



Tecnológico Nacional de México, Campus Tuxtla Gutiérrez
Reporte “Residencia”

Asignatura:
“Residencia Profesional”

Tema:
“CREACIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE LST-MT-34.5 BACHAJON”

Nombre Del Alumno:
Miguel Eduardo Trujillo Garcia

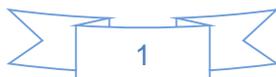
No. Control:
15270587

Semestre:
Noveno semestre

Asesor Interno:
Dr. Rafael Mota Grajales

Asesor Externo:
Ing. Pablo Alberto Díaz Maldonado

San Cristóbal de las casas, Chiapas, 2019.





Agradecimientos

Le agradezco a Dios por haberme acompañado y guiado a lo largo de mi carrera, por ser mi fortaleza en los momentos de debilidad y por brindarme una vida llena de aprendizajes, experiencias y sobre todo felicidad.

Le doy gracias a mi madre por apoyarme en todo momento, por los valores que me ha incluido, y por haberme dado la oportunidad de tener una excelente educación en el transcurso de mi vida. Sobre todo, por ser un excelente ejemplo de vida a seguir.

A mis hermanos por ser parte importante de mi vida y representar la unidad familiar, por llenar mi vida de alegrías y amor cuando más lo he necesitado.

Le agradezco la confianza y dedicación de mis asesores: Dr. Rafael Mota Grajales, Ing. Pablo Díaz Maldonado por haber compartido conmigo sus conocimientos y sobre todo su amistad, así como también al Ing. Armando Reyes Figueroa por darme la oportunidad de hacer mi residencia profesional en CFE Distribución, Zona San Cristóbal y compartir parte de sus conocimientos en el campo laboral.

Le doy un especial agradecimiento al Ing. José Humberto Gálvez Luis por darme todo el apoyo y facilidades que me fueron otorgadas en la empresa. Por compartir parte de sus conocimientos y permitirme crecer profesionalmente, así como brindarme parte de su tiempo para poder concluir el proyecto.





Resumen

El suministro Eléctrico a las poblaciones de Bachajón, Chilón, Yajalón y Petalcingo del Municipio de Chilón, Yajalón y Tila, en la Región Noroeste del estado de Chiapas se realiza por medio de la Subestación Ocosingo con capacidad instalada de 29.375 Mega Volts Amperes (MVA) con nivel de tensión 115/34.5 kV perteneciente a la Zona de Distribución San Cristóbal, derivado al crecimiento acelerado presentado en los últimos años en la región de tipo turística, agrícola y ganadera, actualmente el transformador de potencia se encuentra al 91.99% de su capacidad instalada.

Uno de los principales polos de desarrollo que suministra servicio eléctrico la subestación Ocosingo son las poblaciones de Yajalón y Petalcingo donde se localizan las subestaciones reductoras de Yajalón y Petalcingo y están ubicadas a más de 50 kilómetros de su fuente de suministro que es la subestación Ocosingo. con base en el pronóstico de la demanda del mercado eléctrico la Subestación Ocosingo para el año 2025 estará alcanzando el 101.28% de saturación, por lo que se hace necesario contar con capacidad adicional para suministrar energía eléctrica a clientes actuales y futuros en dicha región, siendo necesaria la construcción de una nueva subestación cercana al centro de la carga del polo de desarrollo, con lo cual además de resolver la problemática de saturación del transformador de potencia, con el proyecto se obtienen beneficios adicionales en la mejora de los parámetros de calidad en la tensión de suministro a los clientes de dicha región, así como de pérdidas eléctricas en media tensión al reducir las longitudes y cargas de los circuitos actuales. Siendo imposible respaldar la demanda y cumplir con los parámetros de calidad del suministro eléctrico en las condiciones sin el proyecto.





Índice

Contenido

- 1. Introducción 7
- 1.1 Antecedentes..... 8
- 1.2 Estado del Arte 9
- 1.3 Objetivos..... 10
- Objetivo general: 10
- Objetivos específicos: 10
- 1.4 Metodología 11
- 1.5 Justificación 11
- 2. Descripción de la empresa y Oficina donde se realizó el proyecto de residencia. 20
- 3. Problemas a resolver 21
- 3.1 Capacidad de transformación de alta a media tensión insuficiente 21
- 3.2 Pérdidas de potencia y energía por conducción en redes de distribución 21
- 3.3 Longitudes excesivas en las redes de distribución de media tensión 21
- 3.3 Caída de tensión más del 10%..... 21
- 3.4 Confiabilidad en la continuidad del suministro, redes radiales sin posibilidad de enlace 21
- 4. Marco teórico 21
- 4.1 Pronóstico de la demanda..... 21
- a) Polos de desarrollo 22
- b) Desarrollo de servicios importantes en MT 22
- c) Desarrollo normal 23
- d) Integración de recursos energéticos distribuidos (DER) 23
- 4.2 Pérdidas de energía 25
- 4.3 Caída de tensión 26
- 4.4 Confiabilidad..... 28
- 4.4.1 SAIDI 28
- 4.4.2 SAIFI 28
- 4.4.3 CAIDI 29
- 5. Desarrollo 29





5.1 Insumos para análisis en estado actual 29

5.1.1 Capacidad instalada..... 29

5.1.2 Demanda del área de influencia..... 29

5.1.3 Determinación de la capacidad del área de influencia sin proyecto..... 31

5.1.4 Ubicación geográfica 33

5.2 Análisis del estado con proyecto 34

5.2.1 Determinación de la capacidad necesaria 34

5.2.2 Diagrama geográfico..... 35

5.2.3 Diagrama unifilar simplificado..... 35

5.2.4 Resumen de obra necesaria e inversión..... 36

5.3 Análisis de flujos de potencia 36

5.3.1 Pérdidas de potencia y energía 36

5.3.2 Caída de tensión y regulación..... 38

5.5 Análisis económico 40

5.5.1 Indicadores de rentabilidad..... 40

Índice de Rentabilidad (IR), Tasa Interna de Retorno (TIR), Valor Actual Neto (VAN) 40

6. Conclusiones..... 41

7. Fuentes de Información..... 42





Índice de Tablas

TABLA 1 DESARROLLO DEL MERCADO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN	12
TABLA 2 DESARROLLO DEL MERCADO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN	14
TABLA 3 CAPACIDAD INSTALADA	23
TABLA 4 PRONOSTICO DE DEMANDA DE LOS BANCOS INVOLUCRADOS EN EL ÁREA DE ESTUDIO	24
TABLA 5 CAPACIDAD EN MVA Y MW DE LOS BANCO INVOLUCRADOS EN EL ÁREA DE ESTUDIO	25
TABLA 6 RELACIÓN DE USUARIOS POR SECTOR	26
TABLA 7 DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD NECESARIA	27
TABLA 8 RESUMEN DE OBRA NECESARIA E INVERSIÓN	29
TABLA 9 ELEMENTOS DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	30
TABLA 10 RESUMEN DE PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA	37
TABLA 11 VALORES DE CAIDA DE TENSION Y REGULACION DE LA CONDICIÓN DE LA CONDICION SIN PROYECTO.....	38
TABLA 12 RESUMEN CON VALORES DE CAIDA DE TENSION Y REGULACION DE LA CONDICION DE LA CONDICION CON PROYECTO	39

Índice de figuras

FIGURA 1: DIAGRAMA DE BLOQUES DEL PROCESO	2
FIGURA 2: SECTOR ELECTRICO.....	4
FIGURA 3: ORGANIGRAMA DE LA ESTRUCTURA DEL DEPARTAMENTO DE PLANEACIÓN	20
FIGURA 4 UBICACIÓN GEOGRAFICA DE LA NUEVA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN BACHAJON BCO 1.....	33
FIGURA 5 ÁREA DE INFLUENCIA DE LAS SBESTACIONES	35
FIGURA 6 CAIDA DE TENSIÓN SIN PROYECTO.....	38
FIGURA 7 CAIDA DE TENSIÓN CON PROYECTO	39

Índice de gráficas y formulas

GRAFICA 1.PRONOSTICO DE LA DEMANDA 2018-2028	31
GRAFICA 2 CRECIMIENTO ANUAL DE TODOS LOS SECTORES POR AÑO	33
GRAFICA 3 PRONOSTICO DE LA DEMANDA 2012-2025.....	34
FORMULA 1 CAIDA DE TENSION	26
FORMULA 2 DEMANDA MAXIMA PRONOSTICADA EN EL AÑO	27





1. Introducción

En los sistemas eléctricos de potencia, las subestaciones de distribución son las instalaciones que interconectan las líneas de alta tensión a las redes de media tensión para el suministro de energía eléctrica a usuarios en alta, media y baja tensión.

El equipo primario de las Subestaciones debe mantenerse en las mejores condiciones operativas, para reducir las probabilidades de falla; garantizando así, la continuidad del servicio, vigilando principalmente la magnitud de la demanda que se suministra a través del transformador de potencia y su factor de potencia, con el fin de no exceder su capacidad de transformación.

Para poder determinar la creación de una nueva subestación de potencia, es necesario analizar ciertos escenarios en los cuales se considera el pronóstico de la demanda a corto plazo, la cantidad de usuarios alimentados por la subestación eléctrica, cantidad de circuitos de distribución y su longitud, así como también las barreras naturales que pudieran impedir la distribución de energía eléctrica.

Para el caso del presente proyecto, se realiza el análisis de la situación actual del sistema eléctrico de potencia y distribución, para el área geográfica que suministra el servicio de energía eléctrica la subestación eléctrica de Ocosingo, que actualmente presenta un alto índice de saturación en cuanto a su capacidad de transformación.

Se prevé la necesidad de construcción de una nueva subestación eléctrica de potencia en la población de Bachajón, con el fin de aumentar la capacidad de transformación, acortando los circuitos de media tensión, optimizando la calidad del suministro de energía eléctrica, garantizando la confiabilidad y continuidad del suministro. ^[1]

Al hablar de Subestaciones Eléctricas se puede definir como el conjunto de dispositivos eléctricos, que forman una parte de un sistema eléctrico de potencia, donde su principal función es “Transformar tensiones y derivar circuitos de potencia” y estas pueden ser: de corriente alterna (C.A.) y de corriente directa (C.D.).

Al mismo tiempo las Subestaciones se pueden denominar de acuerdo con el tipo de función que desarrollan, siendo en tres grupos: 1) Subestaciones Variadoras de Tensión, dentro de ella se estudian la subestación elevadora y la subestación reductora; 2) Subestaciones de Maniobra, las cuales son las encargadas de conectar dos o más circuitos y realizar sus maniobras por lo tanto, en este tipo de subestaciones no se transforma la tensión y 3) Subestaciones Mixtas.

Para la localización de una subestación eléctrica depende o se deriva de un estudio de planeación, a partir del cual se localiza, con la mayor aproximación, al centro de carga de la región que se necesita alimentar; muchos factores influyen para la correcta selección del tipo de subestación para una aplicación dada. El tipo de subestación depende de factores tales como el nivel de voltaje, capacidad de carga, consideraciones ambientales, limitaciones de espacio en el terreno y necesidades de derecho de vía de la línea de transmisión. La capacidad de una subestación se fija considerando la demanda actual de la zona en kVA, más el incremento en el crecimiento, obtenido por la extrapolación, previendo el espacio necesario para las futuras ampliaciones.



1.1 Antecedentes

El 11 de agosto de 2014 se publicó la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), la cual establece, entre otras disposiciones relevantes, tener por objeto regular la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica y las demás actividades de la industria eléctrica. En su artículo 14 la LIE indica que la ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y de las Redes Generales de Distribución (RGD) se realizarán conforme a los programas que al efecto autorice la Secretaría de Energía (SENER), escuchando la opinión que, en su caso, emita la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Para suministrar el servicio de energía eléctrica se deben considerar criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del sistema eléctrico nacional, establecidos en el Código de Red, publicados en el DOF el 8 de abril de 2016.

