se observa que inversiones proyectadas en estos 5 años descienden anualmente, y la proyección de la demanda y las exigencias de los órganos reguladores se intensifican. Por lo que deberán de reevaluarse las necesidades del mercado año con año, a fin de incorporar aspectos relevantes en los programas prioritarios.

Adicionalmente, es conveniente desinvertir en activos y negocios no estratégicos, y medir el grado de focalización de los negocios medulares y adyacentes.

En el ámbito organizacional será fundamental evolucionar en la cultura empresarial productiva y la instalación de un proceso más eficiente de gestión del talento efectivo. Avanzar hacia los niveles de eficiencia y utilidad necesarios para hacer sostenible el negocio, con el desarrollo e implementación de un nuevo modelo operativo enfocado en la atención y servicio de excelencia al cliente, que responda al éxito futuro de mantener estándares de alto desempeño y mejora continua.

Anexos

Anexo 2. Evaluaciones económicas prioritarias “Confiabilidad de las Redes Generales de Distribución 2018”

ZONA	CONCEPTO DE INVERSION	INVERSION AÑO 2018 M\$	INDICADORES ECONOMICOS		
			VPN M\$	IR	TIR %
MORELIA	REEMPLAZO DE 9 APARTARRAYOS TIPO ESTACION, 12 CUCHILLAS NAVAJA 1200 AMPS, 1 BANCO DE BATERIAS; 13.8 KV.	\$406.95	\$2,233.40	1.50	24.84
MORELIA	REEMPLAZO DE 452 EQUIPOS PARA PROGRAMA DE MANTENIMIENTO.	\$672.64	\$4,353.28	1.73	27.00
MORELIA	REEMPLAZO DE 140 EQUIPOS PARA PROGRAMA DE MANTENIMIENTO.	\$400.71	\$2,381.63	1.61	26.32
MORELIA	REEMPLAZO DE 138 EQUIPOS PARA PROGRAMA DE MANTENIMIENTO.	\$178.43	\$3,336.70	4.52	70.48
MORELIA	REEMPLAZO DE 512 EQUIPOS PARA PROGRAMA DE MANTENIMIENTO.	\$1,081.65	\$6,170.64	1.55	25.56
MORELIA	REEMPLAZO DE 180 EQUIPOS PARA PROGRAMA DE MANTENIMIENTO.	\$433.57	\$7,529.34	1.72	58.20
MORELIA	REEMPLAZO DE 721 EQUIPOS PARA PROGRAMA DE MANTENIMIENTO.	\$1,394.74	\$6,046.04	1.24	14.40
MORELIA	REEMPLAZO DE 626 EQUIPOS PARA PROGRAMA DE MANTENIMIENTO.	\$837.76	\$5,618.34	1.78	28.04
MORELIA	REEMPLAZO DE 423 EQUIPOS PARA PROGRAMA DE MANTENIMIENTO.	\$700.64	\$2,208.23	0.97	15.96
MORELIA	REEMPLAZO DE 464 EQUIPOS PARA PROGRAMA DE MANTENIMIENTO.	\$867.02	\$4,055.59	1.32	21.16
MORELIA	REEMPLAZO DE 179 EQUIPOS PARA PROGRAMA DE MANTENIMIENTO EN BAJA TENSION.	\$610.50	\$3,602.70	1.60	28.64
MORELIA	REEMPLAZO DE 151 TRANSFORMADORES DAÑADOS.	\$5,638.66	\$85,724.85	3.72	63.56
MORELIA	CONST. 3.856 KM DE LMT, CONST. DE 4 ALIMENTADORES METAL CLAD Y AMPLIACION DE CASETA.	\$10,593.71	\$2,230.66	1.20	24.88
URUAPAN	CONFIABILIDAD DE REDES GENERALES DE DISTRIBUCION 2018	\$9,334.73	\$43,119.16	1.31	22.96
URUAPAN	MANTENIMIENTO DE CIRCUITOS 2018	\$2,440.27	\$12,069.26	1.38	21.52
ZAMORA	MANTENIMIENTO A SECUNDARIOS Y TRANSFORMADORES	\$11,505.04	\$2,354.53	1.19	24.96
ZAMORA	CIRCUITO TGR04020 CONSTRUCCION DE TRONCAL: L.D. ADOLFO RUIZ CORTINEZ - SAN JOSE DE GRACIA	\$1,125.53	\$505.13	1.41	16.04
ZAMORA	MANTENIMIENTO DE CIRCUITOS DE MEDIA TENSION DE LA ZONA	\$7,234.36	\$8,797.78	2.11	18.80
ZAMORA	REEMPLAZO DE CONDUCTOR DESNUDO POR CABLE MULTIPLE	\$3,391.79	\$3,952.46	2.07	19.08
COLIMA	MEJORAS A SECUNADARIOS Y TRASFORMADORES ZONA COLIMA 2017 (MJ. A 10 SECT. 3 KM., MJ. A 9 SECT. 2700 MTS., MJ. 6 SECT. 2000 MTS., MJ. 3 SECT. 1500 MTS., MJ. 6 SECT. 2000 MTS. MJ. 5 SECT. 0.9 KM., ADQ. 394 PZAS.)	\$4,140.73	\$68,302.79	4.02	71.60
COLIMA	CTO. BCT 4005;4015;4025 CONSTRUIR 1 KM 1C-3F-4H-13.8 KV 266 ACSR PC. TRANSFERIR CARGAS ENTRE ESTOS CIRCUITOS 4005;4015;4025 (1 KM)	\$296.00	\$62.27	1.19	24.88
COLIMA	CONFIABILIDAD EN REDES GENERALES DE DISTRIBUCION 2018	\$12,234.70	\$0.00	0.00	0.00
ZITACUARO	CONFIABILIDAD EN REDES GENERALES DE DISTRIBUCION 2018	\$3,477.18	\$2,420.39	1.64	17.08
ZITACUARO	SUB-RED ELECTRICA DE MEDIA TENSION.- MANTENIMIENTO INTEGRAL 2018	\$8,239.64	\$3,442.10	1.38	15.60
ZITACUARO	S.E. CIUDAD HIDALGO.- MANTENIMIENTO MAYOR O SUSTITUCION DE EQUIPO PRIMARIO (2018)	\$611.82	\$2,687.54	5.01	20.88
ZITACUARO	S.E. ZITACUARO UNO.- MANTENIMIENTO MAYOR O SUSTITUCION DE EQUIPO PRIMARIO (2018)	\$237.62	\$2,086.15	2.26	36.64
ZITACUARO	S.E. ZITACUARO DOS.- MANTENIMIENTO MAYOR O SUSTITUCION DE EQUIPO PRIMARIO (2018)	\$494.98	\$2,815.39	1.55	25.56
ZITACUARO	REPETIDOR TUZANTLA.- INSTALACION DE NUEVAS ESTACIONES DE REPETICION	\$192.97	\$2,201.11	2.86	42.16
LAZARO CARDENAS	MEJORA A SECUNDARIOS Y TRANSFORMADORES (140 TRANSFORMADORES; 60 SECUNDARIOS EQUIVALENTES A 39600 mt DE CABLE MULTIPLE, y 1 km DE SUBTERRANEO BT)	\$12,325.03	\$65,737.14	1.47	25.88
LAZARO CARDENAS	EQUIPO DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCION (5 RESTAURADORES ALIO; 4 RESTAURADORES)	\$2,464.49	\$5,478.90	0.76	12.00
LAZARO CARDENAS	CIRCUITO LCD 04035 ; CUMPLIMIENTO AL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO; MANTENER LA CONFIABILIDAD	\$352.86	\$97.99	1.20	15.24
LAZARO CARDENAS	MANTENIMIENTO LDBT; RETIRO REEMPLAZO DE 26 POSTES; 45 SUSTITUCIONES DE APARTARRAYOS; 50 CAMBIOS DE CORTA CIRCUITOS FUSIBLE; 38 RETIRO REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DAÑADOS, CONSERVANDO LA CAPACIDAD.	\$1,005.11	\$20,487.58	4.91	85.84
LAZARO CARDENAS	RETIRO Y REEMPLAZO DE 90 APARTARRAYOS ALEA; 200 CAMBIOS DE AISLAMIENTO; 30 CCF; 30 CCF-3D; 18 CUCHILLAS SECCIONADORAS NAVAJA; 8 INDICADORES DE FALLA; 45 APARTARRAYOS DE PORCELANA; 30 CRUCETAS; 20 POSTES; MEDICIÓN Y CORRECCION DE TIERRAS	\$216.90	\$58.85	1.20	15.20
LAZARO CARDENAS	RETIRO, Y REEMPLAZO DE 90 APARTARRAYOS ALEA; 200 CAMBIOS DE AISLAMIENTO; 30 CCF; 30 CCF-3D; 18 CUCHILLAS SECCIONADORAS NAVAJA; 8 INDICADORES DE FALLA; 45 APARTARRAYOS DE PORCELANA; 30 CRUCETAS; 20 POSTES; MEDICIÓN Y CORRECCION DE TIERRAS	\$494.32	\$111.60	1.20	15.01

