



BUAP

BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

Facultad de Ingeniería

Secretaría de Investigación Estudios de Posgrado

**ANÁLISIS DEL CAMBIO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA
ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN A ALTA TENSIÓN PARA
UN CENTRO DE CARGA**

TESIS

Que para obtener el grado de
**MAESTRO EN INGENIERÍA CON OPCIÓN TERMINAL DE
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Presenta:

FABIÁN VÉLEZ MÉNDEZ

Asesor tesis:

DR. JUAN CARLOS ESCAMILLA SÁNCHEZ

Coasesor de tesis:

DR. FILIBERTO CANDIA GARCÍA



Oficio No. 3168/2018

C. Fabián Vélez Méndez
Pasante de la Maestría en Ingeniería
con opción terminal en Sistemas Eléctricos de Potencia
Facultad de Ingeniería, BUAP
Presente

Por medio del presente, el suscrito M.I. Fernando Daniel Lázcano Hernández, Director de la Facultad de Ingeniería, de acuerdo a su solicitud de aprobación de Tema de Tesis, le autoriza desarrollar el tema intitulado: **Análisis del cambio de suministro de energía eléctrica de media tensión a alta tensión para un centro de carga**. Para obtener el grado de Maestro en Ingeniería con opción terminal en Sistemas Eléctricos de Potencia. Asignándose como Director al Dr. Juan Carlos Escamilla Sánchez y Codirector al Dr. Filiberto Candia García

Sin otro particular de momento, reciba un cordial saludo.

Atentamente
"Pensar bien, para vivir mejor"
H. Puebla de Zaragoza, septiembre 29 de 2018

M.I. Fernando Daniel Lázcano Hernández
Director

C.c.p. Dr. Juan Carlos Escamilla Sánchez y Dr. Filiberto Candia García, Director y Codirector del Tema de Tesis.

C.c.p. Archivo

ABH/GCC/eco'

CU

Facultad
de Ingeniería

Bv. Valsequillo y Av. San Claudio
s/n, edif. ING - 4, Col. San Manuel,
Ciudad Universitaria,
Puebla, Pue. C.P. 72578
01 (222) 229 95 00 Ext. 7610

Puebla de Zaragoza, Puebla., 4 de junio del 2018

M.I. Fernando Daniel Lazcano Hernández
Director Facultad de Ingeniería BUAP
Presente

Asunto: Autorización de Tema de Tesis

El suscrito Dr. Juan Carlos Escamilla Sánchez asesor y Dr. Filiberto Candia García coasesor, del tema de tesis denominada:

"Análisis del cambio de suministro de energía eléctrica de Media Tensión a Alta Tensión para un Centro de Carga"

Presentado por el Ing. Fabián Vélez Méndez pasante de la Maestría en Ingeniería opción terminal Sistemas Eléctricos de Potencia, matrícula 216470229 que se imparte en esta facultad académica. Me permito informar a usted que después de haber revisado el contenido temático, metodología, la redacción y ortografía de la tesis, no tengo inconveniente en autorizar la impresión de la misma, Solicitando la autorización del jurado para su examen profesional.

ATENTAMENTE



Dr. Juan Carlos Sanchez Escamilla
Asesor



Dr. Filiberto Candia Garcia
Coasesor

AGRADECIMIENTOS.

A mi amada esposa Cecy Carmona por su invaluable apoyo y comprensión, que desde que nos conocimos me ha brindado. Su amor es un gran sustento para lograr mis metas. Gracias por todo amor mío, tu fortaleza y esmero en todo, me dan un gran ejemplo de vida.

A mi mama por su cariño y amor, así como por sus sabios consejos y por esa fuerza que nos ha brindado para lograr lo que nos proponemos.

A mis hermanos y seres queridos que siempre me han dado palabras de aliento para no claudicar en tareas difíciles.

A mis compañeros de trabajo, que siempre tuvieron esa confianza en mí y que me han extendido su mano para cualquier apoyo.

Resumen

Parte de los cambios que se tienen en la Industria Eléctrica es el surgimiento de un Mercado Eléctrico Mayorista, y uno de los beneficios esperados es en la reducción de las tarifas eléctricas.

Un Centro de Carga conectado en Media Tensión cuya demanda sea igual o mayor a 4 MW, se recomienda realizar un estudio para considerar su cambio en el suministro de energía eléctrica a Alta Tensión.

Los beneficios que se esperan son de dos tipos principalmente: económico y operativo.

El beneficio económico es en la reducción del pago del consumo de energía eléctrica, derivado a que el mismo Centro de Carga realiza la transformación de la energía de Alta a Media Tensión para su consumo en la maquinaria (típicamente).

El beneficio operativo radica en la reducción al mínimo de interrupciones en el suministro de energía eléctrica. Lo también tiene repercusiones positivas al evitar gastos o pérdidas económicas en la producción y evitar daños en la maquinaria por las fluctuaciones en la calidad de la energía recibida.

El análisis de los puntos anteriores es determinante en la decisión de un usuario final para de cambiar su tipo de suministro de energía eléctrica. Dado que para llevarlo a cabo hay costos implicados elevados (en el orden de millones de pesos).

En el presente trabajo se analiza el cambio de nivel de tensión en el suministro de energía eléctrica de Media a Alta Tensión para el Centro de Carga Empresa S.A de C.V., considerando los parámetros económicos y operativos que hacen viable el proyecto.

- Económicos: Valor Presente Neto del proyecto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y la relación Costo-Beneficio (B/C).
- Operativos: Cantidad de interrupciones de infraestructura eléctrica en Alta Tensión esperadas en la zona donde se alimentará el Centro de Carga.

Abstrac

Part of the changes in the Electricity Industry is the emergence of a Wholesale Electricity Market, and one of the expected benefits is the reduction of electricity rates.

A Load Center connected in Medium Voltage whose demand is equal to or greater than 4 MW, it is recommended to conduct a study to consider its change in the supply of electric power to High Voltage.

The benefits that are expected are of two types mainly: economic and operational.

The economic benefit is in the reduction of the payment of the electric power consumption, derived from the fact that the Load Center itself converts the energy from High to Medium Voltage for its consumption in the machinery (typically).

The operational benefit lies in minimizing interruptions in the supply of electricity. It also has positive repercussions by avoiding expenses or economic losses in production and avoiding damage to machinery due to fluctuations in the quality of the energy received.

The analysis of the previous points is decisive in the decision of an end user to change their type of electric power supply. Since to carry it out there are high costs involved (in the order of millions of pesos).

In this work analyze the change of voltage level in the supply of electrical power from Medium to High Voltage for the Load Center Empresa S.A de C.V., considering the economic and operational parameters that make the project viable.

- Economic: Net Present Value of the project (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and the Cost-Benefit ratio (B / C).
- Operational: Number of interruptions of electrical infrastructure in High Voltage expected in the area where the Load Center will be powered.

Índice de contenido

Capítulo I	1
1.1 Introducción	1
1.2 Objetivo.....	2
1.2.1 Objetivos particulares.....	2
1.3 Justificación.....	2
1.4 Planteamiento del Problema	4
Capítulo 2.....	7
Concepto Generales de la Infraestructura en Alta Tensión.....	7
2.1 Conductores Eléctricos.....	7
2.1.1 Tipos de Conductores.....	8
2.1.2 Resistencia en corriente directa (CD).....	9
2.1.3 Peso	9
2.1.4 Regulación de Tensión	9
2.1.5 Corto Circuito	10
2.1.6 Forma de los conductores.....	11
2.1.7 Estructura de un Cable Subterráneo.....	11
2.1.8 Aislamiento.....	12
2.1.9 Pantallas Eléctricas	12
2.1.10 Pantalla Semiconductora	13
2.1.11 Pantalla sobre el Aislamiento.....	13
2.1.12 Pantalla semiconductora sobre el aislamiento	14
2.1.13 Pantalla Metálica.....	14
2.1.14 Armadura	14
2.1.15 Cubierta Protectora.....	15
2.1.16 Selección Eléctrica de Conductor	15
2.2 Parámetros Eléctricos de los conductores.....	16
2.2.1 Resistencia.....	17
2.2.2 Inductancia de un conductor debida al flujo interno.....	19
2.2.3 Enlace de flujo entre dos puntos externos a un conductor	21
2.2.4 Inductancia de una línea monofásica de dos conductores	22
2.2.5 Inductancia de línea trifásica con espaciamiento equilátero.....	24
2.2.6 Inductancia de líneas trifásicas con espaciamiento asimétrico	25
2.2.7 Capacitancia de las líneas de transmisión.....	27
2.3 Tipos de Estructuras para red aérea en Líneas de Transmisión	38
2.3.1 Torres Auto soportadas.....	41
2.3.2 Torres Auto retenidas	41
2.3.3 Postes Troncocónicos.....	42
2.3.4 Postes Morelos.....	43
2.3.5 Estructuras con postes independencia	44
2.3.6 Estructuras formadas por postes de madera	44

2.3.7 Estructuras formadas por postes de concreto sección "I"	45
2.4 Líneas Subterráneas de Transmisión	46
2.4.1 Obra Civil en líneas subterráneas.....	46
2.4.2 Obra Electromecánica en líneas subterráneas.....	47
Capítulo 3.....	49
Centro de Carga de Media a Alta Tensión	49
3.1 Determinación de la infraestructura en alta tensión	50
3.1.1.....	56
3.2 Selección de la solución técnica más económica para la infraestructura requerida	65
3.2.1 Línea Aérea.....	67
3.3 Proyecto de Línea para la Conexión del Centro de Carga a la Red Nacional de Transmisión.....	71
Capítulo 4.....	76
Evaluación de Beneficios del Cambio del Nivel de Voltaje de Media a Alta Tensión .	76
4.1 Beneficio Económico: Cambio de Tarifa	76
4.2 Evaluación Económica del Proyecto	80
4.3 Determinación de los parámetros económicos del proyecto	81
Conclusiones	86

Índice de tablas

Tabla 1 Interrupciones en un circuito.	4
Tabla 2 Resistividad de metales a 20°C.	8
Tabla 3 Recomendación del tipo de estructuras en diferentes usos de suelo	39
Tabla 4 Características de los elementos del SEN cercanos al Centro de Carga	52
Tabla 5 Condiciones con el centro de carga conectado en media tensión	60
Tabla 6 Parámetros de las líneas para la conexión del Centro de Carga condición existente	62
Tabla 7 Parámetros de la red de 115 kV con la Conexión del Centro de Carga.....	64
Tabla 8 Resumen del incremento de pérdidas en el sistema de 115 kV.....	64
Tabla 9 Comparativo de pago de tarifa GDMTH y DIST.....	79
Tabla 10 Datos para el cálculo de los valores del VPN, TIR y B/C	83
Tabla 13 Parámetros de VPN, TIR y B/C del proyecto.....	84

Índice de figuras

Figura 1 Forma de los conductores usados en cable: a) Redondo concéntrico, b) Redondo Compacto, c) Compacto Simple, d) Anular y e) Segmentado	11
---	----

Figura 2 Partes de un conductor subterráneo.....	12
Figura 3 Distribución del campo eléctrico con pantalla semiconductor sobre el conductor	13
Figura 4 Campo magnético y eléctrico asociado con una línea de dos conductores	16
Figura 5 Resistencia de un conductor metálico como función de la temperatura	18
Figura 6 Sección transversal de un conductor cilíndrico.....	19
Figura 7 Un conductor y puntos, P1 y P2 externos.....	22
Figura 8 Conductores de radios diferentes y campo magnético debido solo a la corriente en el conductor 1.	23
Figura 9 Vista de la sección transversal de conductores de una línea trifásica espaciados de manera equilátera.....	25
Figura 10 Ciclo de transposición	26
Figura 11 Sección transversal de una línea con conductores paralelos.....	30
Figura 12 Superficies equipotenciales de una porción de campo eléctrico originado por un conductor cargado. El conductor b causa que las superficies equipotenciales se distorsionen.	30
Figura 13 Relación entre los conceptos de capacitancia línea a línea y capacitancia línea a neutro	31
Figura 14 Sección transversal de una línea trifásica con espaciamiento equilátero	32
Figura 15 Diagrama fasorial de voltajes balanceados de una línea trifásica.....	33
Figura 16 Sección transversal de una línea trifásica con espaciamiento asimétrico.....	34
Figura 17 Línea trifásica y su imagen	37
Figura 18 Tipos de Torres autosoportadas conforme al nivel de tensión	41
Figura 19 Ejemplo de torres auto retenidas	42
Figura 20 Poste Truncocónico	43
Figura 21 Poste Morelos Tipo I	44
Figura 22 Poste Independencia	44
Figura 23 Estructura de madera tipo suspensión	45
Figura 24 Postes de sección "I" en estructura de suspensión.	45
Figura 25 Configuración anillada y radial	47
Figura 26 Croquis de ubicación del centro de carga Empresa SA de CV	50
Figura 27 Histórico y Proyección de Demanda de Empresa S.A. de C.V.	50
Figura 28 Croquis de ubicación de las instalaciones existentes.....	51
Figura 29 Tabla del Desarrollo del Mercado Eléctrico	58
Figura 30 Condición existente de la alimentación del Centro de Carga en Media Tensión	59

Figura 31 Condiciones actuales de la red de 115 kV	61
Figura 32 Red de 115 kV con el Centro de Carga nuevo conectado	63
Figura 33 Croquis de trayectoria de línea aérea propuesta.....	67
Figura 34 Croquis de trayectoria de línea subterránea propuesta.....	68
Figura 35 Plano de Planta de L.T. FUE-EMP	72
Figura 36 Plano de Perfil L.T. FUE-EMP lado S.E. Fuertes	73
Figura 37 Plano de Perfil L.T. FUE-EMP lado S.E. Empresa S.A. de C.V.	74
Figura 38 Diagrama Unifilar de S.E. Fuertes	75
Figura 39 Costo del Cargo por Ampliación al mes de septiembre del 2018.....	82
Figura 40 Grafica Costo-Beneficio	85

Capítulo I

1.1 Introducción

La ocupación territorial y la creciente demanda de servicios que se requieren para la vida cotidiana, se hace la necesidad de mantener un suministro de energía eléctrica que sea confiable, seguro y continuo.

El suministro de energía eléctrica se realiza mediante un proceso de Generación, Transmisión y Distribución, pero todo ello se lleva a cabo mediante el transporte de la energía eléctrica, desde la fuente hasta el consumidor final, dicho transporte es desde las subestaciones de generación, subestaciones elevadoras de voltaje, líneas de transmisión, líneas de distribución y subestaciones de distribución; todo lo anterior integran la Red Nacional de Transmisión (RNT) y la Red General de Distribución (RGD).

Los conductores desempeñan un papel fundamental en el transporte de la energía y su aprovechamiento de la misma. Se pueden clasificar en dos tipos, que son tipo aéreo o intemperie y los subterráneos; aunque hay muchas otras clasificaciones como son marítimos o especiales para ciertas condiciones del medio ambiente donde se instalen.

Los conductores aéreos están instalados en más del 90% de las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional y son uno de los principales componentes en la Transmisión y Distribución de la energía eléctrica en México.

Los conductores subterráneos son una de las mejores opciones para distribuir la energía eléctrica en lugares con mucha población y que los cables aéreos sean un riesgo para la población, zonas turísticas, arqueológicas y protegidas por la SEMARNAT por la flora y fauna del lugar o en su caso que los conductores desnudos representen algún tipo de peligro para las personas o fauna donde estén instalados.

Las instalaciones subterráneas se caracterizan por tener el menor número de fallas temporales o transitorias, por lo general si se presenta una falla será permanente y se deberá de corregir por personal del Transportista/Distribuidor de Energía o por quien esté a cargo de su operación y mantenimiento.