- “Las ampliaciones y obras de Modernización que sean propuestas por el CENACE y los Distribuidores deberán de satisfacer la demanda eléctrica pronosticada para cualquier intervalo de tiempo contenido en el horizonte de planeación de largo plazo; considerando su entorno y sus condiciones de servicio para operar durante el estado normal de operación y ante la Contingencia Sencilla más Severa.” (Criterio P-7) ^[2]
- “Los Distribuidores y Transportistas deberán entregar de manera anual al CENACE los insumos necesarios para actualizar la información relacionada con las RNT y RGD que pudieran tener impacto en la operación del SEN.” (Criterio P-36) ^[3]

Para cumplir con las disposiciones de Ley y regulación vigente, en este manual establece la metodología, fuentes de información e insumos necesarios para llevar a cabo la planificación ordenada de los proyectos de ampliación y modernización de subestaciones de distribución, que se fundamenta en el pronóstico de la demanda máxima y el aprovechamiento óptimo de la infraestructura existente y programada que maximice el uso de la capacidad instalada en las subestaciones de distribución, a través de un horizonte de planeación de 20 años, el cual se subdivide para su análisis en los períodos siguientes:

- Corto Plazo (n a $n + 4$)
- Mediano Plazo ($n + 5$ a $n + 9$)
- Largo Plazo ($n + 10$ a $n + 19$)

Donde n es el año siguiente al año en curso

Se deberá vigilar que la fecha necesaria de entrada en operación de los requerimientos de ampliación de los transformadores de AT/MT sea el año en el cual la demanda máxima pronosticada alcance la capacidad instalada en los transformadores involucrados en el área de influencia del nuevo proyecto. ^[1]

El presente proyecto está elaborado para cubrir las necesidades de suministro de energía eléctrica en el corto Plazo ($n + 4$), considerando que la subestación proyectada se requiere que entre en operación en el año 2025.

1.2 Estado del Arte

Diseño eléctrico de la subestación El Bosque de 20/24 MVA a 69 KV con 4 circuitos de salida de 13,8 KV en la ciudad de Machala, En el presente proyecto se presenta el diseño eléctrico de la subestación El Bosque. La capacidad de la subestación se determina por la proyección de la demanda a largo plazo del sistema eléctrico de la CNEL El Oro. Se establece las características de los equipos de la Subestación. Se efectúa la coordinación de protecciones de sobrecorriente de fase y tierra comprobados con el programa CYME International T&D. Se establece el diseño de la malla a tierra cumpliendo con la Norma IEEE 80-2000. El diseño de protección contra descargas atmosféricas se basa en el Modelo EGM mediante el método de la esfera rodante. Se realiza el cálculo de potencia del transformador de servicios auxiliares y se determina la capacidad del banco y cargador de baterías. ^[4]

Análisis del intercambio cooperativo de energía eléctrica adicionando restricciones en microrredes eléctricas. Los Sistemas de distribución eléctricos generalmente son abastecidos por las grandes subestaciones eléctricas, que son encargadas de alimentar a los consumidores por medio de las redes de distribución. Ahora con el uso de energías alternativas (eólica, fotovoltaica, etc.) dicho sistema cambió su estructura a la denominada microrred. Esta red presenta muchos beneficios para el abastecimiento de la demanda, además de ayudar a fortalecer al sistema eléctrico de potencia y a disminuir las pérdidas de energía eléctrica. La gran ventaja de una microrred es tener su generación en las proximidades de la carga, lo cual conlleva a buscar la mejor oferta de cada empresa generadora o vendedora de energía eléctrica. El algoritmo planteado considera la mejor ubicación de la generación distribuida, para poder abastecer la demanda y reducir las pérdidas de energía. Este trabajo presenta una alternativa para la optimización de las pérdidas de energía dentro de una microrred. Se pretende que bajo el concepto de la teoría de los juegos cooperativos; encontrar un algoritmo que ayude a mejorar el intercambio de energía eléctrica, reducir las pérdidas en dicho intercambio, así como también la reducción de los costos. La teoría de los juegos cooperativos busca formar el mejor grupo o coalición (vendedor, comprador) que el sistema requiere para abastecer la demanda a un costo reducido. Con esto, el usuario puede considerar a que generación (fotovoltaica, eólica, hidráulica, etc.) comprar la energía y que beneficio (reducción de pérdidas y costos) tenga con dicha coalición. ^[5]

Construcción de la subestación eléctrica Bachajón 1T-3F-20 MVA-115/34.5 kV-0/4 A. El presente proyecto se determinó con base en el pronóstico de la demanda del mercado eléctrico de distribución, considerando la saturación de la subestación de potencia Ocosingo banco 1, con la cual se suministra el servicio de energía eléctrica al área de influencia de proyecto, estimando que para el año 2025 se llega al 100% de su capacidad, siendo necesaria la subestación propuesta para continuar suministrando el servicio de energía eléctrica a los usuarios actuales y futuros.



1.3 Objetivos

Objetivo general:

Satisfacer la demanda incremental a clientes actuales y futuros en el área de influencia de los Municipios de Chilón, Yajalón y Tila. A si como mejorar el suministro de energía eléctrica y evitar la saturación del transformador de potencia de la subestación de Ocosingo.

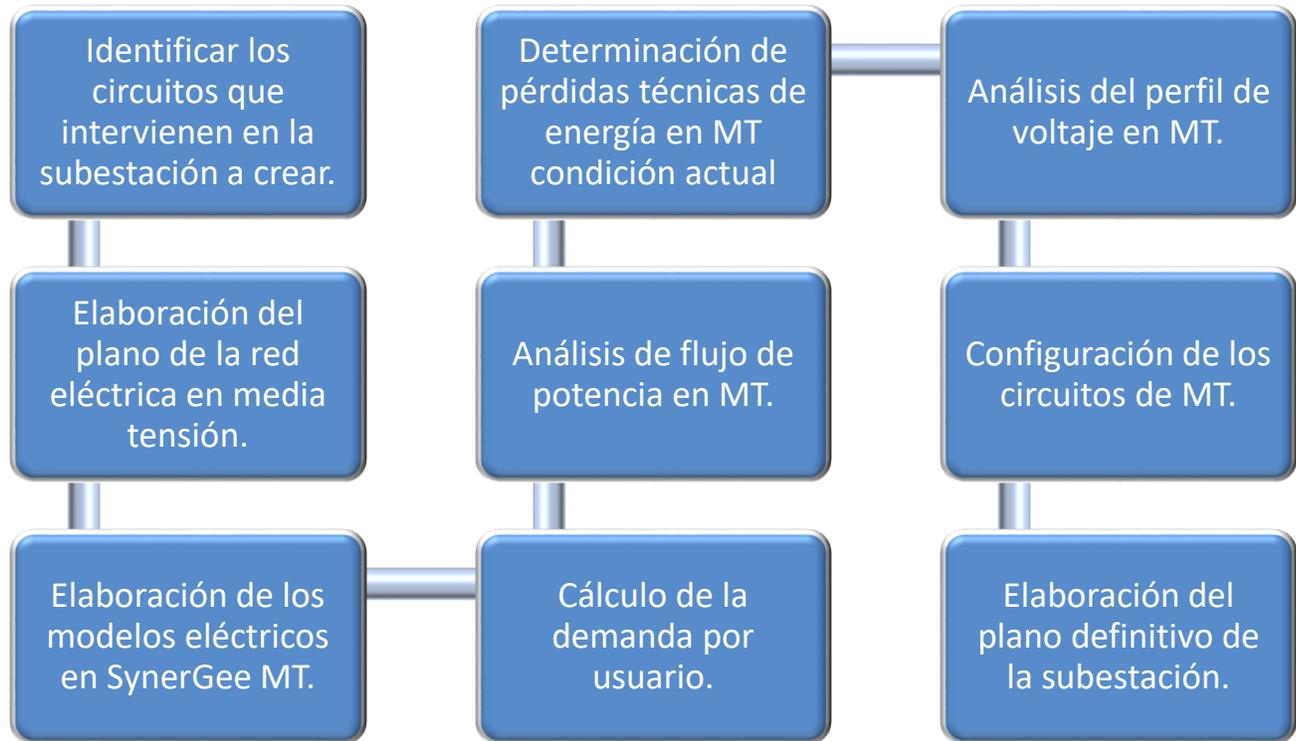
Objetivos específicos:

1. Determinar el centro de carga para la ubicación de la nueva subestación eléctrica Bachajón con el criterio técnico – económico que brinde la mayor rentabilidad para el proyecto.
2. Incrementar la capacidad de transformación de alta a media tensión para garantizar el suministro de energía eléctrica a clientes actuales y futuros.
3. Mejorar la calidad del suministro de energía eléctrica en cuanto a la tensión de suministro y factor de potencia.
4. Disminuir el nivel de pérdidas técnicas de potencia y energía en media tensión por conducción.



1.4 Metodología

Figura 1: Diagrama de Bloques del proceso



1.5 Justificación

Derivado de la necesidad de satisfacer la demanda incremental de energía eléctrica en los municipios de Chilón, Yajalón y Tila, en la Región Noroeste del estado de Chiapas, se propone la construcción de la subestación eléctrica Bachajón, con un transformador de 20 megavoltamperes, relación de transformación de 115 a 34.5 kilovoltios, 4 alimentadores en media tensión y un banco de capacitores de 1.2 megavars para compensación reactiva.

Se elige la opción de construir una nueva subestación eléctrica para incrementar la capacidad de transformación en alta tensión, derivado a que la subestación actual que suministra el servicio de energía eléctrica se encuentra para el año 2025 con el máximo de su capacidad, comprometiendo de forma negativa el suministro de energía eléctrica.

La alternativa de solución, contempla además de la satisfacción de la demanda de energía, beneficios adicionales, tales como reducción de pérdidas de potencia y energía por conducción, al acortar la longitud de los circuitos de distribución existentes, mejorar la confiabilidad del suministro al contar con enlaces entre circuitos y subestaciones actual y proyectada, beneficios que no se podrían obtener con otro tipo de soluciones como la construcción de nuevos circuitos, derivado a que el área de influencia de la red existente es de forma radial.



Planeación y Operación.

Actualmente corresponde a la SENER la planeación del Sistema y a la CFE la operación del mismo, así como de llevar a cabo las actividades de generación, transmisión y distribución de energía, dentro del servicio público.

La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento actualmente señalan que es obligación de la Secretaría de Energía (SENER) realizar la planeación del Sistema Eléctrico. Para esto, la CFE elabora una propuesta que debe ser autorizada por esta Secretaría.

Cuando se requiere la construcción de nuevas instalaciones de generación, la CFE informa las características de los proyectos a la SENER. Tomando como base criterios comparativos de costos, externalidades medioambientales y la confiabilidad de cada tecnología, dicha Dependencia determina si la instalación será ejecutada por la CFE o si se debe convocar a particulares (Art. 36 Bis. Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica).

Por su parte, el control y despacho de energía es responsabilidad también de la CFE, a través del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), subdirección dependiente de la Dirección de Operaciones.

Se establece la descentralización del Centro Nacional de Control de Energía, como un operador independiente del sistema.

La reforma establece que:

Corresponde a la Nación la planeación y control del SEN (Art. 25, 27 y 28).