ZONA	CONCEPTO DE INVERSION	INVERSION AÑO 2018 M\$	INDICADORES ECONOMICOS		
			VPN M\$	IR	TIR %
LAZARO CARDENAS	RETIRO, Y REEMPLAZO DE 90 APARTARRAYOS ALEA; 200 CAMBIOS DE AISLAMIENTO; 30 CCF; 30 CCF-3D; 18 CUCHILLAS SECCIONADORAS NAVAJA; 8 INDICADORES DE FALLA; 45 APARTARRAYOS DE PORCELANA; 30 CRUCETAS; 20 POSTES; MEDICIÓN Y CORRECCION DE TIERRAS	\$397.36	\$374.84	1.80	17.40
LAZARO CARDENAS	RETIRO, Y REEMPLAZO DE 90 APARTARRAYOS ALEA; 200 CAMBIOS DE AISLAMIENTO; 30 CCF; 30 CCF-3D; 18 CUCHILLAS SECCIONADORAS NAVAJA; 8 INDICADORES DE FALLA; 45 APARTARRAYOS DE PORCELANA; 30 CRUCETAS; 20 POSTES; MEDICIÓN Y CORRECCION DE TIERRAS	\$374.62	\$134.22	1.30	15.44
LAZARO CARDENAS	RETIRO, Y REEMPLAZO DE 90 APARTARRAYOS ALEA; 200 CAMBIOS DE AISLAMIENTO; 30 CCF; 30 CCF-3D; 18 CUCHILLAS SECCIONADORAS NAVAJA; 8 INDICADORES DE FALLA; 45 APARTARRAYOS DE PORCELANA; 30 CRUCETAS; 20 POSTES; MEDICIÓN Y CORRECCION DE TIERRAS	\$77.65	\$11.57	1.10	14.60
LAZARO CARDENAS	RETIRO, Y REEMPLAZO DE 90 APARTARRAYOS ALEA; 200 CAMBIOS DE AISLAMIENTO; 30 CCF; 30 CCF-3D; 18 CUCHILLAS SECCIONADORAS NAVAJA; 8 INDICADORES DE FALLA; 45 APARTARRAYOS DE PORCELANA; 30 CRUCETAS; 20 POSTES; MEDICIÓN Y CORRECCION DE TIERRAS	\$205.07	\$26.81	1.10	14.56
LAZARO CARDENAS	RETIRO, Y REEMPLAZO DE 90 APARTARRAYOS ALEA; 200 CAMBIOS DE AISLAMIENTO; 30 CCF; 30 CCF-3D; 18 CUCHILLAS SECCIONADORAS NAVAJA; 8 INDICADORES DE FALLA; 45 APARTARRAYOS DE PORCELANA; 30 CRUCETAS; 20 POSTES; MEDICIÓN Y CORRECCION DE TIERRAS	\$466.95	\$141.73	1.20	15.16
LAZARO CARDENAS	RETIRO, Y REEMPLAZO DE 90 APARTARRAYOS ALEA; 200 CAMBIOS DE AISLAMIENTO; 30 CCF; 30 CCF-3D; 18 CUCHILLAS SECCIONADORAS NAVAJA; 8 INDICADORES DE FALLA; 45 APARTARRAYOS DE PORCELANA; 30 CRUCETAS; 20 POSTES; MEDICIÓN Y CORRECCION DE TIERRAS	\$451.65	\$48.06	1.10	14.48
LAZARO CARDENAS	RETIRO, Y REEMPLAZO DE 90 APARTARRAYOS ALEA; 200 CAMBIOS DE AISLAMIENTO; 30 CCF; 30 CCF-3D; 18 CUCHILLAS SECCIONADORAS NAVAJA; 8 INDICADORES DE FALLA; 45 APARTARRAYOS DE PORCELANA; 30 CRUCETAS; 20 POSTES; MEDICIÓN Y CORRECCION DE TIERRAS	\$1,024.02	\$615.65	1.60	15.80
LAZARO CARDENAS	RETIRO, Y REEMPLAZO DE 90 APARTARRAYOS ALEA; 200 CAMBIOS DE AISLAMIENTO; 30 CCF; 30 CCF-3D; 18 CUCHILLAS SECCIONADORAS NAVAJA; 8 INDICADORES DE FALLA; 45 APARTARRAYOS DE PORCELANA; 30 CRUCETAS; 20 POSTES; MEDICIÓN Y CORRECCION DE TIERRAS	\$221.49	\$29.37	1.20	14.52
LAZARO CARDENAS	RETIRO, Y REEMPLAZO DE 90 APARTARRAYOS ALEA; 200 CAMBIOS DE AISLAMIENTO; 30 CCF; 30 CCF-3D; 18 CUCHILLAS SECCIONADORAS NAVAJA; 8 INDICADORES DE FALLA; 45 APARTARRAYOS DE PORCELANA; 30 CRUCETAS; 20 POSTES; MEDICIÓN Y CORRECCION DE TIERRAS	\$505.07	\$189.71	1.30	15.48
LAZARO CARDENAS	MANTENIMIENTO : RETIRO REEMPLAZO DE 10 PC; 20 CRUCETAS; 30 APARTARRAYOS DE PORCELANA; 6 INDICADORES DE FALLA; 24 CUCHILLAS SECCIONALIZADORAS DE NAVAJA; 36 CCF-3D; 42 CCF; 200 CAMBIOS DE AISLAMIENTO; 140 APARTARRAYOS ALEA	\$501.53	\$310.21	1.60	16.60
LAZARO CARDENAS	RETIRO, Y REEMPLAZO DE 90 APARTARRAYOS ALEA; 200 CAMBIOS DE AISLAMIENTO; 30 CCF; 30 CCF-3D; 18 CUCHILLAS SECCIONADORAS NAVAJA; 8 INDICADORES DE FALLA; 45 APARTARRAYOS DE PORCELANA; 30 CRUCETAS; 20 POSTES; MEDICIÓN Y CORRECCION DE TIERRAS	\$832.23	\$111.59	1.20	14.52
LAZARO CARDENAS	RETIRO, Y REEMPLAZO DE 90 APARTARRAYOS ALEA; 91 CAMBIOS DE AISLAMIENTO; 30 CCF; 30 CCF-3D; 9 CUCHILLAS SECCIONADORAS NAVAJA; 6 INDICADORES DE FALLA; 52 APARTARRAYOS DE PORCELANA; 14 CRUCETAS; 10 POSTES; MEDICIÓN Y CORRECCION DE TIERRAS	\$381.39	\$42.14	1.10	14.48
LAZARO CARDENAS	RETIRO, Y REEMPLAZO DE 110 APARTARRAYOS ALEA; 378 CAMBIOS DE AISLAMIENTO; 30 CCF; 30 CCF-3D; 12 CUCHILLAS SECCIONADORAS NAVAJA; 6 INDICADORES DE FALLA; 45 APARTARRAYOS DE PORCELANA; 5 CRUCETAS; 12 POSTES; MEDICIÓN Y CORRECCION DE TIERRAS	\$570.03	\$85.71	1.10	14.60
LAZARO CARDENAS	RETIRO, Y REEMPLAZO DE 90 APARTARRAYOS ALEA; 200 CAMBIOS DE AISLAMIENTO; 30 CCF; 30 CCF-3D; 18 CUCHILLAS SECCIONADORAS NAVAJA; 8 INDICADORES DE FALLA; 45 APARTARRAYOS DE PORCELANA; 30 CRUCETAS; 20 POSTES; MEDICIÓN Y CORRECCION DE TIERRAS	\$397.52	\$49.51	1.10	14.52
LAZARO CARDENAS	RETIRO, Y REEMPLAZO DE 90 APARTARRAYOS ALEA; 200 CAMBIOS DE AISLAMIENTO; 30 CCF; 30 CCF-3D; 18 CUCHILLAS SECCIONADORAS NAVAJA; 8 INDICADORES DE FALLA; 45 APARTARRAYOS DE PORCELANA; 30 CRUCETAS; 20 POSTES; MEDICIÓN Y CORRECCION DE TIERRAS	\$1,949.51	\$77.27	1.10	14.56
LAZARO CARDENAS	RETIRO, Y REEMPLAZO DE 90 APARTARRAYOS ALEA; 200 CAMBIOS DE AISLAMIENTO; 30 CCF; 30 CCF-3D; 18 CUCHILLAS SECCIONADORAS NAVAJA; 8 INDICADORES DE FALLA; 45 APARTARRAYOS DE PORCELANA; 30 CRUCETAS; 20 POSTES; MEDICIÓN Y CORRECCION DE TIERRAS	\$188.60	\$23.18	1.10	14.50
LAZARO CARDENAS	RETIRO, Y REEMPLAZO DE 90 APARTARRAYOS ALEA; 200 CAMBIOS DE AISLAMIENTO; 30 CCF; 30 CCF-3D; 18 CUCHILLAS SECCIONADORAS NAVAJA; 8 INDICADORES DE FALLA; 45 APARTARRAYOS DE PORCELANA; 30 CRUCETAS; 20 POSTES; MEDICIÓN Y CORRECCION DE TIERRAS	\$77.62	\$20.50	1.20	15.04
LAZARO CARDENAS	RETIRO, Y REEMPLAZO DE 90 APARTARRAYOS ALEA; 200 CAMBIOS DE AISLAMIENTO; 30 CCF; 30 CCF-3D; 18 CUCHILLAS SECCIONADORAS NAVAJA; 8 INDICADORES DE FALLA; 45 APARTARRAYOS DE PORCELANA; 30 CRUCETAS; 20 POSTES; MEDICIÓN Y CORRECCION DE TIERRAS	\$245.14	\$44.77	1.20	14.72
LAZARO CARDENAS	RETIRO, Y REEMPLAZO DE 90 APARTARRAYOS ALEA; 200 CAMBIOS DE AISLAMIENTO; 30 CCF; 30 CCF-3D; 18 CUCHILLAS SECCIONADORAS NAVAJA; 8 INDICADORES DE FALLA; 45 APARTARRAYOS DE PORCELANA; 30 CRUCETAS; 20 POSTES; MEDICIÓN Y CORRECCION DE TIERRAS	\$162.58	\$25.03	1.10	14.22
LAZARO CARDENAS	RETIRO, Y REEMPLAZO DE 90 APARTARRAYOS ALEA; 200 CAMBIOS DE AISLAMIENTO; 30 CCF; 30 CCF-3D; 18 CUCHILLAS SECCIONADORAS NAVAJA; 8 INDICADORES DE FALLA; 45 APARTARRAYOS DE PORCELANA; 30 CRUCETAS; 20 POSTES; MEDICIÓN Y CORRECCION DE TIERRAS	\$144.00	\$27.20	1.20	14.76
LAZARO CARDENAS	PROGRAMA DE MANTENIMIENTO INSTALACION DE 5 UTR TIPO POSTE CON SU RADIO UHF	\$1,114.29	\$3,779.49	1.03	16.04
LA PIEDAD	MEJORAS A LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN 2018 (16.6 KM CONST. LMT)	\$3,836.97	\$359.73	1.10	14.28
LA PIEDAD	EQUIPO SECC. Y PROTECCION 2018 (4 EQUIPOS)	\$1,111.66	\$1,804.01	2.40	18.88
LA PIEDAD	EPROSEC 2018 (11 RESTAURADORES)	\$3,698.80	\$22,276.41	1.63	26.00
LA PIEDAD	RED DE MEDIA TENSION ZONA LA PIEDAD, REPLAZO POR MANTENIMIENTO; 2018	\$3,849.16	\$34,331.17	2.31	36.20
LA PIEDAD	RED DE MEDIA TENSION ZONA LA PIEDAD: INSTALACION POR MANTENIMIENTO; 2018	\$4,974.98	\$1,417.91	1.20	15.32
LA PIEDAD	CONVERCION A SEMIAISLADO 8.2 KM ACSR 3/0, EN 12 CTOS DE LA ZONA.	\$754.52	\$107.81	1.20	14.68
LA PIEDAD	ADQUISICION 185 TRANSFORMADORES PARA DISTRIBUCION 4027.5 KVA	\$5,038.35	\$51,610.31	2.59	45.60
LA PIEDAD	REEMPLAZO DE 5 UTR DE POSTE	\$752.81	\$752.73	1.90	17.84
LA PIEDAD	REEMPLAZO DE 5 RADIOS DE UTRS DE POSTE;	\$507.61	\$412.97	1.70	17.16
LA PIEDAD	REEMPLAZO DE 20 RADIOS DE COMUNICACIONES DE VOZ;2018	\$625.19	\$2,994.40	1.34	21.44
PATZCUARO	CONFIABILIDAD DE LAS REDES DE BT 2018	\$3,448.01	\$37,874.86	2.76	47.16
PATZCUARO	INSTALACION DE 2 REGULADORES 2018 CIRCUITO CHC4045 Y PUU4020	\$1,071.88	\$8,948.44	1.60	28.12
PATZCUARO	SUTTUCION DE REPETIDOR CERRO BURRO	\$153.23	\$536.37	2.10	16.12
PATZCUARO	REEMPLAZO D 5 UTRS	\$192.42	\$1,402.67	3.10	29.44