Los Centros de Carga en media tensión con suministro de energía en forma aérea tienen fallas transitorias y permanentes que dependiendo de la duración ocasionan pérdidas no solo de energía sino económicas en sus procesos.

Los Centros de Carga en Alta Tensión presentan una menor cantidad de fallas transitorias y permanentes, la continuidad de su servicio y calidad de energía es más estable.

La actual compañía suministradora de energía en su documento CFE DCPROASO (documento de atención de solicitudes de energía eléctrica), en sus políticas hace la recomendación que aquellos centros de carga cuya alimentación este en media tensión y tengan una demanda igual o superior a 4 MVA, se debe de considerar el cambio de tensión, en caso de que sea técnica y económicamente factible.

El presente trabajo se enfoca en el análisis del cambio del nivel de tensión para un Centro de Carga cuya demanda es superior a los 4 MVA en media tensión y los beneficios que se pueden tener al cambiarse a alta tensión. Dichos beneficios se evaluarán en forma económica y operativa.

Por razones de protección de datos, se denominará al Centro de Carga como Empresa SA de CV, pero el caso está documentado en la Empresa Productiva del Estado CFE Distribución.

1.2 Objetivo

Analizar los beneficios del cambio de nivel de tensión de un Centro de Carga, cuya alimentación está en Media Tensión y posee una demanda superior a los 4 MVA, el cual se cambiará a Alta Tensión.

1.2.1 Objetivos particulares

- Determinar el beneficio económico por el cambio del nivel de tensión del Centro de Carga Empresa SA de CV.
- Evaluar el costo-beneficio del cambio de nivel de tensión del Centro de Carga denominado Empresa SA de CV.
- Evaluar el indicador de Número de Interrupciones (NI) que afectaron la continuidad del servicio del Centro de Carga Empresa SA de CV.

1.3 Justificación

En el diseño y operación de la Red Nacional de Transmisión o Redes Generales de Distribución se han desarrollado sistemas aéreos y subterráneos y la combinación de los mismos.

La actual industria eléctrica en México ha cambiado a partir de la promulgación de la Ley de la Industria Eléctrica el 11 de agosto de 2014, donde se estableció que la generación, transmisión, distribución y suministro de energía eléctrica entraban en un esquema denominado Mercado Eléctrico, administrado por el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) y regulado por la CRE (Comisión Reguladora de Energía).

Lo anterior dio cabida a la participación de industrias privadas en la generación de energía eléctrica para el consumo en los centros de carga a través del sistema eléctrico nacional, anteriormente solo esta función la desarrollaba la Comisión Federal de Electricidad. Aunque el actual esquema también permite que puedan participar en el mercado Transportistas y Distribuidores que deseen hacerse cargo de la operación y mantenimiento de algún sector del SEN (solicitando su anuencia ante la Comisión Reguladora de Energía).

Actualmente ya se tienen en proceso Suministradores de servicio básico y calificado para que entren en operación, para que los centros de carga y centrales eléctricas realicen contratos con ellos.

Dentro del Sistema Eléctrico Nacional están la parte industrial que es la que mayor consumo de energía tiene para su operación. Los centros de carga alimentados en media tensión

representan cerca del 95% del total de consumidores industriales en los diferentes tipos de niveles de tensión (Alta, Media y Baja Tensión).

Sin embargo, la confiabilidad y continuidad del servicio en Alta Tensión tiene mejores índices de servicio que los de la Media Tensión así como el cumplimiento de los parámetros en la calidad de la energía.

Con la entrada en operación del Mercado Eléctrico Mayorista trajo consigo además de la forma de operar de la industria eléctrica, la creación de nuevas reglas tarifarias para el pago del consumo de energía eléctrica.

A pesar de que actualmente no toda la reglamentación que regula el suministro de energía eléctrica ha cambiado, se tienen promesas por parte del gobierno de que los cambios actuales benefician a los Centros de Carga y Centrales Eléctricas para hacer más accesible el pago de la energía, así como de la participación de compañías que estén interesadas en la generación, transmisión, distribución y suministro de energía eléctrica.

En base al costo tarifario que pagan los Centros de Carga con suministro de energía en Media Tensión (consumo y demanda), se tienen una recomendación por parte de la reglamentación actual, donde indica que aquel Centro de Carga con una demanda igual o superior a 4 MVA se puede cambiar de tensión dado que ello tendría beneficios económicos y sus índices de suministro de energía eléctrica se incrementarían hacia la mejora. Pero, esto se escribió antes de la entrada en operación de la energía eléctrica.

Se hace necesario determinar si las condiciones actuales traen un beneficio atractivo para un Centro de carga que quiera cambiar su suministro de energía eléctrica de Media a Alta Tensión. Lo anterior en el presente trabajo se analizara con base al costo de la obra específica a invertir por un Centro de Carga, al cual denominaremos Empresa SA de CV y la proyección del costo de consumo de energía eléctrica con las nuevas tarifas con base al histórico de consumo y revisar si con los índices de Valor Presente Neto del proyecto, la relación Beneficio/Costo y el impacto en la mejora de los indicadores del suministro de energía es viable realizar el cambio de nivel de tensión de suministro.

Para que un proyecto sea viable requiere cumplir con los criterios de confiabilidad, seguridad y continuidad del suministro de energía, mediante una operación eficiente y controlada del sistema. Así mismo se debe realizar la optimización de recursos que cumplan con los aspectos técnicos y económicos que se desempeñen las mejores condiciones para el usuario final.

Es por ello la importancia de realizar un análisis adecuado para verificar que los Centros de Carga con una demanda igual o superior a los 4 MVA, les trae beneficios al considerar cambiarse de nivel de tensión.

1.4 Planteamiento del Problema

Los Centros de Carga se conectan al Sistema Eléctrico Nacional y deben de cumplir con criterios de conexión como la marca el código de red.

El presente trabajo trata en particular el caso de un usuario de Media Tensión, denominado Empresa SA de CV, que está interesado en cambiar su nivel de tensión de Media a Alta Tensión.

Dado que la demanda actual de Empresa SA de CV es de 5088 MW y la cantidad de interrupciones que presenta desde el año 2013 a la fecha es conforme al siguiente cuadro:

Año Interrupción	Permanente (superior a 5 minutos)	Temporal (Menor a 5 minutos)	Demanda Facturable Máxima Anual	Consumo de Energía Anual kWh
2013	0	7	4570	30681579
2014	1	5	4620	30289631
2015	2	5	4604	30065344
2016	1	4	4656	30584832
2017	0	6	4680	31583886
2018-Sep			4822	23608359

Tabla 1 Interrupciones en el circuito que alimenta al Centro de Carga Fuente: CFE Distribución División Centro Oriente

Las anteriores fallas ocasionan que su proceso de manufactura de piezas para la industria automotriz se vea interrumpido y se requiere de aproximadamente 1 hora después de la interrupción de energía en volver al proceso, lo cual trae consigo perdidas económicas. Adicionalmente la compañía está en expansión y tiene en proyecto aumentar su nivel de producción y construir 3 naves industriales adicionales a las que posee actualmente, donde se hará la manufactura de componentes y módulos del tren de rodaje, carrocería, el motor y sistemas de escape; lo cual aumentará su demanda de energía eléctrica a 6000 kW así como el consumo de energía.

Por lo que se requiere de un análisis del costo-beneficio que representaría realizar el cambio de nivel de tensión del Centro de Carga.

Para realizar el análisis se harán los cálculos del costo de la obra específica de la infraestructura necesaria para el suministro de energía eléctrica en Alta Tensión, el Valor Presente Neto del costo de la tarifa a cubrir y la relación de Beneficio-Costo de la inversión, además mostrará un comparativo del número de interrupciones del Centro de Carga y la proyección del número de interrupciones de en la infraestructura determinada en Alta Tensión.

1.5 Estado del Arte (Antecedentes)

A comienzos del siglo XIX, la electricidad fue una idea novedosa que competía con el vapor, la hidráulica, el enfriamiento o calentamiento directo, y principalmente el gas natural. En esa época, la producción de gas y su reparto se había convertido principal de la industria moderna de la energía. A la mitad del siglo XIX, la iluminación por arco eléctrico se convirtió rápidamente en algo mucho más ventajoso que el gas volátil ya que el gas produce luz pobre, calentamiento excesivo que hacía que los cuartos se calentaran y se llenaran de humo, y partículas nocivas como el monóxido de carbono. Después de haber estudiado la industria de iluminación del gas, Thomas Alva Edison inventó el primer sistema eléctrico que suministraba energía por medio de redes virtuales para la iluminación. Con esto, las empresas eléctricas se encargaron de las economías de escala y cambiaron a generación centralizada, distribución y administración del sistema. Sin embargo, el concepto moderno de red eléctrica tiene sus fundamentos en las invenciones de Nikola Tesla, que hoy constituyen los conceptos de generación, transmisión a Alta Tensión y distribución en Media Tensión, únicamente posible gracias a las máquinas de inducción magnética que Tesla concibió.

La Industria Eléctrica (generación, transmisión y distribución de energía) en México es uno de los únicos del subsector industrial que aumentó su participación en el Producto Interno Bruto (PIB) nacional de forma continua, hasta alcanzar un promedio de 3% en la última década y su crecimiento ha sido más dinámico comparado con el de otras actividades económicas.

Actualmente en México se tiene el nuevo modelo de Industria Eléctrica con la creación del Mercado Eléctrico Mayorista, el cual busca mejorar la estructura productiva de la industria bajo los principios de la libre competencia y competencia de las actividades de generación, comercialización, así como determinar los proyectos de ampliación y modernización de las actividades de transmisión y distribución.

Los usuarios que estén conectados en Media Tensión podrán celebrar contratos con suministradores de servicio básico, los usuarios que estén con suministro de energía eléctrica en Alta Tensión tienen la opción de realizar contratos con suministradores de servicio calificado, los cuales adquieren bloques de energía directamente con los generadores o a través de un comercializador. Lo anterior es benéfico para dichos Centros de Carga en Alta Tensión, dado que su contrato está ligado a las transacciones del Mercado Eléctrico Mayorista.

Para los nuevos Centros de Carga que se quieren conectar al Sistema Eléctrico Nacional en el nivel de Alta Tensión, deberán de realizar su solicitud a través de un sistema denominado SIASIC que es administrador por el CENACE.

La evaluación de la conexión de Centros de Carga en Alta Tensión se regula mediante el cumplimiento del documento “Manual para la interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga”.

La normatividad bajo la cual se rige el suministro de energía de un Centro de Carga son:

- Ley de la Industria Eléctrica y su Reglamento
- Bases del Mercado Eléctrico Mayorista
- Código de Red

- Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en Materia de Aportaciones.
- Criterios y Bases para Determinar y Actualizar el Monto de las Aportaciones
- Especificación CFE DCPROASO Procedimiento de Atención de Solicitudes de Energía Eléctrica
- Normatividad en materia de infraestructura eléctrica.

Capítulo 2

Concepto Generales de la Infraestructura en Alta Tensión

2.1 Conductores Eléctricos

Un conductor eléctrico su función principal es transportar la energía eléctrica de manera eficiente, cumpliendo con los parámetros de tensión y corriente para lo que fue concebido y garantizar la continuidad del suministro eléctrico. Son el medio a través del cual se transporta la energía eléctrica desde la fuente generadora hasta los centros de consumo, es muy importante que la energía no tome otro camino que no sea el conductor, es por ello que los conductores se encuentran aislados de alguna manera de las partes o referencias a tierra o de una fase distinta a la cual pertenecen. El caso de un conductor eléctrico aislado a través del aire, como en las líneas de transmisión aéreas, es el caso de aislante más simple, y funcionan de manera correcta en la mayor parte del tiempo, tiene una limitación importante: el espacio o dimensionamiento a las partes con referencia a tierra o a otras fases. Los cables aislados en aire requieren de grandes distancias para evitar que el campo eléctrico que se genera en él sea tan intenso que genera nuevos caminos por los cuales pueda fluir la corriente eléctrica, por lo tanto esta limitante ha hecho necesario que se implementen materiales aislantes distintos del aire.

La confiabilidad de un cable eléctrico depende en esencia de los siguientes factores:

- Las propiedades dieléctricas del cual está hecho el aislante
- La calidad de manufactura del cable (fabricación)
- El proceso de instalación del cable

El cuidado de estos factores han sido mejorados conforme a pasado el tiempo para garantizar el correcto funcionamiento de transporte de energía eléctrica, el aislamiento de los cables se ha desarrollado con mayor rigidez dieléctrica, con la mejora de los procesos de fabricación y con la elaboración de procedimientos para la instalación de los cables.

Existe una gran variedad de conductores empleados en la transmisión de energía eléctrica en forma aérea o subterránea con diferentes características, conformación y tratamiento de materiales que lo componen, así también cables de última generación con nuevas tecnologías aplicadas que hacen posible su operación en altas temperatura. Las características mecánicas y eléctricas de los cables conductores definen su comportamiento durante su instalación y operación de la línea de transmisión; por tal razón es importante identificar para definir en consecuencia los parámetros de uso. Las tendencias en cuanto a nuevos materiales utilizados como conductor marcan la pauta para la fabricación de una nueva generación de cables conductores con una mayor capacidad de conducción y menos pérdidas de energía, mayor capacidad mecánica a la tensión, y un comportamiento mecánico geométrico más favorable de las catenarias del cable lo cual permite optimizar el uso de estructuras soporte o espacios físicos.

2.1.1 Tipos de Conductores

Los materiales conductores son aquellos que permiten, el paso de la corriente. Tienen un gran número de electrones libres y se caracterizan por poseer de uno a tres electrones valencia en su estructura. La mayoría de los metales son buenos conductores.

La elección del material conductor, el tamaño y el diseño deben de tomarse en consideración elementos tales como:

- Ampacidad (Capacidad de conducción de corriente eléctrica)
- Estrés de tensión del conductor
- La regulación de voltaje
- Las pérdidas de energía o potencia en el conductor
- El radio de curvatura y flexibilidad

La mayoría de los conductores del cable están hechos de cobre porque posee una baja resistividad y excelentes propiedades mecánicas. La conductividad eléctrica del cobre se determina por su contenido de impureza, así como el grado de hibridación que ha sufrido para cambiar su estructura cristalina. En la tabla1 se presentan algunos metales según su resistividad.

Metal	Ohm-mm ² /mx10 ⁻⁸	Ohm-cmil/ftx10 ⁻⁶
Plata	1.629	9.80
Cobre Recocido	1.724	10.371
Cobre Duro	1.777	10.69
Aluminio Suave	2.803	16.82
Aluminio duro	2.828	16.946
Sodio	4.3	25.87
Níquel	7.8	46.9

Tabla 2 Resistividad de metales a 20 °C

Teniendo en cuenta los valores de resistividad de la Tabla 2 y el costo de cada uno de estos materiales, el cobre y el aluminio son los más utilizados por la industria para su instalación en Redes de Transmisión, Redes Generales de Distribución, industria, comercio, desarrollos turísticos, agropecuarios, mineros, domésticos, etc.

La elección entre los conductores de cobre y aluminio se debe de tomar en cuenta sus propiedades de los metales, ya que cada uno tiene ventajas que pueden superar a los otros en ciertas condiciones.

2.1.2 Resistencia en corriente directa (CD)

La conductividad de aluminio es del 61.2% y la del cobre de 98%, por lo tanto, un conductor de aluminio debe de tener aproximadamente una sección transversal de 1.6 veces la del cobre para tener una resistencia en corriente directa equivalente este.

2.1.3 Peso

La principal ventaja del aluminio sobre el cobre es su menor peso, ya que cuenta con una densidad de 2.7 g/cm³ contra 8.89 g/cm³ del cobre. Una unidad de longitud de cable de aluminio desnudo pesa 48% menos que un cable de longitud y de resistencia en corriente directa equivalente hecho de cobre.