- ✓ El CENACE será un organismo público descentralizado encargado de: el control operativo del SEN; operar el mercado eléctrico mayorista; gestionar el acceso abierto y no discriminatorio a la red nacional de transmisión y redes generales de distribución así como otras facultades que se podrán determinar en los próximos meses (Artículo Transitorio 16°).
- ✓ La CFE transferirá los recursos que el CENACE requiera para el cumplimiento de sus facultades. Por otro lado, una vez creado el CENACE - como organismo público descentralizado-, éste apoyará hasta por 12 meses a la CFE, para que continúe operando sus redes de manera eficiente. (Artículo Transitorio 16°.)

En línea con experiencias internacionales, se fortalecerá la independencia y competitividad en el sistema, en especial en la capacidad de interconexión de nuevos proyectos, así como la creación de un mercado mayorista de energía.





Lo que podría implicar:

- ✓ Una separación del organismo operador del sistema de la CFE favorecerá la transparencia y la competitividad, permitiendo mayor competencia en la generación y acceso a la red.
- ✓ En particular esta medida facilitará el conocimiento de puntos de la red con capacidad disponible para la interconexión de nuevas centrales de generación, lo que tendrá un potencial impacto en la dinamización del mercado.
- ✓ Además, la gestión de un mercado eléctrico mayorista a través de un operador independiente del sistema fomenta la competitividad entre las tecnologías más eficientes.

Implicaciones y oportunidades del Sector Eléctrico Nacional (Reforma Energética).

Las reformas aprobadas tienen un impacto positivo en el conjunto de las actividades del sistema eléctrico nacional, brindando nuevas oportunidades tanto a inversionistas como a consumidores y transformando a la CFE en una empresa productiva del Estado.

Las reformas a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y los artículos transitorios aprobados recientemente por el Congreso de la Unión tienen un impacto relevante en el conjunto del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Esta Reforma fortalecerá la competitividad en la actividad de generación, acelerará la expansión de las redes de transmisión, mejorará la calidad de suministro en la distribución y ofrecerá al consumidor final una mayor gama de oportunidades para satisfacer su consumo, a precios más competitivos. Asimismo, La Reforma impulsará el aprovechamiento de gas natural en la generación de energía eléctrica a través de la expansión y fortalecimiento de la red de gasoductos.

Adicionalmente, se impulsará la consecución de los objetivos de participación de tecnologías no fósiles en la matriz energética. Este nuevo paradigma brinda la oportunidad al sector privado de participar de una manera más activa en el sector eléctrico, tanto desde el punto de vista de inversiones en las actividades de generación, transmisión y distribución, como en el aprovechamiento de las



Oportunidades que un marco más competitivo ofrecerá a los usuarios de energía eléctrica.

Adicionalmente, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) se convertirá en una empresa productiva del Estado.

A continuación se describen brevemente algunos de los elementos clave del contexto actual de cada actividad del sector eléctrico, lo que la Reforma establece para este sector y sus potenciales implicaciones, según se muestra en la Figura

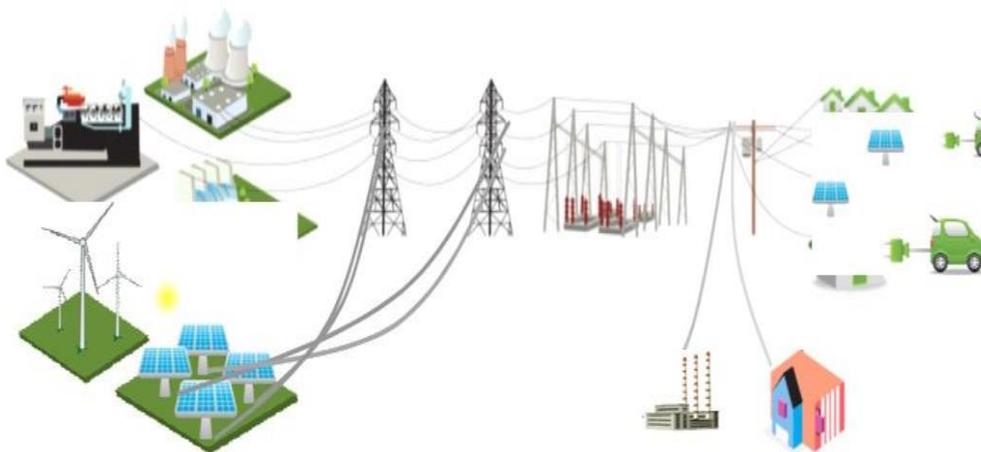


Figura 2: Sector Eléctrico.



La nueva capacidad de generación deberá incrementar en más de 55,000 MW (65% del total) para satisfacer la demanda eléctrica de los próximos 15 años. Esto supone un importante requerimiento de inversión, a través de una amplia matriz de tecnologías.

El SEN contaba hasta finales de 2012 con 61,000 MW en operación, de los cuales 53,000 MW (86%) correspondían a servicio público y productores independientes. Los 8,000 MW restantes correspondían a las modalidades de autoabastecimiento y cogeneración (Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2012-2026 (POISE), CFE).

Hoy en día las principales modalidades de generación existentes son: centrales propias de CFE, Productores Independientes y Pequeña Producción que entregan su energía a la CFE, Autoabastecimiento, Cogeneración y exportación.

Se estima que en los próximos 15 años se requerirán más de 55,000 MW de nueva capacidad (incluyendo 11,800 MW por retiros), lo que supone más de un 65% del total de la capacidad instalada hasta la fecha.

Los ciclos combinados serían la tecnología que más se instalaría (>28,000 MW), seguido de centrales hidroeléctricas (>2,700 MW) y el desarrollo de cierta capacidad renovable, en especial de la energía eólica (>2,700 MW), en servicio público.

El marco regulatorio actual establece el objetivo de alcanzar el 35% de la generación eléctrica a través de fuentes no fósiles para 2024, a la fecha esta participación se encuentra en torno al 20%, siendo necesaria la instalación de entre 10,000 – 20,000 MW no fósiles para dicho año, por encima de la planeación actual, para cumplir la meta.

La Reforma abre la actividad de generación a los particulares. Además se impulsará el desarrollo de energías limpias mediante obligaciones a los participantes de la industria eléctrica y a través de una



Estrategia de transición hacia tecnologías y combustibles más limpios.

La reforma establece que:

- ✓ Se excluye del concepto de servicio público la generación eléctrica (Art 27). Junto a lo anterior, la Comisión Reguladora de Energía tendrá la atribución de regular y otorgar permisos de generación, así como las tarifas de porteo para la transmisión y distribución (T-10°).
- ✓ La Ley establecerá a los participantes de la industria eléctrica obligaciones de energías limpias y reducción de emisiones contaminantes (T-17°). De igual manera establece que el Ejecutivo Federal deberá llevar a cabo una estrategia de transición para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios (T-18°).
- ✓ Particularmente para la energía geotérmica se emitirá una ley con el objetivo de regular el aprovechamiento de este recurso, con la finalidad de generar energía eléctrica (T-18°).
- ✓ El Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, que será encargado de recibir todos los ingresos, con excepción de los impuestos, que corresponden al Estado Mexicano derivados de la asignación de contratos en las áreas de exploración y extracción de hidrocarburos, tendrá la facultad, entre otras, de invertir en energías renovables (T-14°).

La reforma implicará un incremento de la competitividad en la generación eléctrica y de la participación del sector privado, además de una mayor flexibilidad en los contratos de compraventa de energía entre particulares.

Lo que podría implicar:

- ✓ Una mayor participación de inversión privada en la generación eléctrica, ya sea por la potencial apertura del mercado y/o a través de contratos bilaterales con consumidores.
- ✓ Una mayor flexibilidad en los contratos bilaterales de compraventa de energía, frente a las actuales barreras del modelo de autoabastecimiento, en particular de adición y sustitución de nuevos socios consumidores a proyectos en operación.
- ✓ Un desarrollo sostenido de las energías limpias a través de cuotas mínimas o certificados verdes a las empresas generadoras, que contribuiría al cumplimiento de la meta de generar el



35% de energía eléctrica a través de fuentes no fósiles. En particular, implicaría un impulso a la energía geotérmica dando seguridad jurídica a las inversiones en la exploración y explotación de este recurso.

La red de transmisión, bajo la planificación actual, incrementaría su expansión un 17% en los próximos 10 años.

Transmisión y Distribución.

México tiene un sistema interconectado de transmisión a lo largo de la República, salvo los sistemas aislados de Baja California y Baja California Sur. Cuenta con una red troncal (400kV - 230 kV), redes de subtransmisión (161kV - 69kV) y distribución en media (60kV - 2.4 kV) y baja tensión (entre 240V - 220V).

Dadas las características geográficas y la ubicación de las centrales de generación, el país presenta una densidad de líneas de transmisión de 730 km/TWh, casi cuatro veces mayor que los Estados Unidos de América (EUA), lo que implica un mayor costo en la expansión del sistema.

A la fecha existen recursos renovables competitivos que no han sido interconectados o desarrollados por falta de redes de transmisión. Razón por la que están en desarrollo temporadas abiertas en varios Estados, con el fin de interconectar más de 5,000 MW, la mayoría de capacidad eólica.

Dentro del servicio público se espera la expansión de c.17, 000 km de redes de transmisión (c.17% de incremento con respecto a la longitud actual), cifra que debería de ser superior dadas las necesidades de interconexión y de demanda eléctrica para los próximos años.

Por su parte, la red de distribución presenta oportunidades de mejora, ya que actualmente existen pérdidas de más del 18%, el doble que la media de la OCDE.

Dentro de la distribución, la red presenta pérdidas superiores al 18%, más del doble que la media de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) (7%), debido a pérdidas





Técnicas y no técnicas.

Los particulares podrán desarrollar nuevas redes de transmisión y distribución a través de contratos con CFE.

La reforma establece que:

- ✓ Corresponde a la Nación el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica; en estas actividades no se otorgarán concesiones (Art 25, 27 y 28).
- ✓ Los particulares podrán llevar a cabo, por cuenta de la Nación, el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar el servicio público de transmisión y distribución (T-11°).

Se fortalecerán los programas de expansión de las redes de transmisión y distribución, facilitando la interconexión de capacidad renovable y reduciendo las pérdidas de energía en las redes de distribución.

Lo que podría implicar:

- ✓ Dada la elevada necesidad de nuevas líneas de transmisión, la CFE podría llevar a cabo proyectos bajo esquemas de Asociación Público Privada, en sus diferentes modalidades, para el desarrollo de nuevas líneas. Lo anterior podría impulsar la expansión del sistema, como en su momento sucedió con el sector de carreteras, mediante la modalidad de Proyectos para la Prestación de Servicios entre otros, que permitió incrementar y modernizar la red de carreteras de México brindando un mejor servicio a los usuarios.
- ✓ De manera especial facilitar la interconexión de proyectos de energías renovables, a través del desarrollo de las redes por un tercero y cuya contraprestación estuviese ligada a la energía transmitida, mejorando la Competitividad de los proyectos al no tener que asumir éstos como inversión inicial dicha infraestructura.
- ✓ Dentro de la actividad de distribución, podrían existir esquemas de Asociaciones Público Privadas, o análogos, tanto para la expansión de las redes de distribución a nuevos núcleos





Urbanos e industriales, así como para llevar a cabo inversiones en nuevas tecnologías que posibiliten la reducción de las pérdidas en la red.

Las tarifas eléctricas del sector industrial y de servicios presentan valores por encima de la media de los países de la región. Por su parte, la mayoría de las tarifas residencial se encuentran subsidiadas, bajo un esquema poco eficiente y regresivo, otorgando mayor monto de subsidio (en términos absolutos) a quien más consume.

El servicio público de energía eléctrica cuenta con más de 40 tarifas distintas para los consumidores, en función de su tipología y ubicación geográfica, las cuales se actualizan de acuerdo con factores de ajuste automático, determinados por la autoridad hacendaria y con opinión e insumos de la SENER y de la CFE principalmente.