ZONA	CONCEPTO DE INVERSION	INVERSION AÑO 2018 M\$	INDICADORES ECONOMICOS		
			VPN M\$	IR	TIR %
PATZCUARO	MEJORAS DE CIRCUITOS 2018	\$1,220.72	\$1,482.40	2.10	18.20
PATZCUARO	ADR4065 13.8 KV 1C-3F-SA ACSR 2 KM DE S.E. A PABLO CUIN	\$502.13	\$127.64	1.10	16.36
MANZANILLO	CONFIABILIDAD DE LAS REDES GENERALES DE BAJA TENSION 2018 (instalacion de 38.85 Km BT aerea, 314 postes y 62 transformadores 2125kva.)	\$9,000.75	\$26,389.45	3.60	16.44
MANZANILLO	MLQ4120 y MLQ4130 REEMPLAZO DE CONDUCTOR 0.5KM 2C- 3F-4H XLP 500MCM POR FIN DE VIDA UTIL	\$1,698.37	\$776.66	1.40	15.92
MANZANILLO	TAP4035 CONVERSION A SUBTERRANEO 1.5KM 3F-4H XLP 500MCM 13KV (CALLE ALGODON)	\$2,802.26	\$396.53	1.10	14.60
MANZANILLO	TAP4035 CONVERSION A SUBTERRANEO 1.7KM 3F-4H XLP 500MCM 13KV (AV. DEL TRABAJO)	\$4,357.23	\$426.46	1.10	14.44
MANZANILLO	INSTALACION DE EQUIPO AUTOMATICO EPROSEC (30 restauradores, 27 cuchillas y 1 seccionalizador)	\$5,927.97	\$36,786.35	1.67	21.60
MANZANILLO	CONFIABILIDAD DE LAS REDES GENERALES DE MEDIA TENSION (construccion de 1km de linea de media tension subterraneo 2c, 5.7 km de linea de media tension aerea, 1.8km de linea de baja tension e instalacion de 2 transformad	\$6,298.03	\$45,698.25	1.07	29.77
MANZANILLO	SUB-RED ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN GLOBAL MANTENIMIENTO UNIÓN MANZANILLO-SALAHUA 2018	\$5,153.70	\$27,629.24	5.22	20.88
MANZANILLO	SUB-RED ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN GLOBAL MANTENIMIENTO UNIÓN CIHUATLAN 2018	\$1,401.61	\$4,316.88	3.98	15.92
MANZANILLO	SUB-RED ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN GLOBAL MANTENIMIENTO UNIÓN LA HUERTA 2018	\$1,898.88	\$261.73	1.10	14.60
MANZANILLO	CONJUNTO DE SECTORES ELÉCTRICOS DE BAJA TENSIÓN GLOBAL MANTENIMIENTO 2018	\$1,592.52	\$6,927.06	1.24	21.64
MANZANILLO	ZON MANZANILLO; INSTALACION DE 4 BANCOS DE REGULADORES PARA MEJORAR DISMINUIR LA CAIDA DE TENSION; 2018	\$1,043.09	\$49.34	1.20	14.24
JIQUILPAN	MEJORAS A SECUNDARIOS 85 SECTORES 3,5 KMS DE LDBT.	\$8,618.18	\$16,266.79	2.70	12.00
JIQUILPAN	EQUIPO DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCION. INSTALACION DE 6 RESTAURADORES.	\$1,305.21	\$1,780.07	2.20	19.16
JIQUILPAN	S.E. VNC ADICION DE NUEVO ALIMENTADOR Y CONSTRUCCION DE 3 KMS. DE LDMT AEREA.	\$2,585.22	\$151.22	1.10	14.20
JIQUILPAN	S.E. SHY CONVERSION AEREO SUBTERRANEA DE SALIDA DE CIRCUITOS SHY5000 - 5010 - 5020 -5030.CONSTRUCCION DE 0,35 KMS. DE LDMT SUBTERRANEA	\$2,692.14	\$1,223.11	1.40	15.80
JIQUILPAN	S.E. JIQ CONVERSION AEREO SUBTERRANEA DE SALIDA DE CIRCUITOS JIQ5010 - 5020 -5030. CONSTRUCCION DE 0,3 KMS. LDMT SUBTERRANEA.	\$1,522.91	\$1,704.78	2.20	18.44
JIQUILPAN	INSTALACION DE EQUIPO AUTOMATICO EPROSEC. 6 RESTAURADORES Y 2 CUCHILLAS OPERACION EN GRUPO.	\$1,307.96	\$19,644.05	3.68	57.60
JIQUILPAN	MANTENIMIENTO INTEGRAL A LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCION. ZONA JIQUILPAN 2018	\$3,901.11	\$7,106.24	2.60	10.76
JIQUILPAN	MANTENIMIENTO INTEGRAL A LAS REDES DE BAJA TENSION 2018	\$5,055.43	\$9,013.71	2.60	11.56
ZACAPU	CONFIABILIDAD DE LA REDES GENERALES DE DISTRIBUCION 2018, (49.3) km DE LBT.	\$9,987.42	\$61,171.76	1.65	28.76
ZACAPU	EQUIPO DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCION 2018	\$4,410.58	\$3,175.48	1.60	16.68
ZACAPU	INSTALACION DE REGULADORES DE VOLTAJE EN LOS CIRCUITOS: PUR-4040, ZCP-4020, VIJ-4030, PUR-4020, ZCP-4010,ARD-4020, HNM-4050, ARD-4010, HNM-4060; MEJORA LA CALIDAD DE LA ENERGIA EN LO REFERENTE A LA REGULACION DE VOLTAJE; 2017	\$4,847.78	\$32,543.47	1.70	29.00
ZACAPU	CTOS- DE ZONA - PROGRAMA DE MANTENIMIENTO; 2018	\$1,632.19	\$9,128.74	1.53	18.00
ZACAPU	REDES DE BAJA TENSION - PROGRAMA DE MANTENIMIENTO 2018	\$1,631.09	\$13,005.51	2.07	35.88
ZACAPU	INSTALACION DE 20 UTR TIPO POSTE ; 2018	\$3,031.27	\$2,431.34	1.60	17.40
ZACAPU	INSTALACION DE 10 RADIOS Y ANTENAS PARA TELECONTROLAR EQUIPOS DE RED 2018	\$529.85	\$1,180.82	1.70	11.80
APATZINGAN	MEJORAS A SECUNDARIOS Y TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION 2018(33 SECTORES CAMBIO DE CONDUCTOR POR EL MISMO CALIBRE, REEMPLAZO DE 245 PIEZAS DE TRANSFORMADOR POR LA MISMA CAPACIDAD, REEMPLAZO DE POSTES, REEMPLAZO DE AISLAMIENTO, SUSTITUCIÓN DE RETENIDAS)	\$9,907.95	\$40,302.00	4.07	39.68
APATZINGAN	EPROSEC 2018	\$3,265.73	\$45,657.34	3.44	39.24
APATZINGAN	CONFIABILIDAD DE REDES GENERALES DE DISTRIBUCION 2018	\$1,350.66	\$8,647.44	2.15	35.05
TOTALES		\$256,416.94	\$978,679.63	1.81%	23.06%