2.1.4 Regulación de Tensión

En los circuitos de corriente alterna con conductores pequeños hasta de 2 AWG y en todos los circuitos de corriente continua, el efecto de la reactancia es insignificante. En circuitos más grandes el efecto de proximidad influye el valor de la resistencia, pero no solo eso, se presente un fenómeno de inducción por lo tanto el efecto de la reactancia se vuelve importante, para el cálculo de las impedancias propias y mutuas entre conductores.

El porcentaje de regulación de voltaje de una línea de transmisión se define como la elevación en el voltaje en el extremo receptor, expresada en porcentaje del voltaje a plena carga, cuando se quita la plena carga a un factor de potencia específico mientras se mantiene constante el voltaje en el extremo generador.

Es necesario que este porcentaje de regulación de voltaje no exceda el 10%, ya que de lo contrario se pondría en riesgo al personal y equipo de la subestación receptora. La expresión general para determinar el porcentaje de regulación del voltaje es la siguiente:

$$\%Reg = \frac{V_{RLN} - V_{RFL}}{V_{RFL}} (100) \quad 2.1$$

Dónde:

%Reg. es el porcentaje de regulación [%]

V_{RNL} es la magnitud de voltaje de recepción sin carga conectada [kV]

V_{RFL} es la magnitud de voltaje de recepción a plena carga conectada [kV]

$$V_{RNL} = \frac{V_S}{A} \quad 2.2$$

V_S es la magnitud de envío de fase a fase [kV]

A es la magnitud del parámetro A del circuito equivalente π [adimensional]

Es 1, para líneas cortas (menores a 80 km)
Es $1+YZ/2$, para líneas medias (entre 80 y 240 km)
Es $\cosh(\gamma l)$, para líneas largas (mayores a 240 km). Donde γ es la constante de propagación [m^{-1}] y l es la longitud de la línea de transmisión [m]

$$\gamma = (zy)^{1/2} \quad 2.3$$

Dónde:

z es la impedancia de la línea de transmisión [Ω/m]

y es la admitancia de la línea de transmisión [S/m]

2.1.5 Corto Circuito

La corriente de cortocircuito calienta por efecto Joule los conductores por los cuales circula, provocando temperaturas muy elevadas. Afecta todos los elementos de la línea: generadores, barras, bobinados de motores y transformadores, etc.

Es necesario dar al conductor una sección suficiente para que la temperatura alcanzada por el cable no supere el valor máximo admisible por el aislamiento, dentro de un intervalo de tiempo que corresponde al de actuación del dispositivo de protección contra cortocircuito.

Las líneas aéreas y sus componentes deben ser diseñados para soportar y mantenerse en buen estado después de la ocurrencia de un corto circuito, ya sea trifásico, fase a fase, o fase a tierra. La duración de las corrientes de corto circuito depende de diseño del sistema, especialmente en los esquemas de protección y en su tiempo de respuesta. Los valores típicos de duración de corto circuito para diseñar conductores, cables de guarda y sus accesorios son:

- Operación de relevadores de primer y segunda zona: de 0,1 a 0,2 seg.
- Operación de protección de respaldo y una eventual de operación de re cierre durante un corto circuito permanente:

- De 0,5 a 1,0 seg. Para voltajes de hasta 300 kV. (Rango I, de acuerdo al IEC 60 071-1), y
- De 0,2 a 0,5 seg. Para voltajes mayores a 300 kV (rango II, de acuerdo al IEC 60 071-1).

El cortocircuito es un fenómeno transitorio con una duración muy corta, por lo que se considera que es una transformación adiabática:

- No hay intercambio de calor con el ambiente
- Todo el calor generado se emplea en hacer aumentar la temperatura de los conductores
- La red está funcionando y ha tomado su temperatura de régimen.
- La intensidad de cortocircuito produce una elevación de temperatura.
- La temperatura del corto circuito depende del tiempo que dura el fenómeno y del tipo de aislante.

Se deben de tomar en cuenta las posibles condiciones de corto circuito, ya que los conductores de cobre tienen mayores capacidades de operación bajo corto circuito. Sin embargo, se debe de tener precaución al hacer la comparación de los límites térmicos de los materiales en contacto con el conductor.

2.1.6 Forma de los conductores

La fabricación de los conductores y su forma depende para la aplicación a la cual se debe de diseñar.

En la figura 1 se muestra algunos tipos de forma de conductores

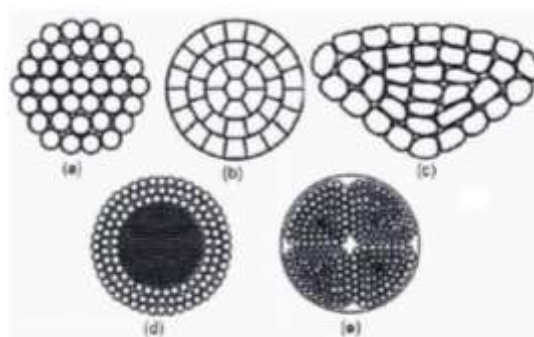


Figura 1 Forma de los conductores usados en cable: a) Redondo concéntrico, b) Redondo Compacto, c) Compacto Simple, d) Anular y e) Segmentado

Los tipos a), b) y e), se usan para cables de conductor sencillo. Los tipos a) y e) se usan para fundas de 3 conductores. Los tipos d) y e), se usan para corrientes altas ya que presentan mayor grado de conductividad. En los cables de energía de alta tensión, principalmente en tensiones de 115 kV y 230 kV, se emplean los conductores segmentados para calibres arriba de los 1000 kcmil. En estos conductores los segmentos están aislados entre sí. Este tipo de forma presenta menor resistencia a corriente alterna.

2.1.7 Estructura de un Cable Subterráneo

La función principal de un cable eléctrico subterráneo es transmitir energía eléctrica a niveles de corriente y voltaje preestablecidos de manera eficiente. Es por esto que sus elementos constitutivos deben estar diseñados para soportar los efectos combinados de estos parámetros. Las características eléctricas del cable son en gran medida provenientes de los materiales metálicos y dieléctricos utilizados en su construcción. La figura 2 muestra los elementos constitutivos de un cable eléctrico subterráneo.

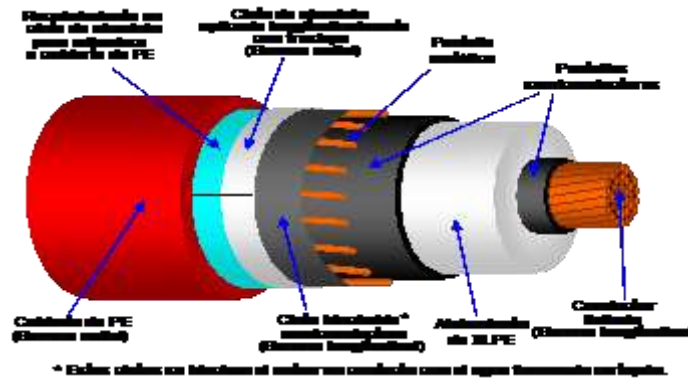


Figura 2 Partes de un conductor subterráneo

2.1.8 Aislamiento

La función del aislamiento es confinar la corriente eléctrica en el conductor y contener su campo eléctrico dentro de su masa. El diseño de estos materiales excede los requisitos que demanda su aplicación, pero los efectos de operación, el medio ambiente, las altas concentraciones de campo eléctrico en zonas específicas pueden contribuir a que el aislamiento pierda sus propiedades rápidamente. Todo esto aumenta la probabilidad de que se presente una falla, por lo que es importante seleccionar el más adecuado para cada aplicación.

Hasta hace algunos años, el papel impregnado por sus características de confiabilidad y economía, fue el aislamiento usado en mayor escala. Cables de transmisión que operan en niveles de tensión por encima de los 46 kV han utilizado este tipo de aislamiento. La aparición y el desarrollo de materiales polímeros sintéticos como el polietileno y el XLPE han desplazado paulatinamente el papel impregnado como material aislante para tensiones hasta los 230 kV. El XLPE se considera como el material preferido debido a su facilidad de procesamiento y manipulación, aunque los sistemas de papel/aceite tienen una historia más larga desde las primeras instalaciones eléctricas de distribución.

Para niveles de tensión de distribución de 15 a 35 kV se ha utilizado el polietileno. Sin embargo en la época de los ochenta el material más utilizado ha sido el XLPE. Para tensiones de operación más bajas de 5 a 15 kV la posible elección de materiales poliméricos es más amplia. Como es el caso de cloruro de polivinilo (PVC), hule natural, SBR, silicón, butilo u otros polímeros fáciles de procesar.

2.1.9 Pantallas Eléctricas

Cuando se aplica una tensión entre el conductor y plano de referencia, el dieléctrico intermedio se ve sometido a esfuerzos eléctricos, los cuales, al ser de magnitud elevada y no darles una forma de control correcta, pueden producir una rápida degradación en el material dieléctrico o causar efectos indeseables en él. La importancia de las pantallas eléctricas radica en que confinan de forma adecuada el campo eléctrico dentro de la masa del aislamiento del cable.

Las pantallas eléctricas pueden ser descritas de acuerdo a su localización en la estructura del cable, teniendo así la pantalla semiconductora sobre el conductor y la pantalla sobre el aislamiento.

2.1.10 Pantalla Semiconductora

Es una capa del cable, es una semiconductora que se encuentra en contacto con el conductor, encargado de darle una forma circular penetrando entre los intersticios formados a consecuencia de la forma de los hilos. La función básica de la pantalla semiconductora es proporcionar un esfuerzo dieléctrico uniforme sobre la superficie del conductor, manteniendo el campo eléctrico radial y de esta forma evitar concentraciones puntuales de campo. En el caso de los cables extruidos, sirve para proporcionar la unión entre el conductor y el aislamiento con el fin de excluir cualquier espacio intermedio, impidiendo la formación de descargas parciales, la figura 3 muestra la distribución del campo en un cable con pantalla semiconductora sobre el conductor, donde se puede apreciar la distribución de campo uniforme.

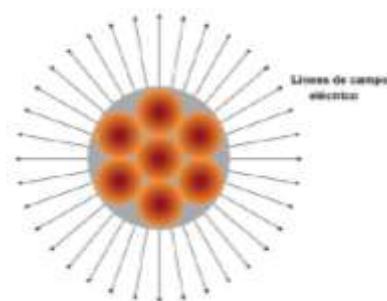


Figura 3 Distribución del campo eléctrico con pantalla semiconductora sobre el conductor

En sistemas con voltajes a partir de los 2 kV se utiliza la pantalla semiconductora a base cintas de papel CB (Carbón Black); esto en el caso de los cables con aislamiento de papel impregnado. En los cables que utilizan aislamiento sólido se maneja una pantalla extruida sobre el conductor compatible con el material utilizado en el aislamiento.

2.1.11 Pantalla sobre el Aislamiento

La pantalla sobre el aislamiento consta de dos componentes: un material semiconductor no metálico aplicado directamente sobre el aislamiento de manera extruida y un material metálico no magnético eléctricamente continuo a lo largo de todo el cable, aplicado directamente sobre el material semiconductor. La pantalla sobre el límite exterior del aislamiento tiene dos objetivos: con la pantalla externa a tierra, el campo eléctrico del conductor alcanza simetría radial y se limita a la masa del aislamiento por motivos de seguridad y el contacto directo entre la pantalla y el aislamiento exterior tiene el propósito de prevenir la ionización dentro de los espacios de aire entre el aislamiento y la cubierta metálica exterior a tierra.

2.1.12 Pantalla semiconductor sobre el aislamiento

Esta capa de material semiconductor está en contacto inmediato con el aislante y es aplicada de manera extruida sobre él. Su principal destino es permitir el confinamiento homogéneo de las líneas de campo eléctrico al interior del aislamiento, complementando así la función de la pantalla semiconductor sobre el conductor. Esta elaborada de polietileno semiconductor compatible con el aislante. Este material puede estar adherido de manera firme al aislamiento o puede ser de fácil remoción, siendo este último caso el más usado debido a que se debe de retirar al momento de implementar una terminal o hacer un empalme.

Para cables con aislamiento sólido, pantalla semiconductor puede estar compuesta de una capa de material termo fijo o termoplástico con propiedades semiconductoras, de igual forma pueden estar elaborados por cintas o barnices. En el caso de cables aislados con papel impregnado en aceite se manejan cintas de papel CB (Carbón Black).

2.1.13 Pantalla Metálica

La pantalla metálica puede estar constituida de alambres, cintas planas o corrugadas o la combinación de alambres y cintas. La pantalla metálica puede estar diseñada conforme a diversos propósitos, como:

- Electrostáticos
- Conducir corrientes de falla

Con el propósito de que no existan gradientes de potencial peligrosos en la superficie de los cables, se utiliza una pantalla electrostática para confinar el campo eléctrico dentro del cable, además de proporcionar protección a tierra para el cable contra potenciales que pueden ser inducidos.

2.1.14 Armadura

La armadura de los cables es utilizada para proporcionar protección mecánica y para agregar cierta fuerza a la estructura del cable.

La construcción total del cable debe ser lo suficientemente fuerte para soportar cualquier tipo de jalón y debe de ser capaz de sostener las presiones a las que es sometido. Con el propósito de proteger a los cables contra los daños mecánicos se emplean varios tipos de armaduras, como es el caso de: armadura con fleje de acero aplicado en espiral abierta para cables que se instalan directamente enterrados, armadura de hilos de acero aplicados en forma de espiral con paso muy largo sobre el cable para cubrirlo completamente.

2.1.15 Cubierta Protectora

Es importante proteger a los cables subterráneos contra agentes externos que puedan alterar su funcionamiento, siendo esta su razón principal de las cubiertas protectoras.

Los cables subterráneos quedan sujetos a deterioro por el ataque de la corrosión, como resultado de una serie de posibles causas. Para los cables directamente enterrados, la corrosión puede ser consecuencia de la agresión química causado por ácido débil o agua alcalina y corrientes galvánicas generadas por contacto con la tierra húmeda. Para cables colocados en ductos, además de las causas anteriores, la corrosión puede tener lugar debido a las corrientes galvánicas que se generan entre las diferentes superficies metálicas en contacto.

La cubierta es el elemento que cubre el cable, por esta razón el material debe cumplir con los siguientes aspectos:

- Resistencia a la humedad
- Retardante al fuego
- Resistencia a los rayos UV
- Resistencia al impacto y abrasión
- Resistencia a los hidrocarburos

Aquellos cables con aislamiento sólido y los cables armados usan por lo general cubiertas protectoras. Los primeros usan cubiertas que tengan el mismo coeficiente de dilatación, temperatura, etc., Los materiales de las cubiertas pueden ser de cloruro de polivinilo(PVC), Polietileno o neopreno. Los segundos se protegen de la corrosión principalmente por medio de una cubierta termoplástica.

2.1.16 Selección Eléctrica de Conductor

La selección del conductor, su composición y sección transversal, son importantes para una línea de transmisión, debido a que el cable conductor representa entre el 30 y 50% del costo de inversión total de la LT. Para la selección del tipo y calibre del cable del conductor para un enlace eléctrico en especial, se involucran y deben de analizarse las condiciones en que operara la línea de transmisión, es decir, se debe tomar en cuenta las condiciones climatológicas, los niveles de corrosión, tipos de terrenos, cruzamientos especiales, necesidades de capacidad eléctrica y todos aquellos factores que puedan definir las características eléctricas y mecánicas de los cables.

Adicionalmente se deben de realizar análisis para determinar el calibre más económico para una línea de transmisión, en función de los costos totales de construcción por kilómetro, características mecánicas y eléctricas, pérdidas de energía asociadas al conductor y pronóstico de crecimiento de carga.