Las tarifas asociadas a la industria y servicios presentan valores medios por encima de los observados en otros países de la región, llegando a ser cerca del doble que la media en los EUA e impactando significativamente en la competitividad del sector productivo mexicano.

Por otra parte, las tarifas residenciales, a excepción de la tarifa Doméstica de Alto Consumo (c.2% del total de usuarios residenciales) cuentan con subsidio. Este subsidio se aplica por kWh consumido, generando distorsiones en su aplicación: El 10% de la población con mayores ingresos (y que por lo general consumen más energía) recibe más del doble de subsidio, per capita, que el 10% con menos ingresos (Centro de Investigación y Docencia Económica (CIDE), a partir de Encuestas de Ingresos y Gastos de los Hogares 2008).

El consumidor tendrá más opciones para escoger cómo y quién será su suministrador de energía, lo que incrementará la competitividad en el sector y dinamizará el mercado.



2. Descripción de la empresa y Oficina donde se realizó el proyecto de residencia.

CFE Distribución tiene por objeto realizar las actividades necesarias para prestar el servicio público de distribución de energía eléctrica, así como para llevar a cabo, entre otras actividades, el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar el servicio público de distribución. ^[6]

El Departamento de Planeación de la Zona San Cristóbal, está compuesto por una jefatura de departamento y 3 oficinas, en la Oficina de Atención de Solicitudes y Aportaciones, se realiza dentro de las actividades más relevantes, la atención de solicitudes para conexión de centros de carga que incrementan la demanda en las redes generales de distribución, así como también la elaboración de proyectos bajo las especificaciones vigentes para la construcción de redes aéreas y subterráneas.

Se realiza la elaboración e integración de proyectos de electrificación en poblaciones marginadas a través del Fondo Universal Eléctrico y por medio de fondos Municipales, a continuación, se presenta el organigrama del Departamento de Planeación y las tres oficinas dependientes.

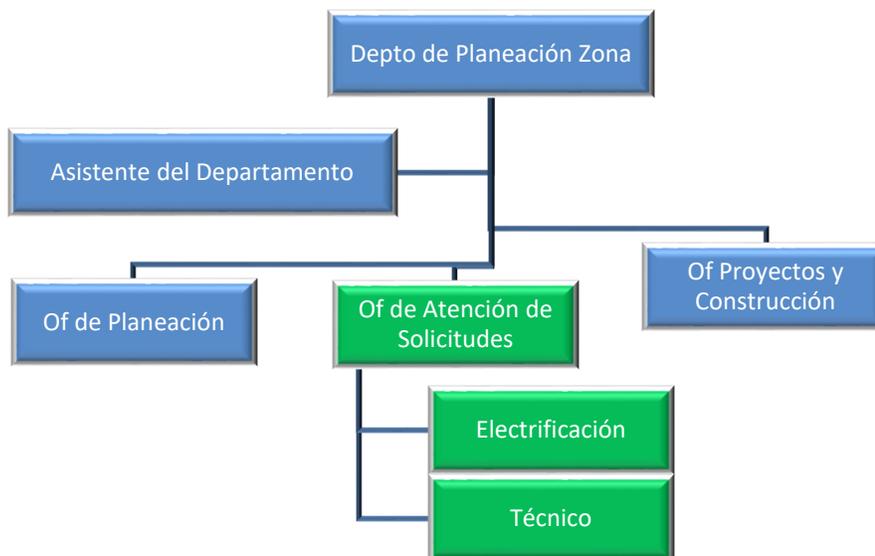


Figura 3: Organigrama de la estructura del Departamento de Planeación



Objetivos y actividades generales de la empresa

Misión.

Proporcionar el servicio público de distribución de energía eléctrica a nuestros clientes, con redes generales de distribución eficientes, de calidad, confiable y segura, garantizando la rentabilidad y sustentabilidad de la empresa, en beneficio de la sociedad y estado mexicano.

Visión.

Ser líder en la distribución de energía eléctrica rentable, innovadora y respetuosa del entorno con clientes satisfechos, colaboradores seguros e íntegros, en un clima laboral que favorezca su liderazgo, desarrollo y calidad de vida.

3. Problemas a resolver

- 3.1 Capacidad de transformación de alta a media tensión insuficiente
- 3.2 Pérdidas de potencia y energía por conducción en redes de distribución
- 3.3 Longitudes excesivas en las redes de distribución de media tensión
- 3.3 Caída de tensión más del 10%
- 3.4 Confiabilidad en la continuidad del suministro, redes radiales sin posibilidad de enlace

4. Marco teórico

4.1 Pronóstico de la demanda

El crecimiento de la demanda incremental se deriva de la conexión de nuevos centros de carga a las redes generales de distribución, motivadas en solicitudes de nuevos clientes, así como también en el crecimiento de los centros de carga existentes.

Para determinar el incremento de la demanda en un período determinado y en cierta área geográfica, se debe realizar el análisis de los perfiles característicos de la demanda de los alimentadores, así como los perfiles de demanda por cada tipo de servicio para determinar las demandas máximas mensuales por cada alimentador, teniendo al final la integración anual de las demandas máximas típicas de las instalaciones que suministran el servicio de energía eléctrica a en una región determinada.

El pronóstico de la demanda se integra a partir del pronóstico desagregado de los agentes de crecimiento:

- a) Polos de desarrollo.
- b) Desarrollo de servicios importantes en MT
- c) Desarrollo normal.





d) Integración de recursos energéticos distribuidos (DER).

a) Polos de desarrollo

En los polos de desarrollo se modela el crecimiento de la demanda a largo plazo con base en: (1) la identificación y delimitación geográfica de las superficies susceptibles de desarrollo, (2) tipo de desarrollo esperado: residencial, comercial o industrial, (3) densidad de carga, (4) tasa de crecimiento.

b) Desarrollo de servicios importantes en MT

El modelado de los servicios importantes se separa en el análisis de servicios futuros y servicios existentes en el año n-1:

b.1) El modelado de los servicios futuros parte de la recepción de nuevas solicitudes se suministró eléctrico en media tensión, así como de la atención de solicitudes colectivas. Para lo cual se especificará: (1) el año de inicio de operaciones de la solicitud, (2) la demanda máxima con que inicia operaciones la solicitud, (3) el año de saturación de la carga solicitada y (4) la tasa de crecimiento.

b.2) El desarrollo de servicios existentes en el año n-1 se modela con base en el conocimiento de los planes de ampliación de carga de estos servicios. Se especificará: (1) año de cada incremento de carga, (2) magnitud esperada con cada incremento de carga. Para el modelado de los servicios importantes (existentes o futuros) la demanda máxima coincidente de estos servicios.

En caso de no contar con un plan de incremento de cargas, no se deberán pronosticar demandas por arriba de la carga contratada, considerando los factores de contribución de la demanda máxima del usuario en la demanda máxima del circuito.

Ejemplo:

Demanda Contratada = 1,100 kW

Demanda registrada en el período de demanda máxima del circuito = 800 kW

Factor de demanda coincidente = $800/1100 = 0,73$

Magnitud esperada con el incremento de carga = 3,000 kW

Demanda pronosticada del usuario = $3,000 \text{ kW} \times 0,73 = 2,181 \text{ kW}$

Cuando el valor de la demanda máxima registrada de un usuario disminuye, conservar el nivel de crecimiento del año anterior, de continuar con esta tendencia, entrevistarse con el usuario para conocer sus expectativas de requerimientos de energía eléctrica.

Para los Usuarios fuera de servicio temporal que registren una demanda inferior a la registrada históricamente, y que permanezca la carga contratada, el pronóstico se efectuará conservando la tendencia de crecimiento del año anterior, si esta situación se presenta en los siguientes años, se deberá entrevistar con el usuario, para conocer sus expectativas de los años futuros.

Para los usuarios con porteo (UP) se deberá sumar la demanda máxima registrada en el Sistema Comercial a la demanda convenida para el porteo, y el pronóstico se efectúa en base al total.





c) Desarrollo normal

El desarrollo normal se modela con base en el análisis de la tasa de crecimiento del consumo de los servicios residenciales.

d) Integración de recursos energéticos distribuidos (DER)

La integración de DER se modela a partir de la generación asociada a servicios importantes o asociados al desarrollo normal.

A través de los reportes de pronóstico de bancos, identificar los circuitos y bancos que presenten sobrecarga en el horizonte de pronóstico, tomando como criterio para los bancos, el 100% de la capacidad en MVA del último paso de enfriamiento y para los circuitos la capacidad de distribución considerando el cumplimiento de los criterios establecidos de regulación y pérdidas.

Mediante las herramientas de planeación, se deben estudiar diferentes opciones para encontrar el óptimo aprovechamiento de las instalaciones existentes, logrando con ello la identificación de los elementos saturados conforme a los Procedimiento y Manuales para Estudios de Corto y Largo Plazo y en las herramientas institucionales.

Derivado de lo anterior, se debe elaborar un listado de obras requeridas para la reconfiguración de la red actual, seleccionada como óptima, identificando la magnitud en que estas obras modifican las demandas de los circuitos y bancos involucrados, lo que definirá las transferencias, respaldados en los estudios de corto plazo en la herramienta SynerGEE Electric.

En el sistema de información geográfica se deberán reconfigurar las áreas de influencia de las subestaciones y elementos de transformación de AT/MT existentes, reprogramados en su fecha de entrada en operación factible en el PAM de la RNT y las RGD, así como para los nuevos elementos propuestos a incluirse en la revisión del mismo.

Se agregará la demanda pronosticada en los agentes de crecimiento que geográficamente se localicen al interior del área de influencia de cada uno de los elementos de transformación misma, para cada año del horizonte de pronóstico.

El Pronóstico Definitivo de las subestaciones existentes, reprogramadas y propuestas se integrará sumando la demanda pronosticada, por año, en cada uno de los elementos de transformación de AT/MT que pertenezcan a la subestación, considerando el agrupamiento de los transformadores que comparten el mismo nivel de tensión de MT. ^[1]



TABLA 1: Desarrollo del Mercado Eléctrico de Distribución.

SUBESTACION/ CIRCUITO		HISTORIAL (kW)								PRONOSTICO (kW)									
Circuito	Nombre	Banco	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
SISTEMA: 34,5 kV 20 MVA																			
05020	ALIM. A S.E. YAJALON	1	9 542	9 315	9 477	9 461	8 748	9 234	9 752	9 888	10 022	10 161	10 301	10 443	10 589	10 733	10 882	11 033	11 186
05042	OCOSINGO-YAJALON	1	6 480	6 494	6 672	6 601	6 866	7 191	7 906	8 015	8 126	8 238	8 352	8 467	8 584	8 702	8 822	8 944	9 067
SUMA DE DEMANDAS MAXIMAS			16 022	15 809	16 149	16 062	15 604	16 425	17 658	17 903	18 148	18 399	18 653	18 910	19 173	19 436	19 704	19 977	20 252
FACTOR DE DIVERSIDAD			1,00	1,00	1,02	0,99	1,01	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
DEMANDA MAXIMA DEL BANCO POR BUS			15 991	15 799	15 846	16 185	15 392	16 166	17 478	17 726	17 968	18 217	18 468	18 723	18 983	19 243	19 509	19 779	20 051
TENDENCIA				-1,2	0,3	2,1	-4,9	5,0	8,1	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4

El pronóstico de la demanda para el año 2025 de la subestación Ocosingo Banco 1 de 20 MVA con relación de transformación 115/34.5 kilovoltios, es de 19.243 MW, que aplicando el factor de potencia de 0.95 se tiene una demanda de 20.25 MVA superando la capacidad de la subestación que suministra el servicio de energía eléctrica al área de estudios.