Anexo 3. Evaluaciones económicas prioritarias “Edificios para la Operación y Mantenimiento de Distribución 2018”

ZONA	CONCEPTO DE INVERSION	INVERSION AÑO 2018 M\$	INDICADORES ECONOMICOS		
			VPN M\$	IR	TIR %
ZITACUARO	AMPLIACION EDIFICIO DEL LABORATORIO DE MEDICION 2018	\$1,461.21	\$1,517.66	1.95	22.86
ZACAPU	CONSTRUCCION 200 METROS CUADRADOS PARA LABORATORIO DE DISTRIBUCION EN INSTALACIONES DE SUBESTACION ZACAP	\$2,172.88	\$3,278.68	2.38	19.67
TOTALES		\$3,634.08	\$4,796.34	2.16%	21.27%

Anexo 4. Evaluaciones económicas prioritarias “Equipamiento Operativo para las Redes Generales de Distribución 2018”

ZONA	CONCEPTO DE INVERSION	INVERSION AÑO 2018 M\$	INDICADORES ECONOMICOS		
			VPN M\$	IR	TIR %
MORELIA	ADQUISICION DE 270 EQUIPOS DE OFICINA Y MUEBLES, 282 EQUIPOS DIVERSOS Y 9 EQUIPOS DE COMUNICACION	\$4,421.58	\$13,883.76	3.14	24.92
URUAPAN	EQUIPAMIENTO DE EQUIPOS DE COMUNICACION MOVIL Y PORTATIL	\$406.29	\$686.63	1.69	26.11
ZAMORA	COMUNICACIONES Y EQUIPO OPERATIVO	\$2,437.05	\$8,822.11	3.62	17.43
COLIMA	EQUIPAMIENTO OPERATIVO TRANSPORTE (2018) (1 PZA)	\$194.67	\$216.08	1.11	19.77
COLIMA	SUSTITUCION DE EQUIPOS DE RADIOCOMUNICACION	\$3,086.99	\$12,008.38	3.89	21.22
COLIMA	ZONA COLIMA EQUIPAMIENTO OPERATIVO COMPUTO (2018)	\$350.04	\$444.44	1.26	13.11
ZITACUARO	EQUIPAMIENTO OPERATIVO DISTRIBUCION 2018	\$1,254.62	\$2,960.89	2.36	15.04
LAZARO CARDENAS	EQUIPAMIENTO OPERATIVO 2018	\$2,464.55	\$5,668.46	2.30	13.20
LAZARO CARDENAS	EQUIPAMIENTO OPERATIVO PARA LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCION 2018	\$1,613.66	\$4,001.87	2.48	17.44
LA PIEDAD	EQUIPAMIENTO OPERATIVO PARA LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN 2018	\$2,164.59	\$4,996.41	2.31	18.52
PATZCUARO	ADQUISICION DE RADIOS 2018	\$536.84	\$644.20	1.20	16.36
MANZANILLO	EQUIPAMIENTO OPERATIVO (equipo y herramienta 50 pza, equipo oficina y muebles 100 pza, equipo de comunicacion 80 equipos, equipo diverso 50 pza y 30 unidades de transporte)	\$6,038.21	\$23,488.62	3.89	21.36
JIQUILPAN	EQUIPAMIENTO OPERATIVO DE DISTRIBUCION 2018	\$1,077.47	\$2,262.70	2.10	18.81
JIQUILPAN	EQUIPO OPERATIVO DE COMUNICACIONES 2018	\$1,611.32	\$3,287.10	2.04	14.28
ZACAPU	EQUIPAMIENTO OPERATIVO 2018	\$1,483.57	\$4,821.60	3.25	11.83
APATZINGAN	EQUIPAMIENTO OPERATIVO 2018 DE HERRAMIENTA Y EQUIPO	\$578.18	\$965.56	1.67	11.1
TOTALES		\$29,719.60	\$89,158.81	2.39%	17.53%

Anexo 5. Evaluaciones económicas prioritarias “Extensiones de redes y transformadores para atención de solicitudes exentas 2018”