Sin embargo, para las empresas suministradoras de energía no es funcional ni deseable el tener instalado una gran variedad de tipos y calibres de conductores, un ejemplo, es el

almacenamiento de gran variedad de cables y no contar con el tipo y calibre necesario para la sustitución de alguna instalación en condiciones de contingencias, lo cual ocasiona grandes pérdidas económicas, por no tener la capacidad de restablecer con prontitud el servicio. Debido a eso, es práctica común que cada empresa suministradora determine, previos estudios de la red de transmisión, los tipos y calibres de cables acordes a los niveles de tensión eléctricas de su red.

2.2 Parámetros Eléctricos de los conductores

Una línea de transmisión de electricidad tiene cuatro parámetros que afectan su capacidad para cumplir su función como parte de un sistema eléctrico: resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia., esta última se presenta entre conductores o entre conductores y tierra. La conductancia toma en cuenta las corrientes de fuga en los aisladores de líneas aéreas y a través del aislamiento de los cables. Generalmente, no se considera la conductancia entre conductores de una línea aérea porque la fuga en los aisladores llega a ser despreciable.

Otra razón por la que se desprecia la conductancia es que no hay una buena forma de tomarla en cuenta porque es bastante variable. La fuga en aisladores, que es la fuente principal de conductancia, cambia apreciablemente con las condiciones atmosféricas y con las propiedades conductoras de la contaminación que se deposita sobre los aisladores. La descarga por efecto corona, que es el resultado de fuga entre líneas, también varía bastante con las condiciones atmosféricas. Es una fortuna que el efecto de la conductancia se una componente despreciable de la admitancia paralelo.

Algunas de las propiedades de un circuito eléctrico se pueden explicar por medio de los campos eléctrico y magnético que acompañan a su flujo de corriente. En la figura 4 se muestra una línea monofásica y sus campos eléctrico y magnético asociados. Las líneas de flujo magnético forman lazos cerrados que enlazan el circuito, mientras las líneas de flujo eléctrico tienen su origen en las cargas positivas de un conductor y terminan en las cargas negativas del otro conductor. La variación de la corriente en los conductores origina un cambio en el número de líneas de flujo magnético que enlazan al circuito. Cualquier cambio en los enlaces de flujo de un circuito induce un voltaje que es proporcional a la razón de cambio del flujo. La inductancia del circuito relaciona el voltaje inducido por el flujo variable con la razón de cambio de la corriente.

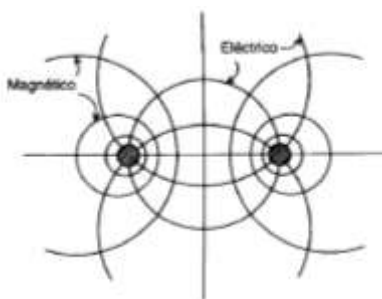


Figura 4 Campo magnético y eléctrico asociado con una línea de dos conductores

La capacitancia que se presenta entre los conductores se define como su carga por unidad de diferencia de potencial entre ellos.

La resistencia y la inductancia uniformemente distribuidas a lo largo de la línea constituyen la impedancia serie. La conductancia y la capacitancia que se presentan entre conductores de una línea monofásica o desde un conductor al neutro de una línea trifásica constituyen la admitancia paralelo o de dispersión. Aunque la resistencia, inductancia y la capacitancia están distribuidas, el circuito equivalente de una línea se hace con parámetros concentrados.

2.2.1 Resistencia

La resistencia de los conductores de las líneas de transmisión es la causa más importante de pérdida de potencia en ellas. El término “resistencia”, a menos que sea calificado específicamente, se refiere a la resistencia efectiva. La resistencia efectiva de un conductor es:

$$R = \frac{\text{perdida de potencia en el conductor}}{|I|^2} \Omega \quad 2.4$$

Donde la potencia está en Watts e I es la corriente rms en el conductor en Amperes. La resistencia efectiva es igual a la resistencia cd del conductor solo si la distribución de corriente a través del conductor es uniforme. De manera breve, se analizará la no uniformidad de la distribución de corriente después de revisar algunos conceptos fundamentales de la resistencia de cd.

La resistencia de corriente directa está dada por la ecuación:

$$R_0 = \frac{\rho l}{A} \Omega \quad 2.5$$

Donde ρ =resistividad del conductor

L=longitud

A= área de la sección transversal

La resistencia de la cd de conductores trenzados es mayor que el valor que se calcula mediante la ecuación 2.5, porque la colocación en espiral de los hilos los hace más largos que el conductor mismo. Para cada milla de conductor, la corriente en todos los hilos, excepto en el del centro, fluye en más de una milla de conductor. El incremento en la resistencia debido al trenzado se estima de 1% para conductores de tres hilos y de 2% para conductores concéntricamente trenzados.

La variación en resistencia de los conductores metálicos con la temperatura es prácticamente lineal en el rango normal de operación. Si se grafica la temperatura sobre el eje horizontal y

la resistencia sobre el vertical en la figura 5, la extensión de la porción recta de la gráfica es un método conveniente para corregir la resistencia por la variación de la temperatura. El punto de intersección de la línea con el eje de la temperatura a resistencia cero, es una constante del material. De la geometría de la figura 5.

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{T + t_2}{T + t_1} \quad 2.6$$

Donde R_1 y R_2 son la resistencia del conductor a las temperaturas t_1 y t_2 , respectivamente, en grados Celsius, y T es la constante determinada de la gráfica. Algunos valores de la constante T en grados Celsius son los siguientes:

$$T = \left\{ \begin{array}{l} 234.5 \text{ para el cobre con 100\% de conductividad} \\ 241 \text{ para el cobre estirado en frio 97.3\% de conductividad} \\ 228 \text{ para el aluminio estirado en frio con 61\% de conductividad} \end{array} \right\}$$

La distribución uniforme de la corriente en la sección transversal de un conductor solamente se presenta para la corriente directa. Conforme se aumenta la frecuencia de la corriente alterna, la no uniformidad de la distribución se hace más pronunciada. Un incremento en la frecuencia da origen a una densidad de corriente no uniforme. A este fenómeno se conoce como efecto piel. Generalmente la densidad de corriente de un conductor circular se incrementa desde el interior hacia la superficie. Sin embargo, para conductores de radios suficientemente grandes, se puede obtener una densidad de corriente oscilatoria con respecto a la distancia radial desde el centro.

Hay algunas líneas de flujo magnético en el interior del conductor. Los hilos que se hallan en la superficie del conductor no están enlazados por el flujo interno, y el flujo que enlaza un hilo cercano a la superficie es menor que el que enlaza un hilo interior. Los flujos alternos inducen mayores voltajes sobre los hilos interiores que sobre los que están cerca de la superficie del conductor. Por la Ley de Lenz, el voltaje se opone a los cambios de corriente que lo producen, y los voltajes inducidos más elevados, que actúan sobre los hilos internos, causan una mayor densidad de corriente cerca de la superficie. Por lo tanto, se tiene una mayor resistencia efectiva. Aun a las frecuencias de los sistemas de potencia, el efecto piel es un factor significativo en los grandes conductores.

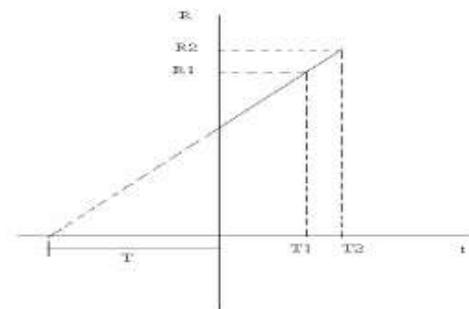


Figura 5 Resistencia de un conductor metálico como función de la temperatura

2.2.2 Inductancia de un conductor debido al flujo interno

La inductancia de una línea de transmisión se calcula como enlaces de flujo por ampere. Si la permeabilidad μ es constante, la corriente sinusoidal produce flujos que varían sinusoidalmente en fase con la corriente. Entonces, los enlaces de flujo resultantes se pueden expresar como el fasor λ , y

$$L = \frac{\lambda}{I} \quad 2.7$$

Si el valor instantáneo de la corriente i , se sustituye por el fasor I en la ecuación 2.7, λ debe ser el valor de los enlaces de flujo instantáneo producidos por i . Los enlaces de flujo se miden en Webers-vuelta, Wbv.

En la figura 4 solamente se muestran las líneas de flujo externas a los conductores. Sin embargo, como se mencionó al considerar el efecto piel, hay algo del campo magnético dentro de los conductores. Las líneas de flujo cambiantes dentro de los conductores también contribuyen al voltaje inducido del circuito y por lo tanto, a la inductancia. Se puede calcular el valor correcto de la inductancia debido al flujo interno, como la relación de los enlaces de flujo a la corriente, si se tiene en cuenta el hecho de que cada línea de flujo interno enlaza solo una fracción de la corriente total.

Para obtener un valor aproximadamente de la inductancia de una línea de transmisión, es necesario considerar el flujo dentro y fuera de cada conductor. Considérese el conductor cilíndrico largo cuya sección transversal se muestra en la figura 6. Supongamos que el retorno de la corriente para este conductor está tan lejos que no afecta de manera apreciable el campo magnético del conductor mostrado. Entonces, las líneas de flujo son concéntricas al conductor.

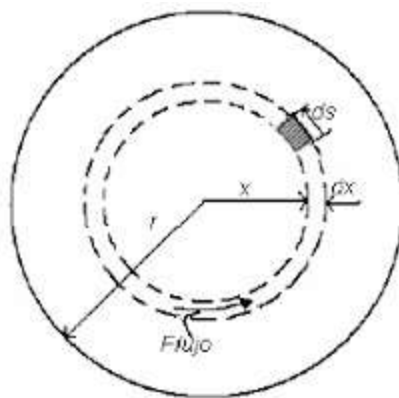


Figura 6 Sección transversal de un conductor cilíndrico

Por la ley de Ampere, la fuerza magneto motriz (fmm) en amperes-vuelta alrededor de cualquier trayectoria cerrada, es igual, a la corriente total en amperes encerrada por esa trayectoria. La fmm es igual a la integral de línea alrededor de la trayectoria cerrada de la

componente de la intensidad de campo magnético que es tangente a la trayectoria, y está dada por la ecuación:

$$\oint H \cdot ds = I \quad 2.8$$

Donde H=intensidad del campo magnético, Av/m

s= distancia a lo largo de la trayectoria, m

I=corriente encerrada, A

Obsérvese que H e I se muestran como fasores para representar cantidades alternas sinusoidales puesto que el trabajo aquí se aplica igualmente a corriente alterna y directa. Por simplicidad, I se puede interpretar como corriente directa y H como un número real. Se recuerda que el punto entre H y ds indica que el valor de H es la componente de la intensidad de campo que es tangente a ds.

Sea H_x la intensidad de campo a una distancia de x metros desde el centro del conductor. H_x es constante en todos los puntos equidistantes desde el centro de conductor debido a que el campo es simétrico. Si se realiza la integración que se indica en la ecuación 2.8 alrededor de una trayectoria circular concéntrica, con el conductor a x metros, desde el centro, H_x es una constante sobre la trayectoria y tangente a ella. De la ecuación 2.8 se obtiene lo siguiente:

$$\oint H_x ds = I_x \quad 2.9$$

$$2\pi x H_x = I_x \quad 2.9.1$$

Donde I_x es la corriente encerrada. Entonces, si se supone una densidad de corriente uniforme:

$$I_x = \frac{\pi x^2}{\pi r^2} I \quad 2.10$$

Donde I es la corriente total en el conductor. Entonces, al sustituir la ecuación 2.10 en la 2.9.1 y resolver para H_x se obtiene

$$H_x = \frac{x}{2\pi r^2} I \text{ Av/m} \quad 2.11$$

La densidad de flujo a x metros desde el centro del conductor es

$$B_x = \mu H_x = \frac{\mu x I}{2\pi r^2} \text{ Wb/m}^2 \quad 2.12$$

Donde μ es la permeabilidad del conductor.

En el elemento tubular de espesor dx , el flujo $d\phi$ es B_x por el área de la sección transversal del elemento normal a las líneas de flujo, y el área es igual a dx por la longitud axial.

El flujo por metro de longitud es

$$d\phi = \frac{\mu x I}{2\pi r^2} dx \text{ Wbv/m} \quad 2.13$$

Los enlaces de flujo $d\lambda$ por metro de longitud (que son originados por el flujo en el elemento tubular) son el producto del flujo por metro de longitud y la fracción de la corriente enlazada. Así,

$$d\lambda = \frac{\pi x^2}{\pi r^2} d\phi = \frac{\mu I x^3}{2\pi r^4} dx \text{ Wbv/m} \quad 2.14$$

Al integrar desde el centro del conductor hasta el borde exterior para encontrar λ_{int} , esto es, los enlaces de flujo totales dentro del conductor, se obtiene

$$\lambda_{int} = \int_0^r \frac{\mu I x^3}{2\pi r^4} dx = \frac{\mu I}{8\pi} \text{ Wbv/m} \quad 2.15$$

Para una permeabilidad relativa de 1, $\mu=4\pi \times 10^{-7}$ H/m y

$$\lambda_{int} = \frac{I}{2} \times 10^{-7} \text{ Wbv/m} \quad 2.16$$

$$L_{int} = \frac{1}{2} \times 10^{-7} \frac{H}{m} \quad 2.17$$

Se ha calculado la inductancia por unidad de longitud (henrys por metro) de un conductor cilíndrico, debida solamente al flujo dentro del conductor, que es la inductancia por unidad de longitud la cual se nombrara inductancia.

2.2.3 Enlace de flujo entre dos puntos externos a un conductor

Para obtener una expresión para los enlaces de flujo de un conductor debidos solamente a la fracción del flujo externo que cae entre los puntos que se encuentran a D_1 y D_2 metros del centro del conductor. En la figura 7 estos puntos son P_1 y P_2 . El conductor lleva una corriente de I A. Como las trayectorias de flujo son círculos concéntricos alrededor del conductor, todo el flujo entre P_1 y P_2 cae dentro de las superficies cilíndricas concéntricas (indicadas por las líneas circulares continuas) que pasan por P_1 y P_2 . En el elemento tubular que está a x metros del centro del conductor, la intensidad del campo es H_x . La fmm alrededor del elemento es

$$2\pi x H_x = I \quad 2.18$$

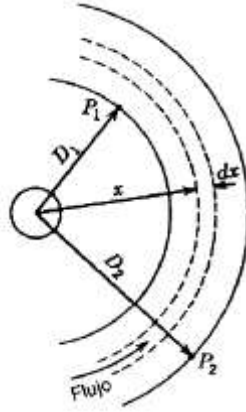


Figura 7 Un conductor y puntos, P1 y P2 externos

Se resuelve para H_x y al multiplicar por μ se obtiene la densidad de flujo B_x en el elemento, así que

$$B_x = \frac{\mu I}{2\pi x} \text{ Wb/m}^2 \quad 2.19$$

El flujo $d\phi$ en el elemento tubular de espesor dx es

$$d\phi = \frac{\mu I}{2\pi x} dx \text{ Wb/m} \quad 2.20$$

Los enlaces de flujo $d\lambda$ por metro son numéricamente iguales al flujo $d\phi$ debido a que el flujo externo al conductor enlaza toda la corriente en el conductor solo una vez. Así, los enlaces de flujo entre P_1 y P_2 son

$$\lambda_{12} = \int_{D_2}^{D_1} \frac{\mu I}{2\pi x} dx = \frac{\mu I}{2\pi} \ln \frac{D_2}{D_1} \text{ Wbv/m} \quad 2.21$$

O para una permeabilidad relativa de 1

$$\lambda_{12} = 2 \times 10^{-7} I \ln \frac{D_2}{D_1} \text{ WBv/m} \quad 2.22$$

La inductancia debida solo al flujo entre P_1 y P_2 es

$$L_{12} = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_2}{D_1} \text{ H/m} \quad 2.23$$

2.2.4 Inductancia de una línea monofásica de dos conductores

Para determinar la inductancia de una línea simple de dos conductores, compuesta de conductores cilíndricos sólidos. En la figura 8 se muestra esta línea que tiene dos conductores de radios r_1 y r_2 . Un conductor es el circuito de retorno del otro. Primero, se consideran

solamente a los enlaces de flujo del circuito originados por la corriente en el conductor 1. Una línea de flujo producida por la corriente en el conductor 1 a una distancia igual o mayor a $D+r_2$ desde el centro del conductor 1, no enlaza el circuito. A una distancia menor a $D-r_2$, la fracción de la corriente enlazada por una línea de flujo es 1. Por lo tanto, es lógico suponer que se puede usar D en lugar de $D-r_2$ o $D+r_2$, cuando D es mucho mayor que r_1 y r_2 . En efecto, se puede demostrar que los cálculos realizados con esta suposición son correctos aun cuando D sea pequeña.