TABLA 2: Desarrollo del Mercado Eléctrico de Distribución.

USUARIOS IMPORTANTES		CONTRATO		HISTORIAL (kW)								PRONOSTICO (kW)								
Nombre	CARGA	DEMANDA	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
(UF) - YAJ04022	0	0	1480	1376	1368	1353	1369	1439	1527	1548	1569	1591	1613	1635	1658	1681	1704	1727	1751	
(UF) - YAJ04032	0	0	150	190	1153	1131	1084	1246	1196	1213	1229	1246	1263	1281	1299	1316	1336	1353	1372	
(UF) - PTC04012	0	0	160	131	122	125	101	106	114	116	117	119	120	122	124	125	127	129	131	
(UF) - PTC04022	0	0	2030	2441	2450	2490	2346	2522	2628	2664	2701	2736	2776	2814	2853	2893	2933	2973	3014	
(UF) - PTC04032	0	0	1705	1907	1897	1933	1935	2084	2213	2244	2275	2306	2338	2370	2403	2436	2469	2504	2538	
(UF) - YAJ04012	0	0	1216	1500	1051	1057	1000	942	968	1002	1015	1029	1044	1058	1073	1087	1102	1118	1133	
SUM. DEMANDA USUARIOS			0	0	6721	7545	8031	8092	7825	8339	8666	8787	8906	9029	9154	9280	9410	9538	9670	9804
TENDENCIA (%)				12,3	6,4	0,8	-3,3	6,6	3,9	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
DESARROLLO NORMAL				2 821	1 770	1 446	1 369	923	895	1 086	1 101	1 116	1 132	1 147	1 163	1 179	1 195	1 212	1 229	1 246
DEM. MAXIMA CIRCUITO				9 542	9 315	9 477	9 461	8 748	9 234	9 752	9 888	10 022	10 161	10 301	10 443	10 589	10 733	10 882	11 033	11 186
TENDENCIA (%)				-2,4	1,7	-0,2	-7,5	5,6	5,6	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	

4.2 Pérdidas de energía

Las pérdidas de energía en CFE Distribución están integradas por Pérdidas Técnicas y No Técnicas y, su volumen, se calcula a partir de la energía recibida, restando la energía entregada. La energía entregada se compone de las ventas de energía, porteo, energía consumida para usos propios y energía exportada. Los cálculos se realizan a nivel de 150 Zonas y 16 Divisiones de Distribución en niveles de Alta, Media y Baja Tensión. ^[7]

Pérdidas Técnicas se originan al distribuir la energía eléctrica, por el calentamiento de los conductores eléctricos y transformadores. ^[7]

Pérdidas No técnicas se generan por usos ilícitos (robos de energía), fallas o daños equipos de medición) y errores administrativos. ^[7]

En los distintos componentes de la red eléctrica se producen, en condiciones normales de funcionamiento, pérdidas técnicas. La economía de la red eléctrica está ligada a su dimensionamiento y a su operación y en particular a las pérdidas que en ella se producen. ^[8]

Las pérdidas, a nivel nacional, representan un serio problema que se refleja en deficiencias operativas de las Empresas de Distribución, las que ocasionan mayores costos internos que producen un serio impacto sobre las tarifas eléctricas y sobre la economía de las Empresas. ^[8]

Los esfuerzos realizados por la Empresa Distribuidora para reducir las pérdidas de energía eléctrica, han rendido pocos frutos, debido a que el tema sigue latente por los escasos resultados logrados en la práctica. Esta situación conlleva, a la búsqueda de soluciones innovadoras al problema; que se basen en el análisis de los programas anteriormente ejecutados y en particular a aquellos que sí lograron resultados. ^[8]

El nivel de pérdidas de una Empresa Distribuidora de energía es una medida de su eficiencia técnica, comercial y administrativa para atender el servicio demandado por sus clientes. ^[8]

Las pérdidas técnicas constituyen una parte de la energía que no es aprovechada y que el sistema requiere para su operación, es decir, es la energía que se pierde en los diferentes equipos, redes y elementos que forman parte del sistema de distribución y que sirven para conducir y transformar la electricidad y pueden ser determinados por métodos medibles y analíticos con las herramientas que dispone la empresa distribuidora, sean éstas hardware, software, instrumentos de medición, otros.

Representan la energía que se pierde durante la transmisión dentro de la red y la distribución como consecuencia de un calentamiento natural de los conductores que transportan la electricidad desde las plantas generadoras. ^[8]

Este tipo de pérdidas es normal en cualquier distribuidora de energía y no pueden ser eliminadas totalmente; sólo pueden reducirse a través del mejoramiento de la red.

Para lograr un plan adecuado de control y reducción de pérdidas técnicas, se debe tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Diagnóstico del estado actual del sistema;
- Proyección de la carga;
- Revisión de los criterios de expansión;
- Estudios de flujos de carga para optimizar la operación de líneas y redes;
- Analizar la ubicación óptima de transformadores y usuarios;
- Realizar estudios de reconfiguración de alimentadores primarios. ^[8]

4.3 Caída de tensión

La caída de tensión o bajo voltaje es uno de los problemas de calidad de energía más comunes en México y tiene repercusiones graves en el funcionamiento de todos los equipos y maquinaria conectada a una línea eléctrica. La caída de voltaje se define como un decremento del voltaje RMS de una línea eléctrica a menos del 90% de su valor nominal por un periodo mayor a 1 minuto.

Un bajo voltaje puede causar en muchas ocasiones daños parciales o totales de maquinaria y tiene un costo económico importante para empresas, comercios y hogares debido a la necesidad de reparar o adquirir equipos nuevos. Algunas de las causas más comunes que provocan la caída de voltaje y sus problemas asociados son:

- Sobrecarga o saturación del sistema eléctrico, es decir, cuando a la línea eléctrica de CFE se le exige una demanda mayor para la cual está diseñada. Este es un problema muy frecuente en zonas con altas temperaturas en temporada de calor cuando el uso intensivo de aire acondicionado sobrecarga las líneas eléctricas y produce un bajo voltaje.
- Distancias considerable de conexión desde el transformador eléctrico de alimentación más cercano. A mayor distancia, mayor resistencia de la línea eléctrica y mayor caída de tensión.
- En zonas industriales el arranque de maquinaria industrial, bombas, y motores con gran consumo de corriente puede generar una saturación de la línea y por ende caída de voltaje y problemas en los sistemas de control y maquinaria. ^[9]

Calculo de Caída de Tensión

La caída de tensión en una línea eléctrica se calcula con la siguiente fórmula:

$$E = I \times R \quad (1)$$

- E: Caída de Tensión

E = Voltaje de la Línea Eléctrica (V)

- I: Corriente o carga a través del conductor

I = Carga Total en Amperes (A)

- R: Resistencia del conductor

R = Resistencia de la línea en Ohms (Ω)

A mayor distancia y/o carga en una línea eléctrica existe una mayor caída de tensión.

De acuerdo al tipo de circuito

De acuerdo al tipo de circuito eléctrico el comportamiento de la caída de tensión es diferente.

Circuitos en Serie

- La corriente se mantiene constante.
- El voltaje varía con respecto a las resistencias del circuito.
- La caída de voltaje se representa en este tipo de circuito eléctrico mediante la ley de Ohm.

Circuitos en Paralelo

- La corriente varía de acuerdo a las resistencias.
- El voltaje se mantiene constante.
- En este tipo de circuitos por lo tanto no existe una caída de tensión y la distribución de voltaje es uniforme en todas las partes del circuito.

Circuitos de Corriente Alterna AC

- En este tipo de circuitos la caída de tensión depende de la corriente de carga, del factor de potencia y de la impedancia de los conductores.

$$E = I \times Z \quad (2)$$

- E: Caída de Tensión
- I: Corriente a través del conductor
- Z: Impedancia Eléctrica

La caída de tensión o de voltaje en un sistema eléctrico es una de las fallas más comunes en una red de distribución eléctrica y tiene efectos negativos considerables como perdidas económicas importantes, paros de producción y daños parciales y totales de maquinaria.^[9]

4.4 Confiabilidad

4.4.1 SAIDI

Índice de duración promedio de interrupciones en el sistema

$$SAIDI = \frac{\sum Duración_i \times UA_i}{\text{Usuarios de Referencia}}$$

Duración i = Duración en minutos de cada interrupción

UA i = Usuarios Afectados de cada interrupción

Usuarios de Referencia = Usuarios Totales (Nacional, División ó Zona)^[10]

Este índice se refiere a la duración promedio en minutos, considerando que todos los usuarios de referencia (Nacional, División ó Zona)^[10]

Este índice se refiere a la duración promedio en minutos, considerando que todos los usuarios de referencia (Nacional, División ó Zona) hubieran percibido una interrupción mayor ó igual a 5 minutos.^[10]

4.4.2 SAIFI

Índice de la frecuencia promedio de interrupciones en el sistema

$$SAIFI = \frac{\sum xUA_i}{\text{Usuarios de Referencia}}$$

UA i = Usuarios Afectados de cada interrupción

Usuarios de Referencia = Usuarios Totales (Nacional, División ó Zona)^[10]

Este índice se refiere a la cantidad de interrupciones que en promedio experimenta cada uno de los usuarios en un periodo determinado, tomando como referencia los usuarios a nivel Nacional, División ó Zona.^[10]

Este índice se incrementa en la medida de la cantidad de clientes afectados en cada interrupción , cuando el índice es igual a 0.5 quiere decir que la mitad de los clientes a tenido en promedio al menos una interrupción y si el índice es igual a 1 quiere que todos los clientes han tenido en promedio una interrupción.^[10]

4.4.3 CAIDI

Índice de duración promedio de interrupción por usuario.
Tiempo promedio requerido para restablecer el servicio ^[10]

$$CAIDI = \frac{\sum Duración_i \times UA_i}{\sum UA_i}$$

Duración_i= Duración de cada interrupción

UA_i= Usuarios Afectados de cada interrupción ^[10]

Este índice se refiere a la duración promedio en minutos, en que un usuario estuvo sin energía durante una falla en el Sistema Eléctrico de Distribución. ^[10]

5. Desarrollo

5.1 Insumos para análisis en estado actual

Para la determinación de elementos involucrados en el área de estudio, se considera la capacidad instalada en MVA de la subestación que suministra el servicio de energía eléctrica, para esta caso es la subestación Ocosingo Banco 1, se considera la demanda en MVA de los circuitos OCO05020 y OCO05042, se estima la capacidad proyectada en base a la demanda actual y futura; y la ubicación geográfica de la nueva subestación estará definida en una parte, en función de la carga y por otro lado por el costo de las obras necesarias que determinarán la rentabilidad del proyecto.

5.1.1 Capacidad instalada

TABLA 3: Capacidad Instalada

SE/BANCO	CAPACIDAD (MVA)	F.P.	CAPACIDAD (MW)
S.E. Ocosingo Bco.1	20	0.95	19

5.1.2 Demanda del área de influencia

El suministro Eléctrico a las poblaciones de Bachajón, Chilón, Yajalón y Petalcingo del Municipio de Chilón, Yajalón y Tila, en la Región Noroeste del estado de Chiapas se realiza por medio de la Subestación Ocosingo con capacidad instalada de 29.375 Mega Volts Amperes (MVA) con nivel de tensión 115/34.5 kV perteneciente a la Zona de Distribución San Cristóbal, derivado al crecimiento acelerado presentado en los últimos años en la región de tipo turística, agrícola y ganadera, actualmente el transformador de potencia se encuentra al 91.99% de su capacidad instalada.

De acuerdo al Pronóstico de la Demanda de Subestaciones (PDS) 2018-2028, la subestación de distribución Ocosingo Bco. 1 tendrá un crecimiento promedio anual de 2018 a 2028 de 1.38%, de acuerdo a información que se indica en la tabla 1.