ZONA	CONCEPTO DE INVERSION	INVERSION AÑO 2018 M\$	INDICADORES ECONOMICOS		
			VPN M\$	IR	TIR %
MORELIA	EXTENSION DE 7 KM DE RED DE LMT, 13 KM DE LBT Y 50 TRANSFORMADORES (1580 KVA) PARA ATENCIÓN DE SOLICITUDES	\$8,318.91	\$32,111.01	3.86	18.80
URUAPAN	EXTENSIONES DE REDES Y TRANSFORMADORES PARA ATENCION DE SOLICITUDES	\$4,888.62	\$13,248.16	2.71	21.14
ZAMORA	EXTENSIONES DE REDES Y TRANSFORMADORES PARA LA ATENCION DE SOLICITUDES EN EL AMBITO DE LA ZONA	\$3,383.01	\$7,882.41	2.33	19.10
COLIMA	ZONA COLIMA EXTENSION DE REDES ELECTRICAS (6 KM) (2018)	\$7,277.68	\$25,223.04	3.47	17.58
ZITACUARO	EXTENSIONES DE REDES Y TRANSFORMADORES PARA ATENCIÓN DE SOLICITUDES (2018)	\$2,887.75	\$6,179.79	2.14	13.33
LAZARO CARDENAS	EXTENSIONES DE REDES Y TRANSFORMADORES PARA ATENCION DE SOLICITUDES CONSTRUCCION DE 20 km LDMT, 15000m CABLE MULTIPLE; INSTALACION DE 100 TRANSFORMADORES	\$1,946.71	\$3,912.88	2.01	22.14
LA PIEDAD	EXTENSIONES DE REDES Y TRANSFORMADORES PARA ATENCION DE SOLICITUDES 2018	\$4,074.10	\$11,325.99	2.78	17.47
PATZCUARO	EXTENSIONES DE REDES Y TRANSFORMADORES PARA ATENCION DE SOLICITUDES	\$4,562.85	\$12,867.25	2.82	15.32
MANZANILLO	EXTENSION DE REDES Y TRANSFORMADORES PARA ATENCION DE SOLICITUDES (construccion de 3km de linea de media tension aerea, 6km de linea de baja tension Y 30 tros - 775kva)	\$3,082.42	\$7,058.73	2.29	13.66
JIQUILPAN	EXTENSIONES DE REDES Y TRANSFORMADORES PARA ATENCION DE SOLICITUDES. AMPLIACION DE 3,5 KMS. DE LDBT, 2 KMS. DE LDMT Y 18 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.	\$5,030.67	\$14,890.78	2.96	15.8
JIQUILPAN	PROYECTO DE AMPLIACION, SUSTITUCION TRANSFORMADOR CON AUMENTO DE CAPACIDAD 2018	\$366.72	\$777.44	2.12	10.08
ZACAPU	EXTENSIONES DE REDES DE LBT Y TRANSFORMADORES PARA ATENCIÓN DE SOLICITUDES 2018	\$8,063.20	\$28,301.84	3.51	10.93
APATZINGAN	CONSTRUCCION DE OBRAS Y AMPLIACIONES DE RED PARA SATISFACER LA DEMANDA INCREMENTAL DE LA ZONA	\$2,394.85	\$5,053.13	2.11	22.17
TOTALES		\$56,277.49	\$168,832.46	2.70%	16.73%

Anexo 6. Evaluaciones económicas prioritarias “Instalación de Acometidas y Medidores 2018”

ZONA	CONCEPTO DE INVERSION	INVERSION AÑO 2018 M\$	INDICADORES ECONOMICOS		
			VPN M\$	IR	TIR %
MORELIA	Instalación de Acometidas y Medidores	\$21,549.12	\$82,964.12	3.85	26.72
MORELIA	Instalación de Acometidas y Medidores	\$10,449.93	\$31,558.79	3.02	22.24
URUAPAN	Instalación de Acometidas y Medidores	\$7,445.12	\$21,516.40	2.89	20.47
ZAMORA	Instalación de Acometidas y Medidores	\$6,538.91	\$17,393.50	2.66	19.14
ZAMORA	Instalación de Acometidas y Medidores	\$6,021.37	\$15,173.85	2.52	19.01
COLIMA	Instalación de Acometidas y Medidores	\$15,391.47	\$57,102.34	3.71	21.03
ZITACUARO	Instalación de Acometidas y Medidores	\$7,102.16	\$20,454.22	2.88	16.01
ZITACUARO	Instalación de Acometidas y Medidores	\$3,272.92	\$4,418.44	1.35	13.97
LAZARO CARDENAS	Instalación de Acometidas y Medidores	\$11,628.60	\$35,583.52	3.06	15.67
LA PIEDAD	Instalación de Acometidas y Medidores	\$10,755.23	\$31,297.72	2.91	13.99
PATZCUARO	Instalación de Acometidas y Medidores	\$4,894.64	\$9,981.03	2.04	17.34
PATZCUARO	Instalación de Acometidas y Medidores	\$3,257.49	\$8,762.65	2.69	17.18
MANZANILLO	Instalación de Acometidas y Medidores	\$7,035.30	\$19,909.90	2.83	11.41
MANZANILLO	Instalación de Acometidas y Medidores	\$3,270.15	\$7,096.23	2.17	13.47
JIQUILPAN	Instalación de Acometidas y Medidores	\$8,588.10	\$27,138.38	3.16	17.93
JIQUILPAN	Instalación de Acometidas y Medidores	\$2,593.99	\$5,421.44	2.09	17.25
ZACAPU	Instalación de Acometidas y Medidores	\$4,986.44	\$13,762.57	2.76	13.27
ZACAPU	Instalación de Acometidas y Medidores	\$2,730.55	\$5,788.76	2.12	13.82
APATZINGAN	Instalación de Acometidas y Medidores	\$5,354.96	\$14,351.29	2.68	19.21
APATZINGAN	Instalación de Acometidas y Medidores	\$3,984.44	\$10,877.52	2.73	13.62
TOTALES		\$146,850.88	\$440,552.68	2.71	17.14%

Anexo 7. Evaluaciones económicas prioritarias “Instalación de Equipo Automático (EPROSEC) 2018”

ZONA	CONCEPTO DE INVERSION	INVERSION AÑO 2018 M\$	INDICADORES ECONOMICOS		
			VPN M\$	IR	TIR %
MORELIA	Instalación de Equipo Automático (EPROSEC)	\$13,741.51	\$50,156.51	3.65	32.28
URUAPAN	Instalación de Equipo Automático (EPROSEC)	\$5,488.47	\$14,873.75	2.71	25.13
ZAMORA	Instalación de Equipo Automático (EPROSEC)	\$1,801.95	\$2,558.77	1.42	15.13
COLIMA	Instalación de Equipo Automático (EPROSEC)	\$7,606.73	\$24,797.94	3.26	29.70
ZITACUARO	Instalación de Equipo Automático (EPROSEC)	\$6,273.04	\$19,885.52	3.17	26.86
LAZARO CARDENAS	Instalación de Equipo Automático (EPROSEC)	\$1,080.24	\$1,112.85	1.03	13.15
PATZCUARO	Instalación de Equipo Automático (EPROSEC)	\$1,783.08	\$2,567.63	1.44	15.77
ZACAPU	Instalación de Equipo Automático (EPROSEC)	\$1,652.79	\$2,330.43	1.41	15.22
TOTALES		\$39,427.80	\$118,283.41	2.26%	21.66%

Anexo 8. Evaluaciones económicas prioritarias “Modernización de la medición, cambio de medidores electromecánicos por electrónicos 2018”

ZONA	CONCEPTO DE INVERSION	INVERSION AÑO 2018 M\$	INDICADORES ECONOMICOS		
			VPN M\$	IR	TIR %
MORELIA	Modernización de la medición, cambio de medidores electromecánicos por electrónicos	\$13,484.37	\$18,739.46	2.27	25.01
URUAPAN	Modernización de la medición, cambio de medidores electromecánicos por electrónicos	\$5,138.72	\$12,141.50	2.25	23.31
URUAPAN	Modernización de la medición, cambio de medidores electromecánicos por electrónicos	\$4,386.34	\$9,416.83	2.96	21.47
ZAMORA	Modernización de la medición, cambio de medidores electromecánicos por electrónicos	\$6,393.79	\$10,121.50	2.45	12.27
COLIMA	Modernización de la medición, cambio de medidores electromecánicos por electrónicos	\$7,101.44	\$16,887.22	2.17	13.66
COLIMA	Modernización de la medición, cambio de medidores electromecánicos por electrónicos	\$6,064.97	\$11,641.86	2.75	13.11
ZITACUARO	Modernización de la medición, cambio de medidores electromecánicos por electrónicos	\$3,839.02	\$31,577.95	3.52	29.81
LAZARO CARDENAS	Modernización de la medición, cambio de medidores electromecánicos por electrónicos	\$2,558.10	\$4,164.02	2.49	12.88
LAZARO CARDENAS	Modernización de la medición, cambio de medidores electromecánicos por electrónicos	\$2,174.11	\$36,888.07	2.02	31.75
LA PIEDAD	Modernización de la medición, cambio de medidores electromecánicos por electrónicos	\$5,341.28	\$21,512.45	2.68	23.69
LA PIEDAD	Modernización de la medición, cambio de medidores electromecánicos por electrónicos	\$4,550.99	\$20,555.98	2.76	23.01
PATZCUARO	Modernización de la medición, cambio de medidores electromecánicos por electrónicos	\$3,811.84	\$10,318.74	2.47	18.03
MANZANILLO	Modernización de la medición, cambio de medidores electromecánicos por electrónicos	\$3,829.93	\$6,320.42	2.51	15.67
JIQUILPAN	Modernización de la medición, cambio de medidores electromecánicos por electrónicos	\$3,038.37	\$1,835.28	1.55	11.55
ZACAPU	Modernización de la medición, cambio de medidores electromecánicos por electrónicos	\$3,194.20	\$5,263.16	2.51	14.87
APATZINGAN	Modernización de la medición, cambio de medidores electromecánicos por electrónicos	\$4,601.85	\$6,279.65	2.25	15.44
TOTALES		\$79,509.31	\$223,664.08	2.48%	19.10%