Se sumarán la inductancia debida a los enlaces de flujo interno determinada por la ecuación 2.16, con los enlaces de flujo externo determinada por la ecuación 2.22 y al sustituir a r_1 en lugar de D_1 y D en lugar de D_2 para obtener

$$L_1 = \left(\frac{1}{2} + 2 \ln \frac{D}{r_1} \right) \times 10^{-7} \quad H/m \quad 2.24$$

Que es la inductancia del circuito debida solo a la corriente en el conductor 1.

La expresión para la inductancia se puede poner en una forma más concreta al factorizar la ecuación 2.24 y observar que $\ln \varepsilon^{1/4} = 1/4$, donde

$$L_1 = 2 \times 10^{-7} \left(\ln \varepsilon^{1/4} + \frac{D}{r_1} \right) \quad 2.25$$

Se combinan términos y se obtiene

$$L_1 = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{r_1 \varepsilon^{-1/4}} \quad 2.26$$

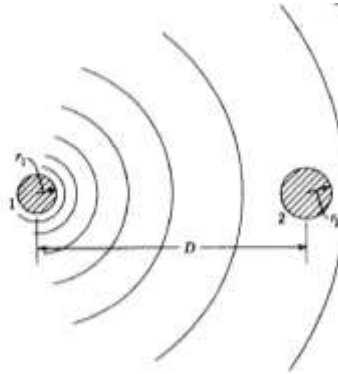


Figura 8 Conductores de radios diferentes y campo magnético debido solo a la corriente en el conductor 1.

El radio r_1' es el de un conductor ficticio que se supone sin flujo interno pero con la misma inductancia que tiene el conductor real de radio r_1 . La cantidad $\varepsilon^{-1/4}$ es igual a 0.7788. En

la ecuación 2.26 se omite el término que toma en cuenta el flujo interno pero lo compensa mediante un valor ajustado para el radio del conductor. El factor de multiplicación 0.7788 (que ajusta el radio con el fin de tomar en cuenta el flujo interno) se aplica solamente a los conductores cilíndricos sólidos. Después se consideraran otros tipos de conductores.

Como la corriente en el conductor 2 fluye en dirección opuesta a la del conductor 1 (o esta 180° fuera de fase con ella), los enlaces de flujo que produce la corriente en el conductor 2 están en la misma dirección que tienen los enlaces producidos por la corriente del conductor 1 en el circuito. El flujo resultante de los dos conductores se determina por la suma de las fmm de ambos conductores. Sin embargo, para una permeabilidad constante, se pueden sumar los enlaces de flujo (y de la misma forma la inductancia) de los conductores considerados por separado.

Al comparar la ecuación 2.26, la inductancia debida a la corriente en conductor 2 es

$$L_2 = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{r'_2} \text{ H/m} \quad 2.27$$

Y para el circuito completo

$$L = L_1 + L_2 = 4 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{\sqrt{r'_1 r'_2}} \text{ H/m} \quad 2.28$$

Si $r'_1 = r'_2 = r'$, la inductancia total se reduce a

$$L = 4 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{r'} \text{ H/m} \quad 2.29$$

Algunas veces, a este valor de inductancia se le conoce como inductancia por metro de malla o por milla de malla para distinguirla de la componente de inductancia del circuito que se atribuye a la corriente en un solo conductor. Esta última, obtenida de la ecuación 2.26, es la mitad de la inductancia total de una línea monofásica y se le conoce como inductancia por conductor.

2.2.5 Inductancia de línea trifásica con espaciamiento equilátero

Para el cálculo de la inductancia en líneas trifásicas, se tiene que en la figura 9 se muestran conductores de una línea trifásica localizada en las esquinas de un triángulo equilátero. Si se supone que no hay conductor neutro o si se suponen corrientes fasoriales equilibradas, entonces $I_a + I_b + I_c = 0$. Con la ecuación 2.27 se determina los enlaces de flujo del conductor a:

$$\lambda_a = 2 \times 10^{-7} \left(I_a \ln \frac{1}{D_s} + I_b \ln \frac{1}{D} + I_c \ln \frac{1}{D} \right) \text{ Wbv/m} \quad 2.30$$

Como $I_a = -(I_b + I_c)$ la ecuación 2.30 da

$$\lambda_a = 2 \times 10^{-7} \left(I_a \ln \frac{1}{D_s} - I_a \ln \frac{1}{D} \right) = 2 \times 10^{-7} I_a \ln \frac{D}{D_s} \quad \frac{Wbv}{m} \quad 2.31$$

y

$$L_a = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{D_s} \quad \frac{H}{m} \quad 2.32$$

Debido a la simetría del arreglo, las inductancias de los conductores b y c son iguales a la de a. Como cada fase consiste en un solo conductor, la ecuación 2.32 da la inductancia por fase de la línea trifásica.

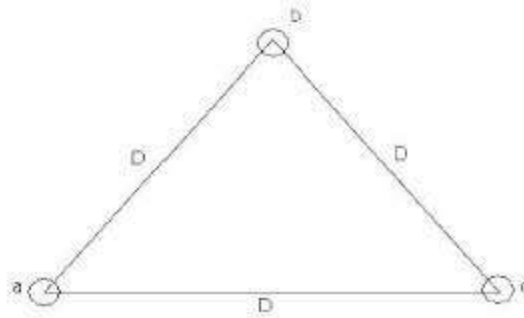


Figura 9 Vista de la sección transversal de conductores de una línea trifásica espaciados de manera equilateral

2.2.6 Inductancia de líneas trifásicas con espaciamiento asimétrico

Cuando los conductores de una línea trifásica no están espaciados de manera equilateral, el problema de encontrar la inductancia se hace más difícil. Los enlaces de flujo y las inductancias de cada fase no son iguales. En un circuito desbalanceado se obtiene una inductancia diferente de cada fase. Se puede restablecer el balance en las tres fases intercambiando las posiciones de los conductores en intervalos regulares a lo largo de la línea, de forma que cada conductor ocupe la posición que tenían originalmente los otros a igual distancia. A este intercambio de posiciones de los conductores se le conoce como transposición. En la figura 10 se muestra un ciclo completo de transposición. Se designa a los conductores de fase como a, b y c y las posiciones que ocupan como 1, 2 y 3 respectivamente. La transposición da como resultado que cada conductor tenga la misma inductancia promedio en todo el ciclo.

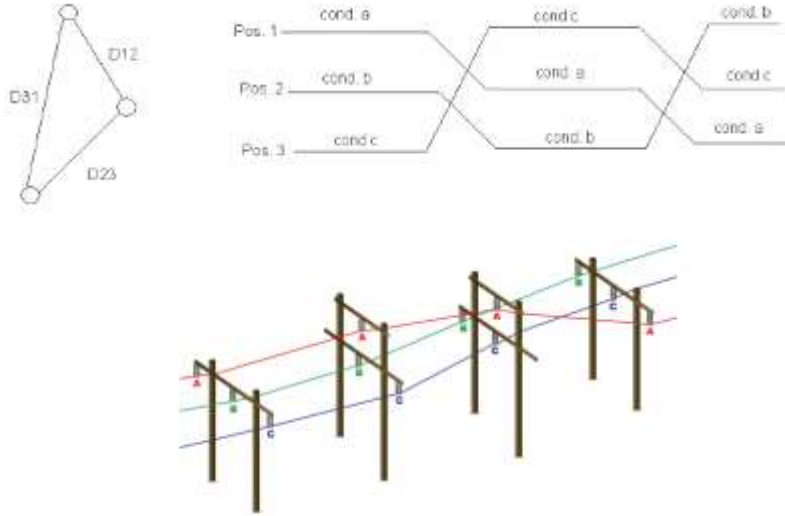


Figura 10 Ciclo de transposición

Por lo general, las líneas de los sistemas de potencia modernos no se transponen en intervalos regulares, aunque se puede hacer un intercambio de las posiciones de los conductores en las subestaciones de interconexión, con el fin de balancear las inductancias de las fases en forma más aproximada. La simetría de las fases de una línea que no está transpuesta es pequeña y se desprecia en la mayoría de los cálculos de inductancia. Si la asimetría es despreciable, la inductancia de la línea no transpuesta se toma como igual al valor promedio de la reactancia inductiva de una fase de la misma línea transpuesta correctamente.

Para encontrar la inductancia promedio de un conductor en una línea transpuesta, primero se determinan los enlaces de flujo de un conductor para cada posición en el ciclo de transposición y entonces se determinan los enlaces de flujo promedio. Al aplicar la ecuación 2.32 al conductor a de la figura 10 para encontrar la expresión fasorial de los enlaces de flujo de a en la posición 1, cuando b y c están en las posiciones 2 y 3, respectivamente, se obtiene

$$\lambda_{a1} = 2 \times 10^{-7} \left(I_a \ln \frac{1}{D_s} + I_b \ln \frac{1}{D_{12}} + I_c \ln \frac{1}{D_{31}} \right) \quad \frac{Wbv}{m} \quad 2.33$$

Con a en la posición 2, b en la 3 y c en la 1

$$\lambda_{a2} = 2 \times 10^{-7} \left(I_a \ln \frac{1}{D_s} + I_b \ln \frac{1}{D_{23}} + I_c \ln \frac{1}{D_{12}} \right) \quad \frac{Wbv}{m} \quad 2.34$$

Y con a en la posición 3, b en la 1 y c en la 2

$$\lambda_{a3} = 2 \times 10^{-7} \left(I_a \ln \frac{1}{D_s} + I_b \ln \frac{1}{D_{31}} + I_c \ln \frac{1}{D_{23}} \right) \quad \frac{Wbv}{m} \quad 2.35$$

El valor promedio de los enlaces de flujo de a es

$$\lambda_a = \frac{\lambda_{a1} + \lambda_{a2} + \lambda_{a3}}{3}$$

$$\lambda_a = \frac{2 \times 10^{-7}}{3} \left(3I_a \ln \frac{1}{D_s} + I_b \ln \frac{1}{D_{12}D_{23}D_{31}} + I_c \ln \frac{1}{D_{12}D_{23}D_{31}} \right) \quad 2.36$$

Con la condición de que $I_a = -(I_b + I_c)$

$$\lambda_a = \frac{2 \times 10^{-7}}{3} \left(3I_a \ln \frac{1}{D_s} - I_a \ln \frac{1}{D_{12}D_{23}D_{31}} \right)$$

$$\lambda_a = 2 \times 10^{-7} I_a \ln \frac{\sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}}{D_s} \quad \frac{Wbv}{m} \quad 2.37$$

Y la inductancia promedio por fase es

$$L_a = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \quad \frac{H}{m} \quad 2.38$$

Donde $D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}} \quad 2.39$

Y D_s es el RMG del conductor. La media geométrica de las tres distancias de la línea asimétrica D_{eq} , es el espaciamiento equilátero equivalente. Debe observarse la similitud de todas las ecuaciones para el cálculo de la inductancia de un conductor. Si la inductancia esta en henrys por metro, aparece el factor 2×10^{-7} en todas las ecuaciones y el denominador del término logarítmico siempre es el RMG del conductor. El numerador es la distancia entre conductores de una línea de dos conductores o la DMG mutua entre los lados de una línea monofásica de conductores compuestos, o bien, la distancia entre conductores de una línea con espaciamiento equilátero o el espaciamiento equilátero equivalente de una línea asimétrica.

2.2.7 Capacitancia de las líneas de transmisión

La capacitancia de una línea de transmisión es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores y origina que ellos se carguen de la misma forma que las placas de un capacitor cuando hay una diferencia de potencial entre ellas. La capacitancia entre conductores es la carga por unidad de diferencia de potencial. La capacitancia entre conductores paralelos es una constante que depende del tamaño y espaciamiento entre ellos.

El efecto de la capacitancia puede ser pequeño y muchas veces se desprecia en líneas de potencia que tienen menos de 80 km (50 millas) de largo. Para líneas de alto voltaje más largas, la capacitancia crece en importancia.

Un voltaje alterno en una línea de transmisión tiene como consecuencia que la carga en los conductores en un punto dado aumente o disminuya con el aumento o disminución del valor instantáneo de voltaje entre los conductores en ese punto. La corriente es el flujo de carga y la corriente que se origina por la carga y descarga alternadas de una línea debida al voltaje alterno, se conoce como corriente de carga de la línea. Como la capacitancia es una derivación entre conductores, la corriente de carga fluye en la línea de transmisión aun cuando este en circuito abierto. La capacitancia afecta tanto la caída de voltaje a lo largo de la línea, como la eficiencia, el factor de potencia de la línea y la estabilidad del sistema del cual la línea forma parte.

La base para el análisis de la capacitancia es la Ley de Gauss para campos eléctricos. Esta Ley establece que la carga eléctrica total dentro de una superficie cerrada es igual al flujo eléctrico total que sale de la superficie. En otras palabras, la carga total dentro de una superficie cerrada es igual a la integral sobre la superficie de la componente normal de la densidad de flujo eléctrico.

Las líneas de flujo eléctrico se originan en las cargas positivas y terminan en las negativas. La densidad de carga perpendicular a la superficie se designa D_f y es igual a kE , donde k es la permitividad del material que rodea a la superficie y E es la intensidad de campo eléctrico.

2.2.7.1 Campo Eléctrico de un conductor largo y recto

Si un conductor cilíndrico largo y recto se encuentra en un medio uniforme, como el aire y está aislado de otras cargas de manera que la carga se distribuye uniformemente alrededor de su periferia, el flujo asociado será radial. Todos los puntos equidistantes al conductor son equipotenciales y tienen la misma densidad de flujo eléctrico. En la figura 11 se muestra tal conductor. Se puede calcular la densidad de flujo eléctrico a x metros del conductor imaginando una superficie cilíndrica concéntrica con el conductor a x metros de radio. Como todas las partes de la superficie son equidistantes al conductor, la superficie cilíndrica es equipotencial y la densidad de flujo eléctrico en la superficie es igual al flujo que deja al conductor por metro de longitud, dividido por el área de la superficie en una longitud axial de 1 m. La densidad de flujo eléctrico es

$$D_f = \frac{q}{2\pi x} \quad \frac{C}{m^2} \quad 2.40$$

Donde q es la carga del conductor en Coulombs por metro de longitud y x es la distancia en metros desde el conductor al punto donde se calcula la densidad de flujo eléctrico. La intensidad del campo eléctrico o el negativo del gradiente de potencial es igual a la densidad de flujo eléctrico dividida entre la permitividad del medio. Por lo tanto, la intensidad del campo eléctrico es

$$E = \frac{q}{2\pi xk} \quad \frac{V}{m} \quad 2.41$$

E y q pueden ser expresiones instantáneas, fasoriales o de cd.