Tabla 4. Pronóstico de demanda de los bancos involucrados en el área de estudio.
Fuente: PDS CFE Distribución 2018-2028

SUBESTACIÓN	V1/V2	UM	MVA	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ocosingo Bco. 1	115/34.5	MW	9.38	16.0	15.8	16.1	16.1	15.6	16.4	17.7	17.9	18.1	18.4	18.7	18.9	19.2	19.4	19.7	20.0	20.3
DEMANDA DEL AREA DE ESTUDIO				16.0	15.8	16.1	16.1	15.6	16.4	17.7	17.9	18.1	18.4	18.7	18.9	19.2	19.4	19.7	20.0	20.3
CAPACIDAD INSTALADA				8.9																

Para el área de influencia del proyecto se tiene la siguiente tasa de crecimiento promedio:

$$Tcr = \sqrt[n]{\frac{Dmf}{Dmb}} - 1 \quad Tcr = \sqrt[10]{\frac{20.3}{17.7}} - 1 = 1.38 \quad (3)$$

Donde:

Dmf: Demanda Máxima pronosticada en el año 10

Dmb: Demanda Máxima del año base.

Tcr: Tasa de Crecimiento pronosticada en al área de estudio.

Para el área de influencia del proyecto se tiene el siguiente factor de carga, considerando el valor medio aritmético de la demanda:

Donde:



(4)

F.C. 1, F.C. 2 ...F.C.n =

Es el factor de carga del elemento involucrado en el área de estudio.

$$\frac{(0.53 \times 20.3)}{(20.3)} = \frac{10.759}{20.3} = 0.53$$

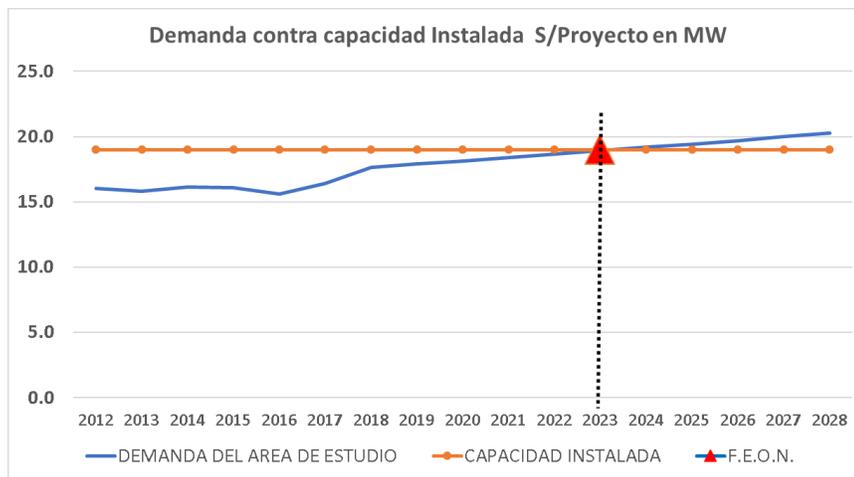
5.1.3 Determinación de la capacidad del área de influencia sin proyecto

Se considera la capacidad de transformación instalada en la subestación de distribución Ocosingo Bco. 1, la cual se muestra en la **tabla 2**.

Tabla 5. Capacidad en MVA y MW de los bancos involucrados en el área de estudio

SUBESTACION	Capacidad MVA	Factor de Potencia	Capacidad MW
Ocosingo Bco. 1	20	0.95	19

Grafica 1. Pronóstico de la Demanda 2018-2028 de la subestación de distribución Ocosingo Bco. 1



Como se indica en la tabla 3, para el año 2025 se observa que, con el pronóstico de crecimiento, la subestación de distribución Ocosingo Bco. 1 no tendrá la capacidad suficiente para atender la demanda esperada, lo que detona la necesidad de incrementar la capacidad de transformación en instalaciones con el fin de satisfacer la demanda de energía eléctrica.



En la siguiente tabla se muestra el incremento de usuarios por sector y como se muestra en la tabla la tasa de crecimiento anual es de 2.51% hasta el 2019

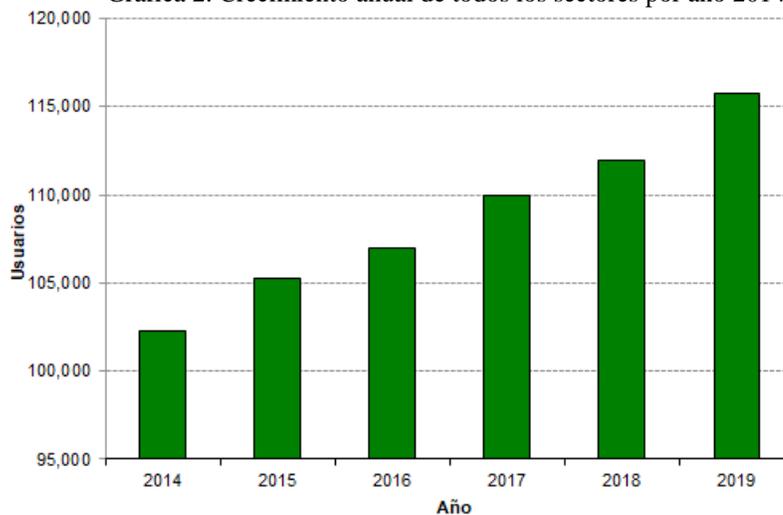
TABLA 6: Relación de Usuarios por Sector.

SECTOR	USUARIOS					
	2014	2015	2016	2017	2018	2019
DOMESTICO	96,156	99,169	101,201	104,172	106,222	108,489
COMERCIAL	5,404	5,435	5,071	5,125	5,085	6,570
SERVICIOS	539	545	533	533	533	538
INDUSTRIAL	132	137	141	149	149	151
TOTAL	102,231	105,286	106,946	109,979	111,989	115,748
				Tasa de Crecimiento Anual:		2.51%

Las tarifas eléctricas del sector industrial y de servicios presentan valores por encima de la media de los países de la región. Por su parte, la mayoría de las tarifas residencial se encuentran subsidiadas, bajo un esquema poco eficiente y regresivo, otorgando mayor monto de subsidio (en términos absolutos) a quien más consume.

El servicio público de energía eléctrica cuenta con más de 40 tarifas distintas para los consumidores, en función de su tipología y ubicación geográfica, las cuales se actualizan de acuerdo con factores de ajuste automático, determinados por la autoridad hacendaria y con opinión e insumos de la SENER y de la CFE principalmente.

Grafica 2. Crecimiento anual de todos los sectores por año 2014-2019



El crecimiento poblacional se refiere al incremento del número de habitantes en un espacio y tiempo determinado, el cual se puede medir a través de una fórmula aritmética. También se puede emplear como sinónimo el término crecimiento demográfico.

Cuando se hace mención al crecimiento poblacional se puede hacer referencia a cualquier especie animal, sin embargo, se suele usar para referirse a los seres humanos, en especial cuando se realizan investigaciones acerca del crecimiento de la población.

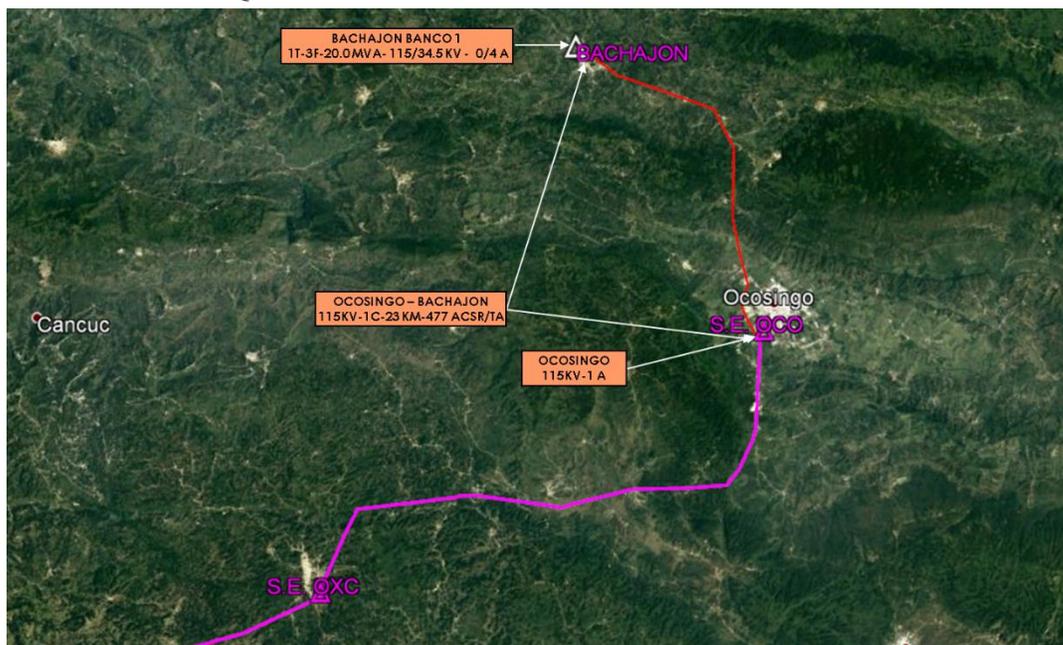
Los datos que se obtienen de estos análisis son de gran importancia, tanto para los gobiernos de un país como, para las diferentes organizaciones internacionales.

Cabe resaltar que durante el siglo XXI la población de seres humanos ha crecido y sigue creciendo en gran porcentaje, lo que ha generado preocupación, en especial por sus consecuencias sobre el uso y cuidado de los recursos naturales, entre otros.

Las zonas urbanas son las que presentan mayor crecimiento demográfico, así como, los países en vías de desarrollo. Por el contrario, el crecimiento poblacional es menor en los países desarrollados. Por ejemplo, el crecimiento poblacional en México ha ido en aumento a lo largo de su historia, es el país con más habitantes hispanohablantes en América Latina. México tiene una población aproximada a 130 millones de habitantes, y se estima que seguirá creciendo gracias a diversos factores gracias a su continuo desarrollo político, económico y social.

5.1.4 Ubicación geográfica

Figura 4.- Ubicación geográfica de la nueva subestación de distribución Bachajón Bco. I
Coordenadas 15 Q 585901.00 m E 1884789.00 m N



5.2 Análisis del estado con proyecto

5.2.1 Determinación de la capacidad necesaria

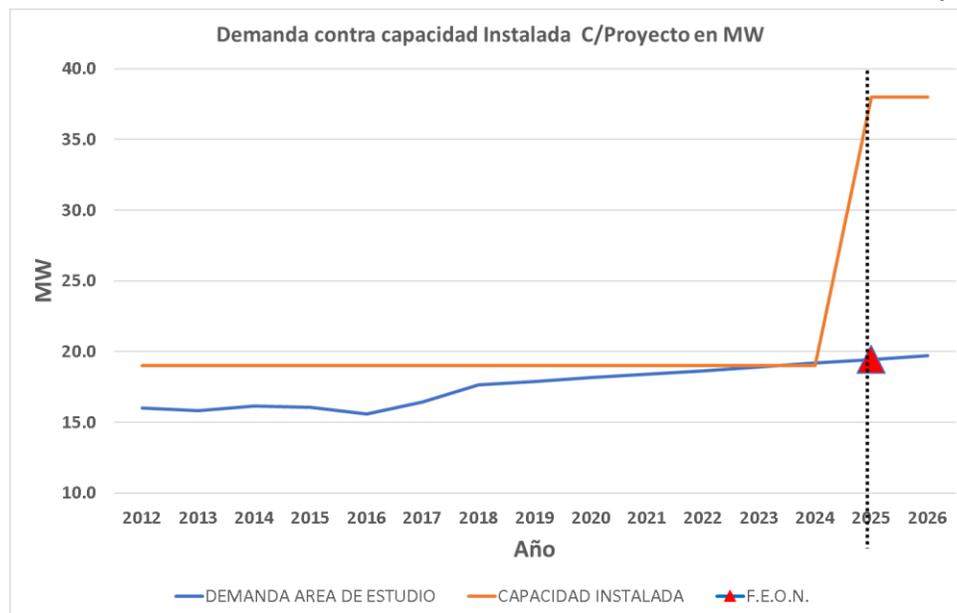
Determinación de la capacidad del área de influencia con proyecto

Se considera la capacidad de transformación instalada en las subestaciones (AT/MT) involucradas adicionando la nueva capacidad en la subestación, expresada en MW.