Anexo 9. Evaluaciones económicas prioritarias “Modernización de Subestaciones de Distribución 2018”

ZONA	CONCEPTO DE INVERSION	INVERSION AÑO 2018 M\$	INDICADORES ECONOMICOS		
			VPN M\$	IR	TIR %
URUAPAN	Modernización de Subestaciones de Distribución	\$317.33	\$1,741.56	1.06	16.22
ZAMORA	Modernización de Subestaciones de Distribución	\$2,150.11	\$2,603.35	2.11	23.27
COLIMA	Modernización de Subestaciones de Distribución	\$1,257.75	\$5,488.48	2.94	29.30
COLIMA	Modernización de Subestaciones de Distribución	\$522.14	\$4,584.06	1.02	28.12
COLIMA	Modernización de Subestaciones de Distribución	\$374.08	\$3,284.19	2.02	26.22
COLIMA	Modernización de Subestaciones de Distribución	\$764.71	\$163.46	1.20	10.08
LAZARO CARDENAS	Modernización de Subestaciones de Distribución	\$3,383.83	\$482.89	1.13	13.18
LAZARO CARDENAS	Modernización de Subestaciones de Distribución	\$9,652.06	\$1,625.20	1.17	16.14
LA PIEDAD	Modernización de Subestaciones de Distribución	\$1,197.05	\$5,050.04	2.09	27.01
LA PIEDAD	Modernización de Subestaciones de Distribución	\$304.05	\$2,222.24	2.16	23.06
LA PIEDAD	Modernización de Subestaciones de Distribución	\$410.67	\$1,127.13	1.51	13.57
MANZANILLO	Modernización de Subestaciones de Distribución	\$5,176.79	\$442.88	1.08	11.11
JIQUILPAN	Modernización de Subestaciones de Distribución	\$5,940.67	\$689.26	1.11	12.54
JIQUILPAN	Modernización de Subestaciones de Distribución	\$1,428.59	\$777.06	1.50	13.11
ZACAPU	Modernización de Subestaciones de Distribución	\$1,184.17	\$1,192.36	1.92	14.53
APATZINGAN	Modernización de Subestaciones de Distribución	\$1,809.84	\$3,668.85	2.85	24.11
APATZINGAN	Modernización de Subestaciones de Distribución	\$1,394.31	\$4,123.55	3.06	29.24
TOTALES		\$37,268.15	\$39,266.55	1.76%	19.46%

Anexo 10. Evaluaciones económicas prioritarias “Nuevas Subestaciones AT/MT y Ampliaciones 2018”

ZONA	CONCEPTO DE INVERSION	INVERSION AÑO 2018 M\$	INDICADORES ECONOMICOS		
			VPN M\$	IR	TIR %
MORELIA	Nuevas Subestaciones AT/MT y Ampliaciones	\$34,195.51	\$50,828.88	2.37	14.01
URUAPAN	Nuevas Subestaciones AT/MT y Ampliaciones	\$34,719.97	\$62,599.63	2.45	15.24
ZAMORA	Nuevas Subestaciones AT/MT y Ampliaciones	\$21,513.07	\$45,884.46	2.08	19.35
ZAMORA	Nuevas Subestaciones AT/MT y Ampliaciones	\$40,098.64	\$346,097.68	3.09	29.87
COLIMA	Nuevas Subestaciones AT/MT y Ampliaciones	\$30,211.70	\$30,917.60	2.36	13.94
TOTALES		\$160,738.90	\$536,328.26	2.47%	18.48%

Anexo 11. Evaluaciones económicas prioritarias “Proyectos para corrección de puntos de riesgo para la prevención de accidentes de terceros 2018”

ZONA	CONCEPTO DE INVERSION	INVERSION AÑO 2018 M\$	INDICADORES ECONOMICOS		
			VPN M\$	IR	TIR %
MORELIA	Proyectos para corrección de puntos de riesgo para la prevención de accidentes de terceros	\$1,334.67	\$ 2,936.28	2.02	11.74
URUAPAN	Proyectos para corrección de puntos de riesgo para la prevención de accidentes de terceros	\$1,995.12	\$ 4,389.27	2.17	15.98
ZAMORA	Proyectos para corrección de puntos de riesgo para la prevención de accidentes de terceros	\$374.35	\$ 823.57	1.01	10.08
ZITACUARO	Proyectos para corrección de puntos de riesgo para la prevención de accidentes de terceros	\$1,072.77	\$ 2,360.10	2.01	12.33
LAZARO CARDENAS	Proyectos para corrección de puntos de riesgo para la prevención de accidentes de terceros	\$1,449.63	\$ 3,189.18	2.54	13.75
LA PIEDAD	Proyectos para corrección de puntos de riesgo para la prevención de accidentes de terceros	\$1,977.84	\$ 4,351.25	2.91	14.88
PATZCUARO	Proyectos para corrección de puntos de riesgo para la prevención de accidentes de terceros	\$1,080.35	\$ 2,376.76	2.03	13.52
JIQUILPAN	Proyectos para corrección de puntos de riesgo para la prevención de accidentes de terceros	\$707.96	\$ 1,557.52	1.82	10.94
ZACAPU	Proyectos para corrección de puntos de riesgo para la prevención de accidentes de terceros	\$2,076.23	\$ 4,567.71	2.93	16.38
TOTALES		\$12,068.93	\$ 26,551.65	2.16%	13.28%

Anexo 12. Evaluaciones económicas prioritarias “Reducción de pérdidas técnicas 2018”

ZONA	CONCEPTO DE INVERSION	INVERSION AÑO 2018 M\$	INDICADORES ECONOMICOS		
			VPN M\$	IR	TIR %
MORELIA	Reducción de pérdidas técnicas	\$9,293.67	\$4,849.26	1.52	16.00
MORELIA	Reducción de pérdidas técnicas	\$404.32	\$10.50	1.03	10.03
MORELIA	Reducción de pérdidas técnicas	\$356.24	\$300.62	1.84	10.20
MORELIA	Reducción de pérdidas técnicas	\$466.38	\$295.27	1.63	11.17
MORELIA	Reducción de pérdidas técnicas	\$317.77	\$683.62	2.15	13.33
MORELIA	Reducción de pérdidas técnicas	\$1,425.21	\$138.54	1.10	11.22
MORELIA	Reducción de pérdidas técnicas	\$268.58	\$388.09	1.44	12.27
MORELIA	Reducción de pérdidas técnicas	\$314.65	\$519.69	1.65	12.28
MORELIA	Reducción de pérdidas técnicas	\$276.95	\$90.48	1.33	12.88
MORELIA	Reducción de pérdidas técnicas	\$567.45	\$184.89	1.33	13.12
URUAPAN	Reducción de pérdidas técnicas	\$1,105.23	\$712.39	1.64	11.17
URUAPAN	Reducción de pérdidas técnicas	\$1,174.48	\$737.73	1.63	12.25
URUAPAN	Reducción de pérdidas técnicas	\$430.46	\$47.44	1.11	10.20
URUAPAN	Reducción de pérdidas técnicas	\$786.09	\$597.19	1.76	11.19
URUAPAN	Reducción de pérdidas técnicas	\$551.98	\$262.09	1.47	11.15
URUAPAN	Reducción de pérdidas técnicas	\$1,174.48	\$318.49	1.27	11.13
URUAPAN	Reducción de pérdidas técnicas	\$603.33	\$430.76	1.71	11.18
URUAPAN	Reducción de pérdidas técnicas	\$1,399.72	\$1,494.43	1.07	11.22
ZAMORA	Reducción de pérdidas técnicas	\$1,171.48	\$30,999.64	2.64	11.69
ZAMORA	Reducción de pérdidas técnicas	\$2,993.15	\$3,547.47	1.19	11.23
COLIMA	Reducción de pérdidas técnicas	\$592.01	\$2,033.42	2.43	11.47
COLIMA	Reducción de pérdidas técnicas	\$296.00	\$4,005.39	2.53	11.54
COLIMA	Reducción de pérdidas técnicas	\$3,252.88	\$744.74	1.23	11.13
COLIMA	Reducción de pérdidas técnicas	\$74.00	\$860.91	2.63	11.34
ZITACUARO	Reducción de pérdidas técnicas	\$3,280.47	\$1,026.91	1.31	11.14
LAZARO CARDENAS	Reducción de pérdidas técnicas	\$842.28	\$133.99	1.16	11.02
LAZARO CARDENAS	Reducción de pérdidas técnicas	\$1,351.72	\$190.56	1.14	11.12
LAZARO CARDENAS	Reducción de pérdidas técnicas	\$2,449.21	\$1,003.97	1.41	13.15
LA PIEDAD	Reducción de pérdidas técnicas	\$5,543.11	\$592.68	1.11	10.10
LA PIEDAD	Reducción de pérdidas técnicas	\$2,100.36	\$450.33	1.21	10.13
LA PIEDAD	Reducción de pérdidas técnicas	\$840.61	\$208.31	1.25	10.11