2.2.7.2 Capacitancia de una línea de dos conductores

La capacitancia de una línea de dos conductores se define como la carga sobre los conductores por unidad de la diferencia de potencial entre ellos. En forma de ecuación, la capacitancia por unidad de longitud de la línea es

$$C = \frac{q}{v} \quad \frac{F}{m} \quad 2.42$$

Donde q es la carga sobre la línea en Coulombs por metro y v es la diferencia de potencial entre los conductores en Volts. La capacitancia por unidad de longitud es la capacitancia.

La capacitancia entre dos conductores se puede encontrar al sustituir en la ecuación 2.42 la expresión v en términos de q. Se puede encontrar el voltaje v_{ab} entre los conductores de la línea de dos hilos que se muestran en la figura 11, si se calcula la caída de voltaje debida a la carga q_a en conductor a y después la caída de voltaje debida a la carga q_b sobre el conductor b. Por el principio de superposición, la caída de voltaje del conductor a al b, debida a las cargas en ambos conductores, es la suma de las caídas de voltaje causadas por cada una de las cargas por separado.

La carga q_a sobre el conductor a de la figura 11 origina superficies equipotenciales en la vecindad del conductor b como se muestra en la figura 12. Se evitan superficies equipotenciales distorsionadas si se integra la ecuación 2.43 a lo largo de la trayectoria alterna, en lugar de la directa, de la figura 12. Para determinar v_{ab} debida a la carga q_a se sigue la trayectoria a través de la región no distorsionada y se observa que la distancia D_1 en la ecuación 2.44 es el radio r_a del conductor a y la distancia D_2 es la distancia de centro a centro de los conductores a y b. De igual forma, para determinar v_{ab} debida a q_b se observa que las distancias D_2 y D_1 son r_b y D respectivamente. Se convierte la notación fasorial (q_a y q_b son fasores) y se obtiene

$$v_{12} = \int_{D_1}^{D_2} E dx = \int_{D_1}^{D_2} \frac{q}{2\pi k} dx = \frac{q}{2\pi k} \ln \frac{D_2}{D_1} V \quad 2.43$$

$$V_{ab} = \frac{q_a}{2\pi k} \ln \frac{D}{r_a} + \frac{q_b}{2\pi k} \ln \frac{r_b}{D} V \quad 2.44$$

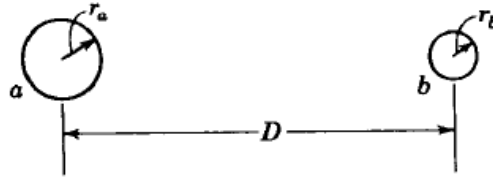


Figura 11 Sección transversal de una línea con conductores paralelos

Y como para una línea de dos conductores $q_a = -q_b$

$$V_{ab} = \frac{q_a}{2\pi k} \left(\ln \frac{D}{r_a} - \ln \frac{r_b}{D} \right) V \quad 2.45$$

Al combinar los términos logarítmicos se obtiene

$$V_{ab} = \frac{q_a}{2\pi k} \ln \frac{D^2}{r_a r_b} V \quad 2.46$$

La capacitancia entre conductores es

$$C_{ab} = \frac{q_a}{V_{ab}} = \frac{2\pi k}{\ln(D^2/r_a r_b)} \frac{F}{m} \quad 2.47$$

Si $r_a = r_b = r$

$$C_{ab} = \frac{2\pi k}{\ln(D/r)} \frac{F}{m} \quad 2.48$$

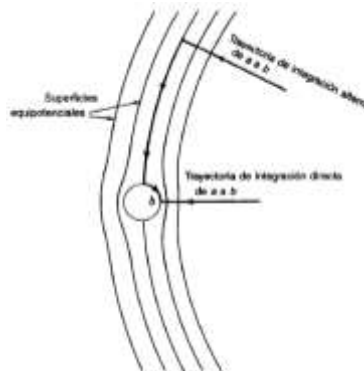


Figura 12 Superficies equipotenciales de una porción de campo eléctrico originado por un conductor cargado. El conductor b causa que las superficies equipotenciales se distorsionen.

La ecuación 2.48 da la capacitancia entre conductores de una línea de dos conductores. Si la línea se alimenta desde un transformador que tiene una derivación central a tierra, la diferencia de potencial entre cada conductor y la tierra es la mitad de la diferencia de potencial entre los conductores y la capacitancia a tierra o capacitancia al neutro es

$$C_n = C_{an} = C_{bn} = \frac{q_a}{V_{ab}/2} = \frac{2\pi k}{\ln(D/r)} \quad \frac{F}{m} \text{ al neutro} \quad 2.49$$

En la figura 13 se ilustra el concepto de capacitancia al neutro.

El radio en la ecuación para la capacitancia es el radio exterior real del conductor y no el radio medio geométrico (RMG) del conductor como en la fórmula de la inductancia.

La reactancia capacitiva que se presenta entre un conductor y el neutro para una permitividad relativa de $k_r = 1$, mediante la expresión para C dada en la ecuación 2.49 y así obtener

$$X_c = \frac{1}{2\pi f C} = \frac{2.862}{f} \times 10^9 \ln \frac{D}{r} \quad \Omega * m \text{ al neutro} \quad 2.50$$

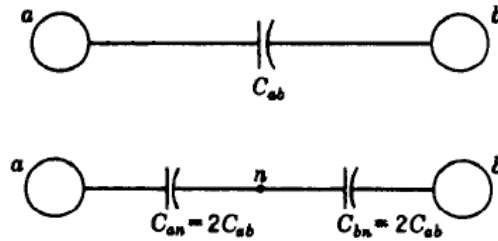


Figura 13 Relación entre los conceptos de capacitancia línea a línea y capacitancia línea a neutro

2.2.8 Capacitancia de una línea trifásica con espaciamiento equilátero

En la figura 14 se muestran los tres conductores idénticos de radio r de una línea trifásica con espaciamiento equilátero. La ecuación 2.48 expresa el voltaje entre dos conductores debido a las cargas en cada uno si se supone una distribución de carga uniforme. Así, el voltaje V_{ab} de la línea trifásica debido solo a las cargas en los conductores a y b es

$$V_{ab} = \frac{2}{2\pi k} \left(q_a \ln \frac{D}{r} + q_b \ln \frac{r}{D} \right) V \quad 2.51$$

La ecuación 2.51 permite incluir el efecto de q_c porque la distribución de carga uniforme sobre la superficie del conductor es equivalente a concentrar la carga en su centro. Por lo tanto, debido solo a la carga q_c

$$V_{ab} = \frac{q_c}{2\pi k} \ln \frac{D}{D} V \quad 2.52$$

Que es cero puesto que q_c es equidistante de a y b. Sin embargo para mostrar que se tienen en cuenta todas las cargas se tiene la ecuación siguiente:

$$V_{ab} = \frac{1}{2\pi k} \left(q_a \ln \frac{D}{r} + q_b \ln \frac{r}{D} + q_c \ln \frac{D}{D} \right) V \quad 2.53$$

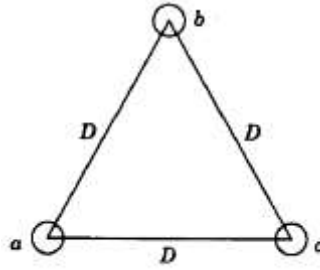


Figura 14 Sección transversal de una línea trifásica con espaciamiento equilateral

$$V_{ac} = \frac{1}{2\pi k} \left(q_a \ln \frac{D}{r} + q_b \ln \frac{D}{D} + q_c \ln \frac{r}{D} \right) V \quad 2.54$$

Se suman las ecuaciones 2.53 y 2.54 y se obtiene

$$V_{ab} + V_{ac} = \frac{1}{2\pi k} \left[2q_a \ln \frac{D}{r} + (q_b + q_c) \ln \frac{r}{D} \right] V \quad 2.55$$

En el desarrollo de estas ecuaciones se ha supuesto que la tierra esta lo bastante lejos y tiene un efecto despreciable. Las cargas son sinusoidales y se expresan como fasores porque los voltajes se suponen sinusoidales y se expresan como fasores. Si no hay otras cargas en las cercanías, la suma de las cargas en los tres conductores es cero y se puede sustituir $-q_a$ por q_b+q_c en la ecuación 2.55 para obtener

$$V_{ab} + V_{ac} = \frac{3q_a}{2\pi k} \ln \frac{D}{r} V \quad 2.56$$

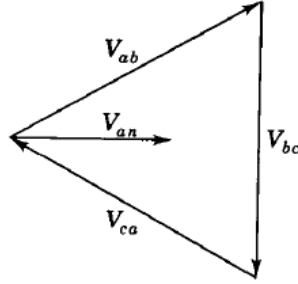


Figura 15 Diagrama fasorial de voltajes balanceados de una línea trifásica

La figura 15 es el diagrama fasorial de voltajes. De esta figura se obtienen las siguientes relaciones entre los voltajes de línea V_{ab} y V_{ac} y el voltaje V_{an} de la línea a al neutro del circuito trifásico.

$$V_{ab} = \sqrt{3}V_{an} \angle 30^\circ = \sqrt{3}V_{an}(0.866 + j0.5) \quad 2.57$$

$$V_{ac} = -V_{ca} = \sqrt{3}V_{an} \angle -30^\circ = \sqrt{3}V_{an}(0.866 - j0.5) \quad 2.58$$

Sumando las ecuaciones 2.57 y 2.58 se tiene

$$V_{ab} + V_{ac} = 3V_{an} \quad 2.59$$

Al sustituir $3V_{an}$ por $V_{ab} + V_{ac}$ en la ecuación 2.59 se obtiene

$$V_{an} = \frac{q_a}{2\pi k} \ln \frac{D}{r} V \quad 2.60$$

Como la capacitancia al neutro es la relación de la carga sobre un conductor al voltaje entre el conductor y el neutro,

$$C_n = \frac{q_a}{V_{an}} = \frac{2\pi k}{\ln(D/r)} \quad \frac{F}{m} \text{ al neutro} \quad 2.61$$

La ecuación anterior expresa la capacitancia al neutro para líneas trifásicas con espaciamiento equilátero y para líneas monofásicas, respectivamente.

El término corriente de carga se aplica a la corriente asociada con la capacitancia de la línea. Para un circuito monofásico, la corriente de carga es el producto del voltaje línea a línea y la susceptancia línea a línea o como fasor:

$$I_{carga} = j\omega C_{ab} V_{ab} \quad 2.62$$

Para una línea trifásica, la corriente de carga se encuentra multiplicando el voltaje al neutro por la susceptancia capacitiva al neutro. Esto da la corriente de carga por fase. La corriente de carga fasorial en la fase a es

$$I_{carga} = j\omega C_n V_{an} \quad \frac{A}{milla} \quad 2.63$$

Como el voltaje rms varia a lo largo de la línea, la corriente de carga no es igual en todas partes de la misma. Con frecuencia, el voltaje que se usa para obtener un valor de la corriente de carga, es el normal para el que la línea se diseña (como 220 o 500 kV) que probablemente no es el voltaje real en la estación generadora o en la carga.

2.2.9 Capacitancia de una línea trifásica con espaciamiento asimétrico

En las líneas comunes no transpuestas las capacitancias de cada fase al neutro son diferentes. En una línea transpuesta, la capacitancia promedio al neutro de cualquier fase para el ciclo completo de transposición es la misma que la capacitancia promedio al neutro de cualquier otra fase. Esto se debe a que cada conductor ocupa las mismas posiciones que los otros en igual distancia a lo largo del ciclo de transposición. Para las configuraciones comunes, la asimetría de la línea no transpuesta es pequeña y los cálculos de capacitancia se llevan a cabo como si todas las líneas estuvieran transpuestas.

Para la línea mostrada en la figura 16 se encuentran tres ecuaciones para V_{ab} una para cada parte del ciclo de transposición. Con la fase a en la posición 1, b en la posición 2 y la c en la 3.

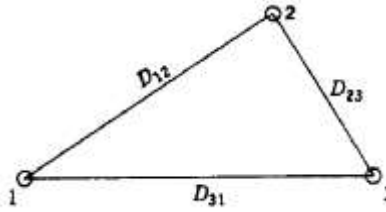


Figura 16 Sección transversal de una línea trifásica con espaciamiento asimétrico

$$V_{ab} = \frac{1}{2\pi k} \left(q_a \ln \frac{D_{12}}{r} + q_b \ln \frac{r}{D_{12}} + q_c \ln \frac{D_{23}}{D_{31}} \right) V \quad 2.64$$

Con la fase a en la posición 2, b en la 3 y c en la 1.

$$V_{ab} = \frac{1}{2\pi k} \left(q_a \ln \frac{D_{23}}{r} + q_b \ln \frac{r}{D_{23}} + q_c \ln \frac{D_{31}}{D_{12}} \right) V \quad 2.65$$

Y con a en la posición 3, b en la 1 y c en la 2.

$$V_{ab} = \frac{1}{2\pi k} \left(q_a \ln \frac{D_{31}}{r} + q_b \ln \frac{r}{D_{31}} + q_c \ln \frac{D_{12}}{D_{23}} \right) V \quad 2.66$$

Si se desprecia la caída de voltaje a lo largo de la línea en las ecuaciones 2.64 a la 2.66, el voltaje al neutro de una fase en una parte del ciclo de transposición es igual al voltaje al neutro de esa fase en cualquier parte del ciclo de transposición. De aquí que el voltaje entre dos conductores sea el mismo en cualquier parte del ciclo de transposición. Se concluye que la carga sobre un conductor debe ser diferente cuando cambia la posición con respecto a los otros conductores.

Al sumar las ecuaciones 2.64 a la 2.66 y dividir el resultado entre 3, se obtiene el voltaje promedio. Si se suponen la misma carga sobre un conductor sin importar su posición en el ciclo de transposición, el voltaje promedio entre conductores a y b es

$$V_{ab} = \frac{1}{6\pi k} \left(q_a \ln \frac{D_{12}D_{23}D_{31}}{r^3} + q_b \ln \frac{r}{D_{12}D_{23}D_{31}} + q_c \ln \frac{D_{12}D_{23}D_{31}}{D_{12}D_{23}D_{31}} \right)$$

$$V_{ab} = \frac{1}{2\pi k} \left(q_a \ln \frac{D_{eq}}{r} + q_b \ln \frac{r}{D_{eq}} \right) \quad 2.67$$

Donde

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}} \quad 2.68$$

La caída de voltaje promedio del conductor a al c es

$$V_{ac} = \frac{1}{2\pi k} \left(q_a \ln \frac{D_{eq}}{r} + q_c \ln \frac{r}{D_{eq}} \right) V \quad 2.60$$

Para encontrar el voltaje al neutro se tiene

$$3V_{an} = V_{ab} + V_{ac} = \frac{1}{2\pi k} \left(2q_a \ln \frac{D_{eq}}{r} + q_b \ln \frac{r}{D_{eq}} + q_c \ln \frac{r}{D_{eq}} \right) V \quad 2.70$$

Como $q_a + q_b + q_c = 0$

$$3V_{an} = \frac{3}{2\pi k} q_a \ln \frac{D_{eq}}{r} V \quad 2.71$$

Y

$$C_n = \frac{q_a}{V_{an}} = \frac{2\pi k}{\ln(D_{eq}/r)} \frac{F}{m} \text{ al neutro} \quad 2.72$$

2.2.9.1 Efecto del suelo sobre la capacitancia de las líneas de transmisión trifásicas

El suelo afecta la capacitancia de las líneas de transmisión porque su presencia altera el campo eléctrico de la línea. Si se supone que el suelo o plano de tierra es un conductor perfecto con la forma de un plano horizontal de extensión infinita, se comprende que el campo eléctrico de los conductores cargados por encima de él no es el mismo que se tendría si la superficie equipotencial del suelo no estuviera presente. El campo eléctrico de los conductores cargados es forzado a formarse a presencia de la superficie de la tierra. Por supuesto, la suposición de una superficie equipotencial plana está limitada por las irregularidades del terreno y el tipo de superficie de la tierra. A pesar de ello, la suposición permite entender el efecto del suelo o tierra conductora en los cálculos de la capacitancia.