TABLA 7: Determinación de la capacidad necesaria.

SE/BANCO	CAPACIDAD (MVA)	F.P.	CAPACIDAD (MW)
S.E. Bachajón Bco.1	20	0.95	19
S.E Ocosingo Bco. 1	20	0.95	19
TOTAL	40	1.9	38

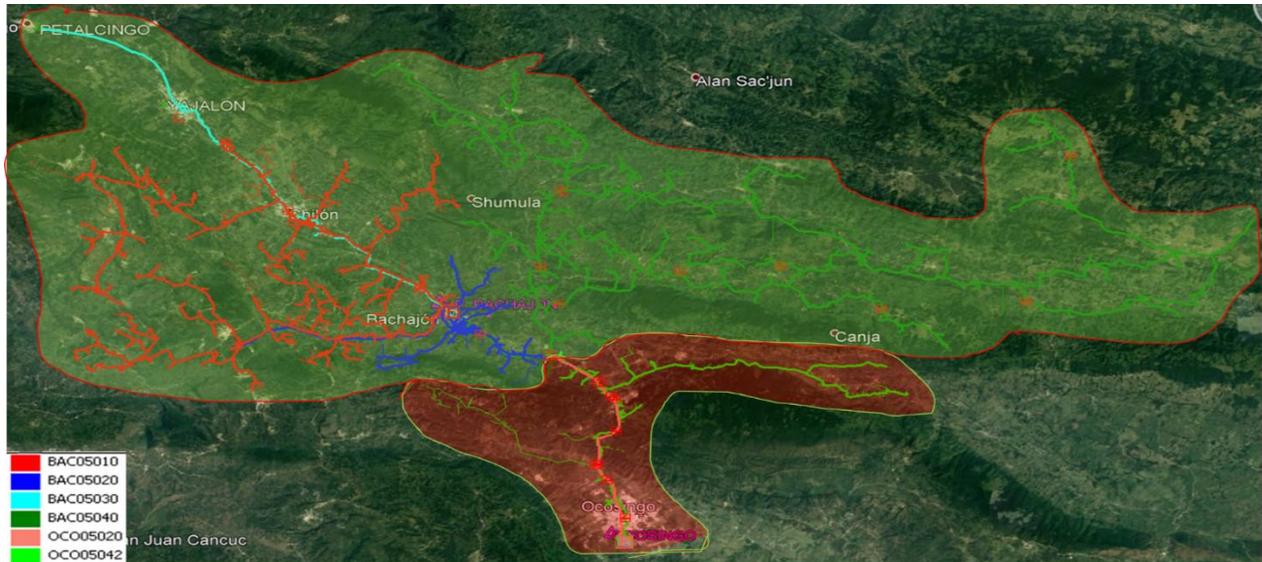
Grafica 3. Pronóstico de la Demanda 2012-2025de la subestación de distribución Bachajon Bco. 1



5.2.2 Diagrama geográfico

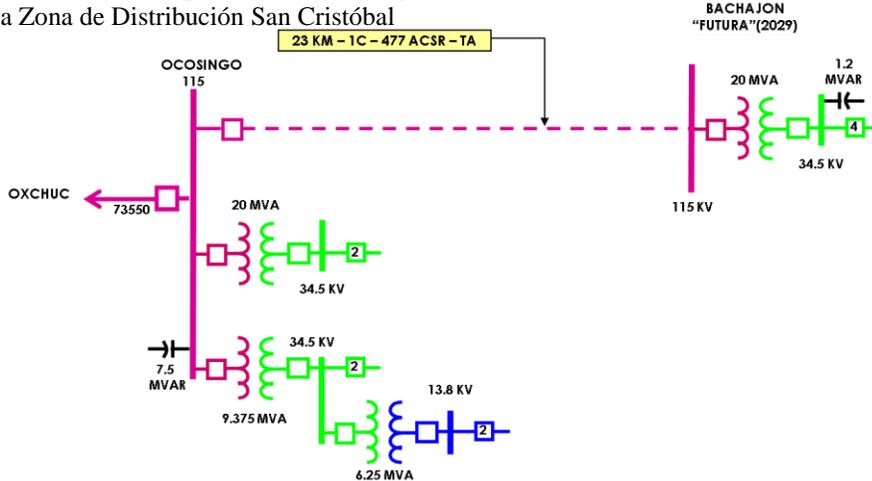
La subestación Ocosingo Bco. 1 y la Subestación Bachajón Bco. 1. Se muestran en la figura 4, en la cual se puede observar la configuración de los circuitos de media tensión con nivel de 33 kV, teniendo un área de influencia como se muestra en la figura 4:

Figura 5. Área de influencia de las subestaciones



5.2.3 Diagrama unifilar simplificado

Figura 6.- Diagrama unifilar simplificado de la integración de la subestación de distribución Bachajón a la Red Nacional de Transmisión de la Zona de Distribución San Cristóbal



5.2.4 Resumen de obra necesaria e inversión

Tabla 8: Resumen de obra necesaria e inversión

Obra	Descripción	Costo (miles \$)
Actividades previas	Adquisición de terreno, pago de servidumbre legal paso	5,799.19
1A - 115 kV	Construcción de 1 Alimentador en 115 kV S.E. Ocosingo	2,965.92
S.E. Bachajón 115 kV Bco. 1	1T-3F-20MVA-115/34.5/0 KV 0/4/0 A - 1.2 MVAR	44,173.29
LST Petalcingo - Bachajón	1C-115 kV-23 km- 477 ACSR - TA	60,240.63
TOTAL		113,179.03

5.3 Análisis de flujos de potencia

5.3.1 Pérdidas de potencia y energía

Se presenta la tabla de resultados de la condición sin proyecto del área de influencia de la S.E. Ocosingo Bco. 1, en la cual se consideran los circuitos OCO05020 y OCO05042, con una demanda máxima de 19,435 kW.

Tabla 9: Elementos del Área de estudio (Modelo synergiee)

Source Id	Demand		Connecc.kVA	Load kW	Load kvar	Loss		Generation			
	kW	kvar				kVA	pf	kW	%	Batt kW	Gen %
Feeders for OCO52010											
OCO05020 ALIM. A S.E. YAJALON	10733	2268	10970	98	185	9702	1509	1031	9.61	0	0.0
OCO05042 CHILON	8702	2898	9172	95	28650	7914	7685	788	9.06	0	0.0
OCO52010 Totals	19435	5166	20110	97	28835	17616	9195	1819	9.36	0	0.0

Elementos del área de estudio (circuitos) Sin Proyecto

Núm.	Tipo	Elemento Sub. Cto. Bco.			Demanda (kW)	FP	FC	Pérdidas (kW)	Pérdidas (kWh)
1	E	OCO	5020	T1	10,733	0.95	0.54	1031	2,970,118.82
1	E	OCO	5042	T1	8,702	0.91	0.53	788	2,196,945.10
Totales					19,435	0.99	0.60	1,819	5,167,064

Se presenta la tabla de resultados de la condición con proyecto del área de influencia de la S.E. Bachajón, que tomará carga de la S.E. Ocosingo Bco. 1, se consideran los circuitos OCO05020 y OCO05042 como existentes con una demanda total de 2,244 kW y los circuitos nuevos BAC05010, BAC05020, BAC05030 y BAC05040 con una demanda total de 17841 kW.

Tabla 10: Resumen de pérdidas de potencia y energía.(Modelo synergiee)

Source Id	Demand				Conne c.kVA	Load		Loss	
	kW	kvar	kVA	pf		kW	kvar	kW	%
Feeders for BAC52010									
BAC05010	3725	1776	4127	90	11655	3683	3576	42	1.13
BAC05020	1104	503	1214	91	3398	1103	1071	1	0.10
BAC05030	9817	2040	10027	98	55	9277	1517	540	5.50
BAC05040	3195	-174	3200	-100	10040	3017	2929	179	5.59
BAC52010 Totals	17841	4145	18317	97	25148	17080	9095	762	4.27
Feeders for OCO52010									
OCO05020 ALIM. A S.E. YAJALON	1060	-24	1060	-100	130	1059	95	1	0.06
OCO05042 CHILON	1185	242	1209	98	3558	1180	1146	4	0.36
OCO52010 Totals	2244	218	2255	100	3688	2240	1241	5	0.22

Elementos del área de estudio (circuitos) Con Proyecto									
Núm.	Tipo	Elemento Sub. Cto. Bco.			Demanda (kW)	FP	FC	Pérdidas (kW)	Pérdidas (kWh)
1	E	OCO	5020	T1	1,060	0.95	0.52	1	2,696.68
1	E	OCO	5042	T1	1,185	0.91	0.52	4	10,786.71
1	E	BAC	5010	T1	3,725	0.91	0.52	42	113,260.49
1	E	BAC	5020	T1	1,104	0.91	0.52	1	2,696.68
1	E	BAC	5030	T1	9,817	0.91	0.52	540	1,456,206.34
1	E	BAC	5040	T1	3,195	0.91	0.52	179	482,705.43
		Totales			20,086			767	2,068,352

Se observa que con la construcción del proyecto de la S.E Bachajón Bco. 1, se tendrá una reducción de 1,052 kW de potencia y 3,098,712 kWh de energía, lo que representa un gran ahorro en la distribución de la energía eléctrica, logrando así mayor eficiencia en el proceso de distribución y suministro del servicio de energía eléctrica.

Pérdidas sin proyecto	1,819	5,167,064
Pérdidas con proyecto	767	2,068,352
Diferencia	-1,052	-3,098,712

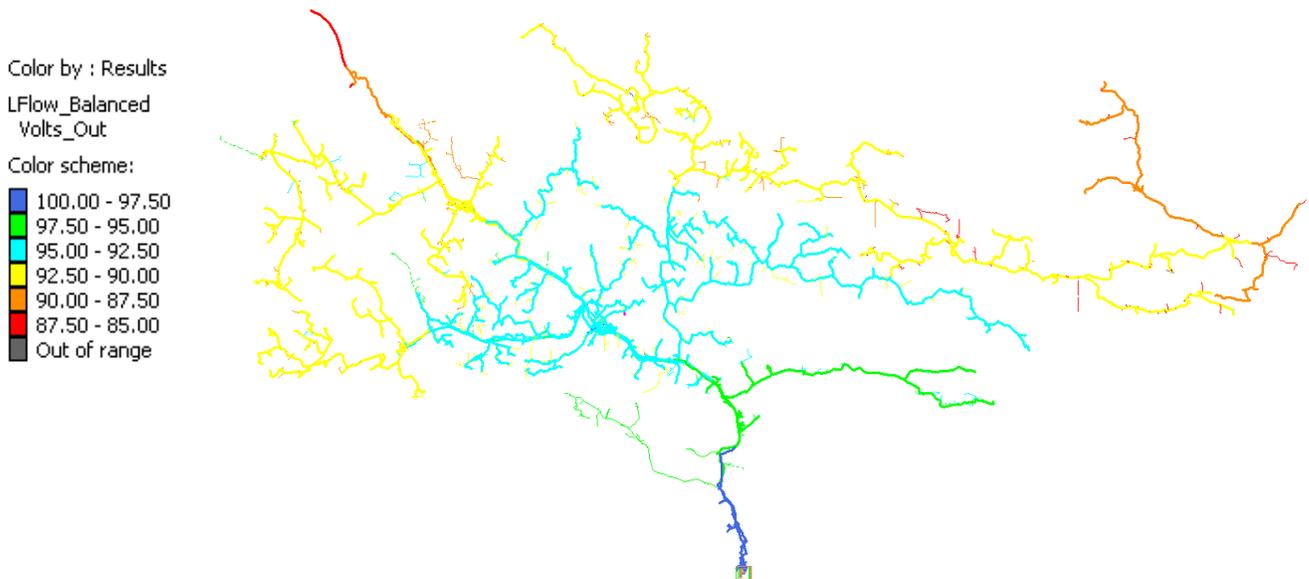
5.3.2 Caída de tensión y regulación

Se presenta la tabla resumen con los valores de caída de tensión y regulación de la condición sin proyecto, en la cual se aprecia la condición más crítica del circuito OCO05020.