ZONA	CONCEPTO DE INVERSION	INVERSION AÑO 2018 M\$	INDICADORES ECONOMICOS		
			VPN M\$	IR	TIR %
LA PIEDAD	Reducción de pérdidas técnicas	\$2,685.68	\$2,483.78	1.92	12.20
LA PIEDAD	Reducción de pérdidas técnicas	\$267.16	\$182.00	1.68	11.18
LA PIEDAD	Reducción de pérdidas técnicas	\$1,049.60	\$40.42	1.08	10.08
LA PIEDAD	Reducción de pérdidas técnicas	\$97.37	\$1,682.42	1.28	10.94
LA PIEDAD	Reducción de pérdidas técnicas	\$968.68	\$18.54	1.96	10.87
LA PIEDAD	Reducción de pérdidas técnicas	\$1,869.56	\$299.14	1.16	10.63
LA PIEDAD	Reducción de pérdidas técnicas	\$270.31	\$342.60	1.27	11.45
PATZCUARO	Reducción de pérdidas técnicas	\$583.06	\$113.89	1.20	12.24
PATZCUARO	Reducción de pérdidas técnicas	\$1,752.69	\$492.11	1.28	10.83
PATZCUARO	Reducción de pérdidas técnicas	\$1,592.25	\$1,277.89	1.80	11.19
MANZANILLO	Reducción de pérdidas técnicas	\$986.74	\$19.52	1.99	10.88
MANZANILLO	Reducción de pérdidas técnicas	\$390.90	\$71.25	1.18	10.12
MANZANILLO	Reducción de pérdidas técnicas	\$1,867.79	\$152.49	1.08	10.11
MANZANILLO	Reducción de pérdidas técnicas	\$4,287.59	\$3,397.52	1.79	16.19
JIQUILPAN	Reducción de pérdidas técnicas	\$611.72	\$123.25	1.20	10.12
JIQUILPAN	Reducción de pérdidas técnicas	\$1,549.40	\$165.98	1.10	13.47
JIQUILPAN	Reducción de pérdidas técnicas	\$3,537.01	\$1,900.35	1.54	13.18
ZACAPU	Reducción de pérdidas técnicas	\$1,313.74	\$1,021.12	1.78	14.22
ZACAPU	Reducción de pérdidas técnicas	\$1,862.98	\$422.81	1.23	11.09
ZACAPU	Reducción de pérdidas técnicas	\$462.77	\$39.03	1.08	10.55
ZACAPU	Reducción de pérdidas técnicas	\$1,454.48	\$349.65	1.24	10.87
APATZINGAN	Reducción de pérdidas técnicas	\$1,885.02	\$1,774.83	1.94	13.87
APATZINGAN	Reducción de pérdidas técnicas	\$39.96	\$111.85	1.80	10.36
APATZINGAN	Reducción de pérdidas técnicas	\$39.96	\$59.99	1.50	10.27
APATZINGAN	Reducción de pérdidas técnicas	\$39.96	\$8.13	1.20	10.12
APATZINGAN	Reducción de pérdidas técnicas	\$39.96	\$8.13	1.20	10.12
APATZINGAN	Reducción de pérdidas técnicas	\$39.96	\$8.13	1.20	10.12
APATZINGAN	Reducción de pérdidas técnicas	\$79.93	\$223.68	2.02	10.46
APATZINGAN	Reducción de pérdidas técnicas	\$39.96	\$8.13	1.20	10.57
APATZINGAN	Reducción de pérdidas técnicas	\$3,587.29	\$40,225.61	11.21	19.22
APATZINGAN	Reducción de pérdidas técnicas	\$124.31	\$805.84	1.48	10.67
APATZINGAN	Reducción de pérdidas técnicas	\$208.64	\$329.52	1.58	10.25
APATZINGAN	Reducción de pérdidas técnicas	\$167.92	\$823.53	2.90	10.57
APATZINGAN	Reducción de pérdidas técnicas	\$175.09	\$245.23	1.40	10.22
APATZINGAN	Reducción de pérdidas técnicas	\$76.88	\$829.70	1.79	10.87
APATZINGAN	Reducción de pérdidas técnicas	\$3,384.82	\$393.69	1.12	10.95
TOTALES		\$85,095.42	\$118,311.57	1.66%	11.47%

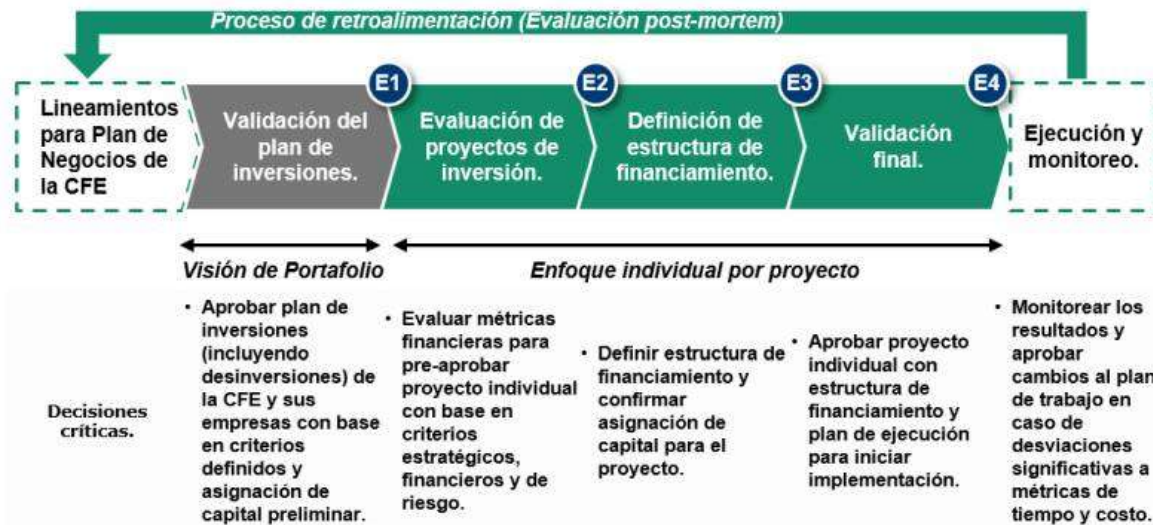
Anexo 13. Evaluaciones económicas prioritarias “Regularización de Colonias Populares 2018”

ZONA	CONCEPTO DE INVERSION	INVERSION AÑO 2018 M\$	INDICADORES ECONOMICOS		
			VPN M\$	IR	TIR %
ZITACUARO	Regularización de Colonias Populares	\$394.65	\$943.21	2.39	11.22
LAZARO CARDENAS	Regularización de Colonias Populares	\$259.98	\$600.55	2.31	11.47
LAZARO CARDENAS	Regularización de Colonias Populares	\$17.30	\$30.11	1.74	10.43
MANZANILLO	Regularización de Colonias Populares	\$302.57	\$838.12	2.77	10.32
MANZANILLO	Regularización de Colonias Populares	\$1,308.22	\$4,356.37	3.33	10.77
JIQUILPAN	Regularización de Colonias Populares	\$692.96	\$1,579.95	2.28	10.13
JIQUILPAN	Regularización de Colonias Populares	\$974.56	\$2,260.98	2.32	10.17
JIQUILPAN	Regularización de Colonias Populares	\$1,342.65	\$4,471.02	3.33	10.13
JIQUILPAN	Regularización de Colonias Populares	\$47.57	\$87.52	1.84	10.30
MORELIA	Regularización de Colonias Populares	\$2,755.69	\$9,176.44	3.33	10.28
URUAPAN	Regularización de Colonias Populares	\$1,083.07	\$3,260.04	3.01	10.14
URUAPAN	Regularización de Colonias Populares	\$350.88	\$985.97	2.81	10.24
TOTALES		\$9,530.10	\$28,590.30	2.62%	10.47%