Considérese un circuito que consiste en un conductor aéreo con una trayectoria de retorno a través de la tierra. Al cargar el conductor, las cargas van desde la tierra para residir sobre él y hay una diferencia de potencial entre el conductor y el suelo o tierra. Esta última tiene una carga igual en magnitud a la del conductor pero de signo opuesto. El flujo eléctrico desde las cargas sobre el conductor hasta las que están sobre la tierra es perpendicular a la superficie equipotencial de la tierra puesto que se supone que la superficie es un conductor perfecto. Supóngase un conductor ficticio del mismo tamaño y forma que los del conductor aéreo, colocado directamente abajo del conductor original a una distancia del que es igual al doble de la que tiene el conductor arriba del plano de la tierra. El conductor ficticio está debajo de la superficie de la tierra a una distancia que es igual a la que tiene el conductor aéreo por arriba de la tierra. Si se quita el plano de la tierra y se supone que el conductor ficticio tiene una carga igual y opuesta a la del conductor aéreo, el plano localizado a la mitad de la distancia entre el conductor original y el conductor ficticio, es una superficie equipotencial que ocuparía la misma posición que la superficie equipotencial de la tierra. El flujo eléctrico entre el conductor aéreo y esta superficie equipotencial es el mismo que había entre el conductor y tierra. Así, para calcular la capacitancia, el plano de tierra se puede reemplazar por un conductor cargado ficticio por debajo de la superficie de la tierra a una distancia igual a la que tiene en magnitud y opuesta en signo a la del conductor original y se le conoce como conductor imagen.

El método para calcular la capacitancia reemplazando a la tierra por la imagen del conductor aéreo se puede extender a más de un conductor. Si se pone un conductor imagen por cada uno de los aéreos, el flujo entre los conductores originales y sus imágenes es perpendicular al plano que reemplaza la tierra y este plano es una superficie equipotencial. El flujo por arriba del plano es el mismo que se tenía con la tierra presente en lugar de los conductores imagen.

Para aplicar el método de imágenes en el cálculo de la capacitancia de una línea trifásica, figura 17., se supondrá que la línea es transpuesta y que los conductores a, b y c llevan cargas q_a , q_b y q_c ocupando las posiciones 1, 2 y 3 en la primera parte del ciclo de transposición, respectivamente. Se muestra el plano de tierra y debajo de él están los conductores con las cargas imagen $-q_a$, $-q_b$ y q_c . Se pueden escribir las ecuaciones para las tres partes del ciclo de

transposición, de las caídas de voltaje del conductor a al b, determinadas por los tres conductores y sus imágenes.

Se tiene la siguiente ecuación considerando que el conductor a en la posición 1, b en la 2 y c en la 3.

$$V_{ab} = \frac{1}{2\pi k} \left[q_a \left(\ln \frac{D_{12}}{r} - \ln \frac{H_{12}}{H_1} \right) + q_b \left(\ln \frac{r}{D_{12}} - \ln \frac{H_2}{H_{12}} \right) + q_c \left(\ln \frac{D_{23}}{D_{31}} - \ln \frac{H_{23}}{H_{31}} \right) \right] \quad 2.73$$

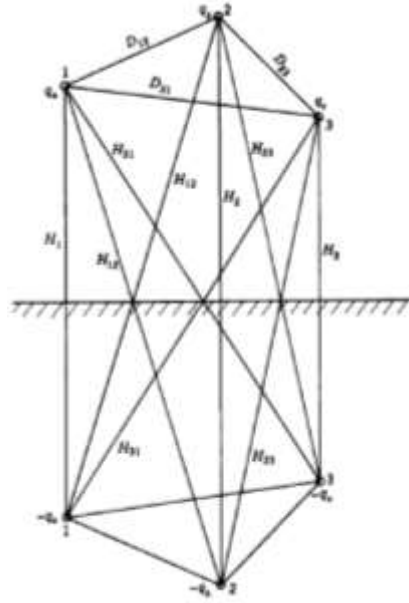


Figura 17 Línea trifásica y su imagen

Para las otras partes del ciclo de transposición se pueden escribir ecuaciones similares a la 2.73.

Se obtiene un valor promedio del fasor V_{ab} , aceptando la suposición aproximadamente correcta de carga constante por unidad de longitud de cada conductor a través del ciclo de transposición. De manera similar se encuentra la ecuación para el valor promedio del fasor V_{ac} , y $3V_{an}$ se obtiene al sumar los valores promedio de V_{ab} y V_{ac} . Entonces, al conocer que la suma de las cargas es cero, se tiene

$$C_n = \frac{2\pi k}{\ln \left(\frac{D_{eq}}{r} \right) - \ln \left(\frac{\sqrt[3]{H_{12}H_{23}H_{31}}}{\sqrt[3]{H_1H_2H_3}} \right)} \frac{F}{m} \quad 2.74$$

La comparación de las ecuaciones 2.73 y 2.74 muestra que el efecto de la tierra es el de incrementar la capacitancia de la línea. Para tener en cuenta la tierra, al denominador de la ecuación 2.74 se le debe restar el término

$$\ln \frac{\sqrt[3]{H_{12}H_{23}H_{31}}}{\sqrt[3]{H_1H_2H_3}} \quad 2.75$$

Si los conductores están muy por arriba del plano de tierra, esta distancia será muy grande comparada con las que hay entre conductores. Por tanto, las distancias diagonales en el numerador del término de corrección son casi iguales a las distancias verticales en el denominador y el término completo es muy pequeño. Este es el caso general y frecuentemente, el efecto de la tierra se desprecia en las líneas trifásicas excepto para los cálculos por componentes simétricas en los que la suma de las tres corrientes de línea no es cero.

2.2.10 Conductancia

La conductancia explica la pérdida de potencia real entre conductores o entre los conductores y la tierra. Para las líneas aéreas, esta pérdida de potencia se debe a la corriente de fuga en los aisladores y corona. La corriente de fuga del aislador depende la cantidad de suciedad, sal y otros contaminantes que se hayan acumulado sobre los aisladores, así como de factores meteorológicos, en particular la presencia de humedad. El efecto corona ocurre cuando un valor elevado de la intensidad del campo eléctrico en la superficie de un conductor hace que el aire se ionice eléctricamente y se vuelva conductor. La pérdida de potencia real debido al efecto corona, se llama pérdida por efecto corona, depende de las condiciones meteorológicas, en particular la lluvia, y de las irregularidades en la superficie del conductor. Las pérdidas debidas a la fuga del aislador y al efecto corona suelen ser pequeñas en comparación con las pérdidas I^2R en el conductor. La conductancia suele despreciarse en los estudios de sistemas de potencia porque es un componente muy pequeño de la admitancia en derivación.

2.3 Tipos de Estructuras para red aérea en Líneas de Transmisión

El tipo o tipos de estructuras que se involucren en el proyecto invariablemente dependen de varios factores como son el uso de suelo actual y futuro de los planes de desarrollo urbano de la localidad, condiciones climatológicas y topográficas así como el tipo de conductor y número de circuitos que requiera el sistema.

Uso de suelo	Estructura Recomendada
Urbano	Poste de acero (truncocónico)
Semiurbano	Poste de acero (truncocónico) o torres de acero
Rural	Torres de acero, estructuras “H” de madera o concreto

Nota. - En área rural queda restringido el uso de postes de madera en zonas propensas a incendios.

Tabla 3 Recomendación del tipo de estructuras en diferentes usos de suelo

Los componentes de las líneas de transmisión son:

Cables conductores. - Conducen o transmiten la energía eléctrica. La capacidad de transmisión depende de los materiales utilizados para su fabricación. Los cables conductores representan una parte importante del costo de una línea de transmisión.

Cables de guarda. - Proporcionan blindaje a los cables conductores ante descargas atmosféricas. Además, proporcionan una trayectoria física que drena, hacia el sistema de tierras, la corriente eléctrica de las descargas atmosféricas que inciden en las estructuras y cables de guarda. La tecnología actual permite instalar cables de guarda que sirven para control, protección y comunicaciones. Este tipo de cables de guarda llevan fibra óptica de manera interna denominado CGFO (cable de guarda con fibra óptica).

Amortiguadores.- Elementos mecánicos que contribuyen a reducir la amplitud de las oscilaciones provocadas por el viento en los cables conductores y de guarda, evitando fallas por fatiga. Los más utilizados son del tipo stock-bridge, compuesto por una grapa de sujeción, cable mensajero y dos contrapesos laterales.

Separadores.- Elementos mecánicos que tienen la función de mantener distantes los conductores de fase para evitar daños por fricción o golpeteo. Se emplean cuando, en una línea de transmisión, se instalan dos o más conductores por fase.

Separadores-amortiguadores. - Dispositivos que cumplen con la doble función de separar y amortiguar las vibraciones eólicas en los cables, cuando se emplean tres o más conductores.

Aisladores.- Son los componentes que aíslan o confinan los cables, estructuras o componentes que están a un determinado nivel de voltaje de las estructuras que los soportan. Así mismo cumplen la función de soportar las sobretensiones originadas por las descargas atmosféricas y por maniobras, sin que se forme una trayectoria conductora (arco eléctrico) sobre la superficie.

Mecánicamente, los aisladores deben soportar las cargas originadas por viento y hielo sobre el conductor.

El desempeño operativo correcto de las líneas de transmisión se basa en el estudio de coordinación de aislamiento, por lo que en este punto cobra importancia las zonas geográficas con altos índices de contaminación y problemas de vandalismo.

Herrajes y Accesorios.- Son los componentes que garantizan el correcto ensamble de cada uno de los elementos de los conjuntos de tensión y suspensión mecánica, tanto para cables conductores como para cables de guarda. De igual manera, deben soportar los esfuerzos mecánicos correspondientes.

Estructuras soporte. - Las estructuras a utilizar en una línea de transmisión deben de soportar las tensiones aplicadas a los cables conductores y cables de guarda; su diseño debe considerar las distancias dieléctricas y libramientos mínimos acordes al nivel de tensión eléctrica de operación.

La configuración de las estructuras se refiere a la cantidad de circuitos que soporta y el arreglo de fases en el espacio. La selección del tipo de estructura depende de los requerimientos eléctricos, ambientales y de configuración de la red eléctrica. La configuración típica de arreglo de fases en el espacio son horizontales (las cuales requieren de estructuras de bajo peso), verticales (estas necesitan de estructuras con mínimos anchos de derechos de vía) y en delta (que minimizan pérdidas eléctricas de la línea de transmisión y efectos de campo magnético para estructuras mono circuito).

Cimentaciones.- Las cimentaciones es la parte civil de las estructuras y pueden ser a base de pilas, zapatas aisladas y ancladas en roca y pilotes en trabes de liga.

Sistemas de puesta a tierra.- Es el sistema que se encarga mantener a un nivel de tensión o referencia de 0 V las estructuras soporte de las partes energizadas y cumple la función principal de seguridad a las personas, el propio sistema e instalaciones, su diseño del sistema de conexión a tierra depende de la resistividad del suelo donde se ubiquen las estructuras de la línea de transmisión.

Señalización.- Este concepto en las líneas de transmisión comprende varios objetivos:

- Seguridad en la aeronáutica, permite que las líneas aéreas sean visibles y evita colisiones de las aeronaves con las estructuras y cables aéreos, lo cual se logra con la instalación de boyas de color rojo.
- Para la inspección aérea por parte del personal operativo, donde se identifican los números de estructuras y condiciones especiales (transposiciones, deflexiones, derivaciones y entronques).
- Medida preventiva para la población en general, donde se indican señalamientos de peligro.

Desviadores de colisión de aves.- Estos dispositivos se instalan sobre los cables de las líneas de transmisión en aquellas zonas geográficas donde existen el cruce de grandes parvadas y/o solicitud de SEMARNAT.

El tipo de estructuras a utilizar para el diseño y en consecuencia la construcción de una línea de transmisión aérea, depende principalmente:

- Nivel de tensión eléctrica de operación.
- Calibre del conductor instalado.
- Cantidad de circuitos necesarios para el enlace a la red eléctrica.
- Disposición de fase en el espacio.
- Costos de presupuesto destinado para la construcción.
- Zonas por donde pasará la trayectoria de la línea de transmisión.

2.3.1 Torres Auto soportadas

Estructuras formadas por celosía (enrejado) de acero, que por su geometría y diseño, son capaces de soportar su propio peso y las fuerzas ejercidas por los cables conductores y de guarda. Son los tipos de estructuras más tradicionalmente usadas para líneas de transmisión aéreas. Se pueden diseñar para diversas configuraciones de varios circuitos con diferentes disposiciones de fases en el espacio.

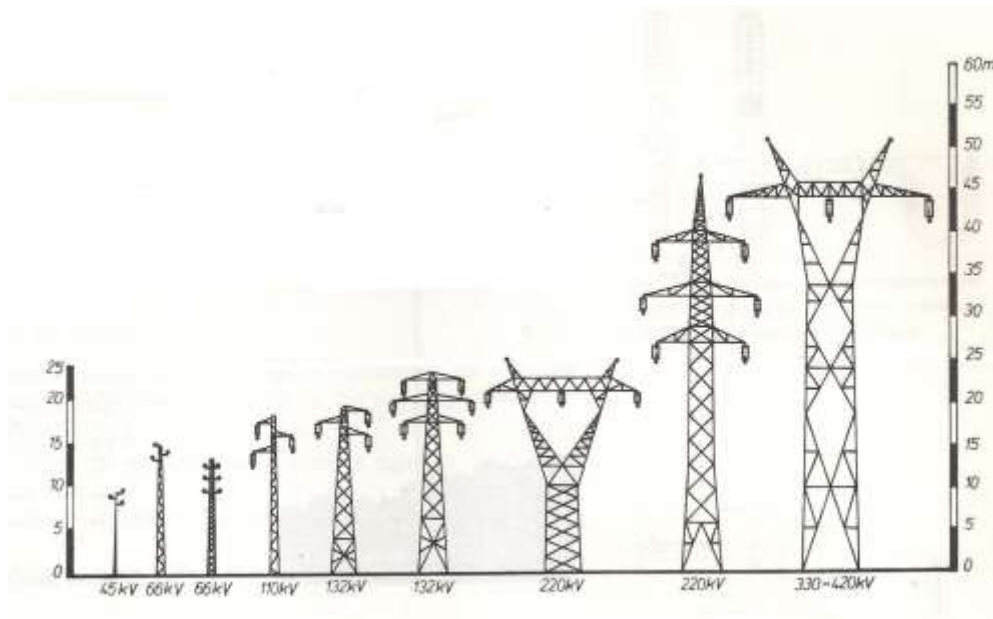


Figura 18 Tipos de Torres autoportadas conforme al nivel de tensión

2.3.2 Torres Auto retenidas

Estructuras formadas por celosía (enrejado) de acero, que soportan su propio peso y las fuerzas ejercidas por cables conductores de guarda, requieren, para sostenerse erguidas de cables anclados al terreno, denominadas “retenidas”. Son de dimensiones esbeltas, peso ligero y requieren de constante mantenimiento.

Por razones económicas y de estéticas la aplicación de torres retenidas es común para líneas largas de un circuito, especialmente para terreno plano y accesible. Para el uso de estas torres

en zonas agrícolas se deben prever refuerzo de anclas en la cimentación, con el propósito de minimizar el daño por impacto agrícola.