Tabla 11: Tabla resumen de con los valores de caída de tensión y regulación de la condición sin proyecto. (Modelo synergiee)

Source Id	Pct Ldg		Demand MVA	Three-phase			Single-phase		
	Cnt	Emr		Min Volts	Max Volts	kM	Min Volts	Max Volts	kM
Substation: OCO52010									
OCO05020 ALIM. A S.E. YAJALON	42	39	10.97	84.30	100.00	57.3	90.90	90.90	114.4
OCO05042 CHILON	60	55	9.17	84.60	100.00	969.5	84.70	99.70	1647.1

Figura 6: caída de tensión sin proyecto



Se presenta la tabla resumen con los valores de caída de tensión y regulación de la condición con proyecto, en la cual se aprecia una mejora sustancial en los circuitos de distribución.

Tabla 12: Tabla resumen de con los valores de caída de tensión y regulación de la condición con proyecto.

Source Id	Pct Ldg		Deman MVA	Three-phase			Single-phase		
	Cnt	Emr		Min Volts	Max Volts	kM	Min Volts	Max Volts	kM
Voltage Summary									
Substation: BAC52010									
BAC05010	24	22	4.13	97.30	100.00	337.4	97.50	99.90	561.7
BAC05020	6	5	1.21	99.70	100.00	101.2	99.70	99.90	170.2
BAC05030	34	31	10.03	91.50	100.00	33.1	97.00	97.00	66.0
BAC05040	21	20	3.20	91.10	100.50	424.4	91.20	100.20	756.3
Substation: OCO52010									
OCO05020 ALIM. A S.E. YAJALON	7	6	1.06	99.90	100.00	17.3	0.00	0.00	34.5
OCO05042 CHILON	7	6	1.21	99.10	100.00	114.7	99.20	100.00	175.3

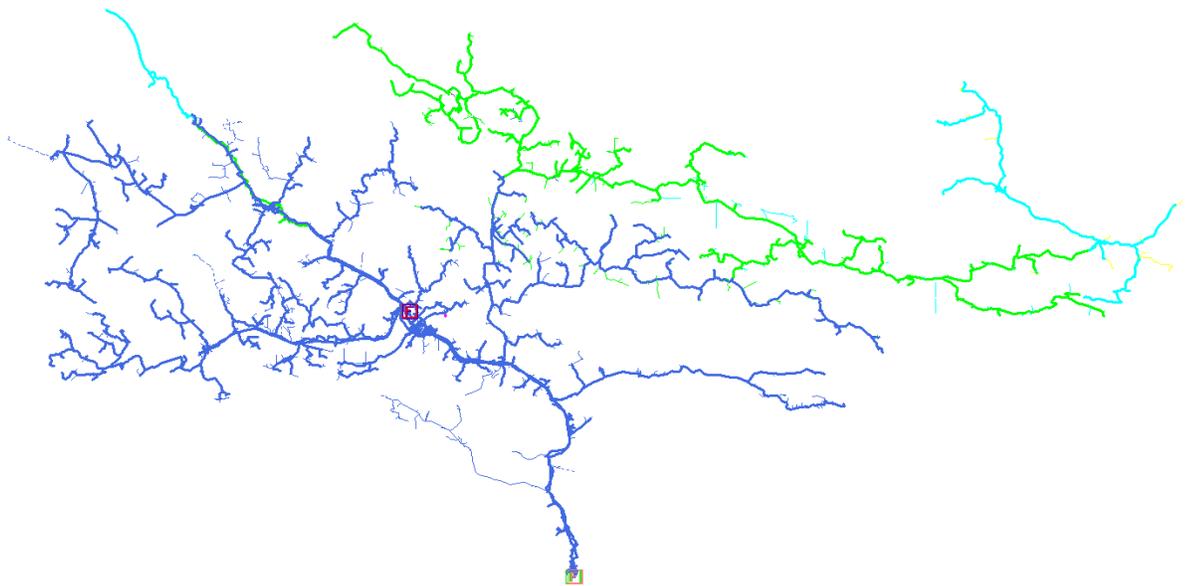
Figura 7 :caída de tensión con proyecto

Color by : Results

LFlow_Balanced
Volts_Out

Color scheme:

- 100.00 - 97.50
- 97.50 - 95.00
- 95.00 - 92.50
- 92.50 - 90.00
- 90.00 - 87.50
- 87.50 - 85.00
- Out of range

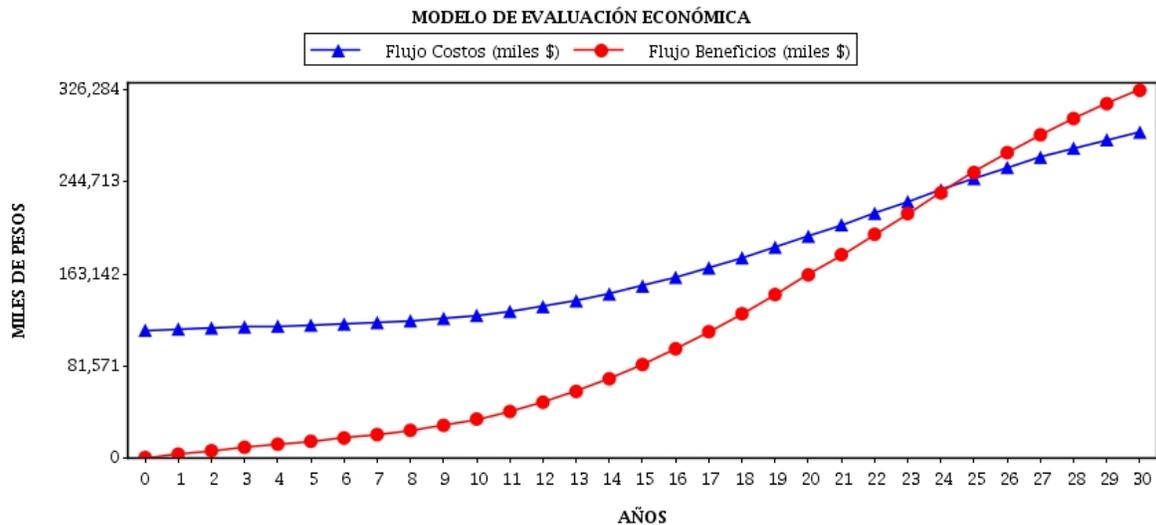


5.5 Análisis económico

5.5.1 Indicadores de rentabilidad

Índice de Rentabilidad (IR), Tasa Interna de Retorno (TIR), Valor Actual Neto (VAN)

Resultado evaluación						
Tipo Evaluación	Inversion(miles\$)	Red. Perd. Tec (MWh)	Red. ENS(MWh)	Red. Perd. No Tec (MWh)	Einc	
Costo-Beneficio MT SE	113,179.03	2,576.53	8.02	0.00	0.00	
VAN(miles\$)	IR	TIR(%)	CAE	Costo/Efic PT (kWh)	Costo/Efic PNT (kWh)	Costo/Efic ENS (kWh)
37,143.63	1.13	11.76	30,850.69	43.93	0.00	14,106.36



Como se puede observar en la tabla de resultados de la evaluación económica y en la gráfica de costo beneficio, la inversión de 113.179 millones de pesos es recuperada en el año 24, con un indicador de rentabilidad de 1.13, valor presente neto de \$ 37.143 millones de pesos y una TIR de 11.76%.

Por lo anterior se hace rentable realizar la inversión a largo plazo para la ejecución del proyecto.



6. Conclusiones

Con la construcción de la S.E. Bachajón, se obtiene el beneficio de mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico en cuanto a su capacidad para la atención de la demanda incremental de la demanda normal y de nuevos servicios.

Con el presente proyecto se incrementa la calidad del suministro de energía eléctrica, al mejorar con la instalación de una nueva fuente, el nivel de tensión, la disminución de pérdidas técnicas de potencia y energía, haciendo que la red de distribución en media tensión sea más eficiente. Siendo este un proyecto aprobado por el CENACE (CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA) y publicado en el programa de ampliación y modernización de las redes generales de Distribución 2019-2033.





7. Fuentes de Información

[1] Manual de Procedimiento para la Elaboración del Desarrollo del Mercado Eléctrico de Distribución, Coordinación de Distribución, Gerencia de Planeación, 06 noviembre 2018.

[2] Criterio P - 7. Las ampliaciones y obras de Modernización que sean propuestas por el CENACE y los Distribuidores deberán de satisfacer la demanda eléctrica pronosticada para cualquier intervalo de tiempo contenido en el horizonte de planeación de largo plazo; considerando su entorno y sus condiciones de servicio para operar durante el estado normal de operación y ante la Contingencia Sencilla más Severa. (RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, conforme dispone el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica.)

[3] Criterio P - 36. Los Distribuidores y Transportistas deberán entregar de manera anual al CENACE los insumos necesarios para actualizar la información relacionada con las RNT y RGD que pudieran tener impacto en la operación del SEN. (RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, conforme dispone el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica.)

[4] Ramírez, J. F., & Quezada, J. W. (2013). Diseño eléctrico de la subestación El Bosque de 20/24 MVA a 69 KV con 4 circuitos de salida de 13,8 KV en la ciudad de Machala. Recuperado el 2 de 12 de 2019, de <http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/4271/1/ups-ct002611.pdf>

[5] Vizñay, A. S., & León, A. P. (2017). Análisis del intercambio cooperativo de energía eléctrica adicionando restricciones en microredes eléctricas. Recuperado el 2 de 12 de 2019, de [http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/28490/1/trabajo de titulaci3n.pdf](http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/28490/1/trabajo%20de%20titulaci3n.pdf)

[6] <https://www.cfe.mx/epsdistribucion/Paginas/default.aspx>

[7] <https://lapem.cfe.gob.mx/normas/pdfs/c/L0000-70.pdf> “Procedimiento para la Elaboración del balance de Energía Eléctrica” MED-7001-CFE-LFC.

[8] MALDONADO, Remigio Ing. “Reflexiones sobre las pérdidas de energía eléctrica”, Revista CIEEPI, No8, Quito, Junio del 2005.

[9] <https://corpnewline.com/caida-de-tension.htm>

[10] Análisis y Definición de indicadores Operativos CFE.pdf.





ANEXO

<https://www.cfe.mx/epsdistribucion/cumpliminetoregulatorio/Documents/PAMdelasRGD%202019-2033.pdf>

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