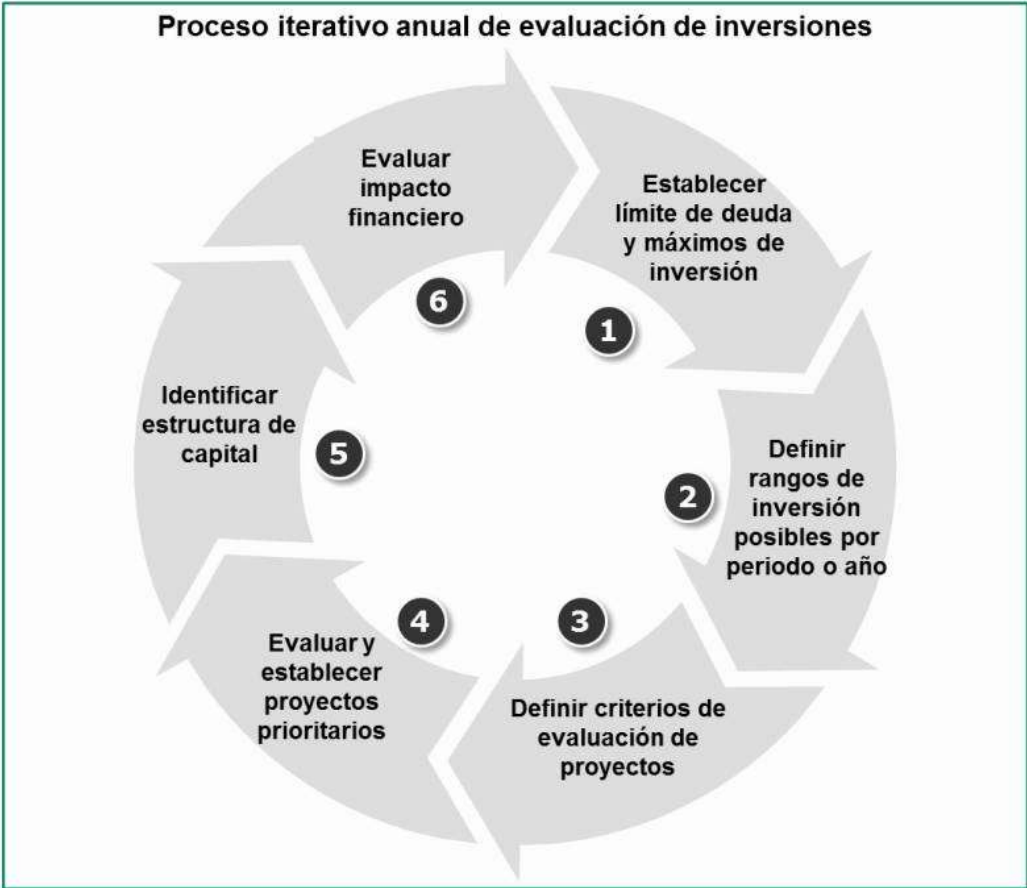
Anexo 14. Localización de las 16 Unidades de Negocio de la EPS Distribución



Anexo 15. Proceso de aprobación de inversiones



Anexo 16. Proceso de establecimiento del Plan de Inversiones



Bibliografía

Autores

- Arias, F. (1999). *Administración de Recursos Humanos para alto Desempeño*. México: Trillas.
- Baca Urbina, G. (2013). *Evaluación de proyectos*. México: Mc Graw Hill.
- Besley, S., & Brigham, E. (2001). *Fundamentos de administración Financiera*. México: McGraw Hill.
- Calva, A. (1996). *Lo que todo Ejecutivo debe saber sobre Finanzas*. México: Grijalbo.
- Carbonell, M. (2009). *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*. México: Porrúa.
- Castaño, M. (2005). *Marco conceptual y operativo del banco de Proyectos Exitosos*. Recuperado el abril de 2017, de www.eclac.cl
- Cervantes, J. (1998). *Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión*. México: McGraw Hill.
- Chiavenato, I. (2000). *Introducción a la Teoría General de la Administración*. México: McGraw Hill.
- Cohen, D. (2005). *Sistemas de Información para los negocios*. México: McGraw Hill.
- CONACYT. (1997). *Formulación y Evaluación de Proyectos Industriales*. México: CONACYT.
- Coss Bu, R. (2002). *Análisis y Evaluación de Proyectos de Inversión*. México, D.f.: Limusa, 2da. Edición.
- Emery, D., & Finnerty, J. (2000). *Administración Financiera Corporativa*. México: Pearson.
- Fleitman, J. (2000). *Negocios exitosos*. México: Mc Graw Hill.
- Gallardo, J. (2000). *Evaluación de Proyectos de Inversión en condiciones de riesgo*. México: NAFINSA.
- García , A. (1998). *Evaluación de Proyectos de Inversión*. México: McGraw Hill.
- Hernández, A. (1998). *Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión*. México: ECAFSA.
- Kerlinger , F. (2002). *Métodos de Investigación en Ciencias Sociales*. México, D.F.: McGraw Hill.

Miranda, M. (2005). *Gestión de proyectos. Identificación - formulación - evaluación: Financiera - económica - social - ambiental*. Colombia: MM Editores.

NAFIN. (2016). *Guía para la formulación y evaluación de proyectos de inversión*. México: Nacional Financiera.

Rojas, R. (2002). *Investigación Social: Teoría y Praxis*. México: Plaza y Valdés, S.A. de C.V.

Sabino, C. (1992). *El Proceso de Investigación*. Caracas: Panapo.

Salking, N. (1999). *Métodos de Investigación*. México: Prentice Hall.

Sampieri Hernández, R. (2010). *Metodología de la Investigación*. México: McGraw Hill.

Sapag, N. (1993). *Criterios de Evaluación de Proyectos de Inversión*. México: ECAFSA.

SENER. (2017). *Secretaría de Energía*. Recuperado el junio de 2017, de www.sener.gob.mx

Southwest Technology Development Institute New Mexico State University. (7 de junio de 2017). Obtenido de <https://enr.nmsu.edu>

Stanton, W. e. (2004). *Fundamentos de Marketing*. México: McGraw Hill.

Tamayo y Tamayo, M. (2012). *El proceso de la investigación científica*. México: Limusa, S.A. de C.V.

Viniegra, R. S. (2007). *Entendiendo el Plan de Negocios*. lulu.com.

Watson, A., & Wise, K. (1997). *Guía del emprendedor*. México: Prentice Hall.

Watson, A., & Wise, K. (1997). *Guía del emprendedor*. México: Prentice Hall.

Tesis

Gómez de los Santos, L. (2007). *Proyecto de Inversión para la producción en invernadero y comercialización de Orquídeas Phalaenopsis sp. Para Flor de corte y maceta, en el Distrito Federal*. Recuperado el abril de 2017, de www.tesis.ipn.mx/

Solorzano, N. J. (2007). *Proyecto de Inversión para una Microempresa de Servicios en Tecnologías de Información*. Recuperado el junio de 2017, de www.tesis.ipn.mx/

Castillo V., I. (2005). *Proyecto de Inversión para una Microempresa de Diseño Gráfico*. Recuperado el junio de 2017, de www.tesis.ipn.mx/

Sitios de Internet

Castañón, M., L.M. ILPES. (2000). *Marco conceptual y operativo del banco de proyectos exitosos*. Consultado en Marzo 10, 2005 en <http://www.eclac.cl/>

Cautivo, R. (5 de junio de 2017). *Curso Básico de Física*. Enlaces, Centro de Educación y Tecnología del Ministerio de Educación. Obtenido de <https://www.enlaces.cl/recursos-educativos/?cat-tipo=0&cat-recurso=0&sp=fisicawww.enlaces.cl>

CFE. (2017). *Comisión Federal de Electricidad*. Recuperado el mayo de 2017, obtenido de www.cfe.gob.mx.

SENER (2017). *Secretaría de Energía*. Recuperado el junio de 2017, obtenido de www.sener.gob.mx.

Southwest Technology Development Institute New Mexico State University. (7 de junio de 2017). Obtenido de <https://enr.nmsu.edu>

Viniegra, R. S. (2007). *Entendiendo el Plan de Negocios*. Obtenido de lulu.com.

wikipedia.org. (7 de junio de 2017). Obtenido de https://es.wikipedia.org/wiki/Ley_de_Ohm

CFE. (diciembre de 2016). *Plan de Negocios 2017 - 2021*. Recuperado el 30 de julio de 2017, de *Comisión Federal de Electricidad*: Obtenido de <http://portal.cfe.mx/acercacfe/Estructura%20CFE/Pages/default.aspx>