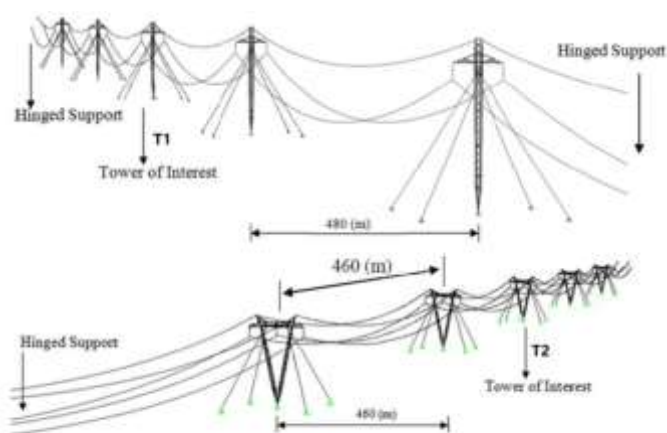


Figura 19 Ejemplo de torres auto retenidas

2.3.3 Postes Troncocónicos

Estructuras conformadas por secciones cónicas de acero, de apariencia esbelta. Son usados frecuentemente en zonas urbanas y suburbanas, donde los anchos de derecho de vía son estrechos y solo es posible el uso de claros interpostales cortos. También son usados como estructuras compactas, empleando crucetas aisladas. Son estructuras aplicadas para minimizar el impacto visual de instalaciones.

Cuando el diseño de los postes troncocónicos contempla la posición de los circuitos de un solo lado, se les conoce como postes troncocónicos “tipo lindero”. También son utilizados para hacer transiciones de cable aéreo a cable subterráneo.

Las partes de los troncocónicos son:

- Tapa
- Brazos o crucetas
- Cañas
- Escalones
- Placa base

Por su tipo de cimentación se pueden clasificar en:

- Directamente empotrados
- Con placa base

Por su tipo de acoplamiento se clasifican en:

- Telescopiados

- Bridados

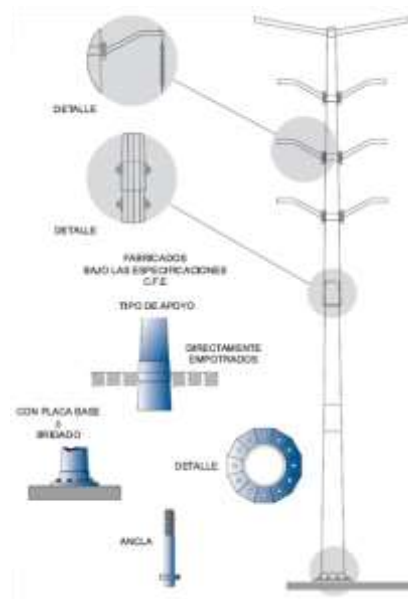


Figura 20 Poste Truncocónico

2.3.4 Postes Morelos

Este tipo de estructuras permiten contribuir con las restricciones del ancho del derecho de vía en zonas urbanas. Algunas de las ventajas de este tipo de postes son:

- Su diseño garantiza el adecuado comportamiento de las cargas mecánicas que actúan sobre la estructura.
- Su forma (silueta) que reduce al mínimo el espacio requerido para su instalación.
- Se caracteriza por ser ligeros, económicos y montaje sencillo.
- La instalación de los aisladores es de forma directa sobre la estructura y generalmente utilizando tipo poste para el uso en suspensión.

La aplicación de este tipo de estructura es para claros relativamente cortos, en comparación con otro tipo de estructuras. La clasificación de acuerdo a su tipo y función se refiere a: poste Morelos tipo I, para uso en suspensión y poste Morelos II, para uso en remate y deflexión.



Figura 21 Poste Morelos Tipo I

2.3.5 Estructuras con postes independencia

Este tipo de poste es auto soportado de sección cuadrada con estructura rígida tipo Vierendel (viga de soporte), que se pueden utilizar en claros mayores de 100 m. Los postes Independencia tienen mayor capacidad mecánica que los postes Morelos permitiendo operar a niveles de tensión de 230 kV.



Figura 22 Poste Independencia

2.3.6 Estructuras formadas por postes de madera

Estos postes tienen la versatilidad de ser utilizados en voltajes de media tensión hasta de 230 kV en algunos países; conformado en estructuras tipo “H” y “tercias” para su uso en suspensión y tensión respectivamente. Este tipo de estructuras emplean retenidas para

soportar los esfuerzos mecánicos a los que se someten las estructuras. Las partes principales para este tipo de estructuras son:

- Crucetas de acero para conductores e hilos de guarda.
- Brazos de tablón (para postes de madera).
- Brazos en “V” o “X” para configuraciones en H.
- Herrajes y accesorios.



Figura 23 Estructura de madera tipo suspensión

2.3.7 Estructuras formadas por postes de concreto sección “I”

Su aplicación es similar a los postes de madera, donde se sustituye los postes de madera por postes de concreto de sección “I”. Se le da este nombre, por la forma geométrica que tiene la sección transversal de los postes.

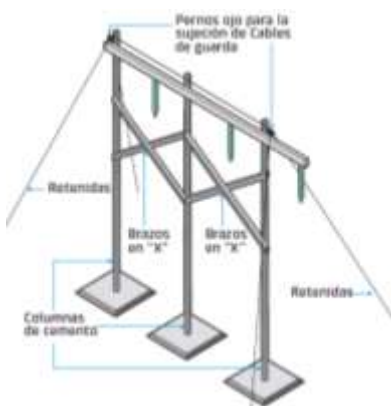


Figura 24 Postes de sección "I" en estructura de suspensión.

2.4 Líneas Subterráneas de Transmisión

Para la instalación de sistemas subterráneos, se debe de determinar el alcance las estructuras subterráneas que conformaran la línea de transmisión con base en los requerimiento del proyecto.

La conformación del sistema de potencia se debe determinar considerando el eje de la trayectoria de la línea de transmisión acorde al plano general de trayectoria, tomando en cuenta:

- Existencia de instalaciones subterráneas existentes, superficiales y las de urbanización.
- Tensiones mecánicas de jalado máximas permisibles.
- Cumplir con las profundidades y distancias mínimas en cruzamientos con instalaciones existentes.
- Se debe realizar un levantamiento topográfico.

2.4.1 Obra Civil en líneas subterráneas

La obra civil en las redes subterráneas son el inicio y soporte para las instalaciones subterráneas de los conductores y equipos; esta faceta es la primera para el inicio del diseño, construcción y operación de la red. Es construida de forma subterránea o enterrada de forma que conforma la infraestructura para el alojamiento de cables, equipos, accesorios y herrajes para las líneas eléctricas.

La obra civil comprende varias etapas que definen su diseño, que se denominan actividades previas, las cuales comprenden varias acciones para el establecimiento de las bases de diseño de la instalación subterránea; las mismas comprenden las siguientes:

- Levantamiento topográfico.
- Levantamiento de instalaciones existentes.
- Estudio de mecánica de suelos (si el proyecto lo amerita).
- Revisión de áreas protegidas y reservas naturales.
- Permisos federales, gubernamentales y municipales.
- Estudio de impacto ambiental (si el proyecto se hace fuera del área urbana).
- Estudio de impacto social.
- Permisos con dependencias (SCT, Ferrocarriles, autopistas, etc).
- Permisos del INAH.

La infraestructura de la obra civil se debe proyectar a lo largo de aceras, camellones, periferia de zonas verdes y andadores; dentro del proceso de diseño la obra se divide en varios elementos para la instalación de la obra electromecánica subterránea, siendo los siguientes:

Trincheras y Zanjas: Son las excavaciones a cielo abierto para la instalación del banco de ductos y puede ser por medios manuales o mecánicos.

Perforación Horizontal dirigida: Es la inserción del banco de ductos por medio de maquinaria especializada para realizar la perforación de un punto a otro a través del suelo.

Banco de Ductos: Es la conformación de uno o más ductos donde se alojarán los conductores eléctricos y pueden ser su materia de tipo PAD (polietileno de alta densidad) y PADC (polietileno de alta densidad corrugado). El diámetro del ducto dependerá del diámetro del conductor a ser alojado. Generalmente el banco de ductos, sus arreglos pueden ser de forma tipo horizontal o trébol.

Registros: Son recintos subterráneos donde se alojan los conductores, equipos, cables y accesorios, sirven para deflexiones de trayectoria o en su caso derivaciones, existen diferentes tipos en media tensión como son en arroyo o banquetta y en casos especiales alojar elementos derivadores de conexión.

Pozos de Visita y Bóvedas: Recinto de amplias dimensiones, accesible desde el exterior, donde se colocan cables y sus accesorios y equipo, generalmente de transformación. Los pozos de visita se clasifican en tipo P (paso), Tipo L (deflexión), Tipo T (Derivación) y Tipo X (cruce).

Las bóvedas alojan equipos como es el caso de transformadores sumergibles, empalmes, equipos de seccionamiento, etc.

2.4.2 Obra Electromecánica en líneas subterráneas

Existen diferentes tipos de configuraciones para las líneas de Media y Alta Tensión en sistemas subterráneas, siendo los siguientes:

Media Tensión:

- Una fase y neutro (1F2H)
- Tres fases y neutro (3F4H)

Alta Tensión:

- Tres fases y neutro (3F4H)

Los sistemas pueden ser de tipo radial y anillado. El sistema radial tiene una sola fuente para alimentar una sola carga y se emplea en acometidas y el sistema anillado es la interconexión de un conjunto de instalaciones que tiene diferentes fuentes de alimentación para alimentar determinadas cargas.

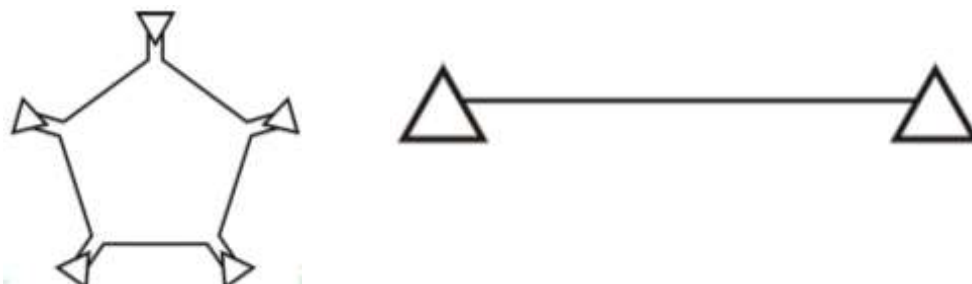


Figura 25 Configuración anillada y radial

La obra electromecánica para las instalaciones subterráneas comprenden distintos elementos que en su conjunto hacen el sistema eléctrico para el transporte y distribución de energía, su función es la de “interconectar” los Centros de Carga con el Sistema Eléctrico Nacional o en el caso de sistemas aislados, la de interconectar el Centro de Generación con los Centros de Carga.

Los elementos de la obra electromecánica son:

Caja derivadora. - Elemento de conexión de diferentes cables, se conforma por una barra conectada a diferentes terminales para realizar las derivaciones correspondientes.

Empalmes. - Es la unión destinada a asegurar la continuidad eléctrica entre tramos de conductores, que se comporta eléctrica y mecánicamente como los conductores que une. Pueden ser premoldeados, termocontractiles y contráctil en frío

Estructura de transición. - Estructura autosoportada instalada en el punto de la transición aéreo-subterránea-aéreo donde los cables de potencia son soportados mecánicamente con sus accesorios y sus sistemas de protección y aislados eléctricamente de la misma.

Las transiciones pueden ser con postes, postes troncocónicos y torres.

Frente muerto. - Sin partes energizadas hacia una persona en el lado de accionamiento del equipo, tiene confinado o aislado las partes vivas de acceso al personal o infraestructura.

Línea subterránea. - Es la que está constituida por uno o varios cables aislados que forman parte de un circuito eléctrico, colocados bajo el nivel del suelo, ya sea directamente enterrados, en ductos o cualquier otro tipo de canalización.

Mangas. - Cubierta colocada sobre los conductores, permite el sello del conductor sobre el cual se aplica.

Sistema de tierra. - Arreglo de conductor de cobre generalmente para hacer una malla uniforme de referencia a 0 V directamente enterrado. Sirve como elemento de dispersión o dren de sobre corrientes, referencias de medición y protecciones.

Terminal de cable. - Dispositivo adaptado en el extremo de un cable para asegurar la conexión eléctrica con otras partes del sistema y mantener la distribución de los esfuerzos dieléctrico del aislamiento en el extremo del cable.

Existen diferentes tipos de terminales, las cuales pueden ser de tipo interior o exterior, así mismo se clasifican de frente muerto y frente vivo.

Capítulo 3

Centro de Carga de Media a Alta Tensión

Para el cambio de nivel de tensión de un Centro de Carga que esté conectado al Sistema Eléctrico Nacional, el usuario (empresa o persona física) debe de estar convencido de dicho cambio en su instalación, dado que debe hacer una inversión importante (tiempo y recursos) que modificaran el espacio físico de las instalaciones eléctricas para el uso de su proceso, como es la construcción de la Subestación Reductora de Alta a Media Tensión, aplicación de recursos económicos y materiales, asignación de responsables de proyecto y tiempo para la construcción de la infraestructura necesaria.

Así mismo la Ley de la Industria Eléctrica y su Reglamento, Código de Red, Bases del Mercado Eléctrico Mayorista, Reglamento de la Ley del Servicio Público en Materia de Aportaciones (vigente), los Criterios y Bases para Determinar y Actualizar el Monto de las Aportaciones (vigente) y normativas internas de CFE Distribución y CFE Suministro Básico indican los pasos a cumplir para realizar el cambio en el suministro de energía eléctrica para un Centro de Carga de Media a Alta Tensión.

El Centro de Carga Empresa S.A. de C.V. inicio operaciones desde el año 1992 en la ciudad de Puebla con la instalación de la planta de maquinado y troquelado de partes de automóvil. Su proceso de manufactura de piezas de automóvil como: partes para frenos, chasis, molduras, defensas de automóvil y piezas de motor para diferentes marcas de vehículos como: Volkswagen de México, Nissan, FIAT, AUDI y Chevrolet, le han permitido expandir su proceso de producción.

Actualmente tienen una demanda contratada con CFE Distribución de 5088 kW y obtiene el servicio de energía eléctrica en el nivel de tensión de 33 kV 3 fases 4 hilos, mediante un circuito de distribución, desde la Subestación Oriente de la Ciudad de Puebla.

Derivado de los planes de expansión de su corporativo y por las condiciones del mercado de la industria automotriz, han proyectado la construcción de 3 naves adicionales para dar atención a sus nuevos retos de producción.

Dado que su proceso requiere una alta confiabilidad y continuidad del servicio de energía eléctrica, los directivos tomaron la alternativa de realizar un cambio en el nivel de tensión del suministro de energía eléctrica; para lo cual requirieron a CFE Distribución una solicitud de energía eléctrica en alta tensión y los beneficios que tendría dicho cambio en caso de existir.

Por lo que se procederá a llevar a cabo el análisis del costo de la infraestructura y los beneficios del cambio de nivel de tensión por impactar en la tarifa a cubrir por el usuario.



Figura 26 Croquis de ubicación del centro de carga Empresa SA de CV

3.1 Determinación de la infraestructura en alta tensión

Para la determinación de la infraestructura requerida en Alta Tensión, se debe tomar en cuenta las características y necesidades del centro de carga en cuanto a demanda de energía y voltaje. Lo anterior se denomina características del servicio.

Para el caso del centro de carga Empresa S.A. de C.V., se tiene la siguiente demanda proyectada:

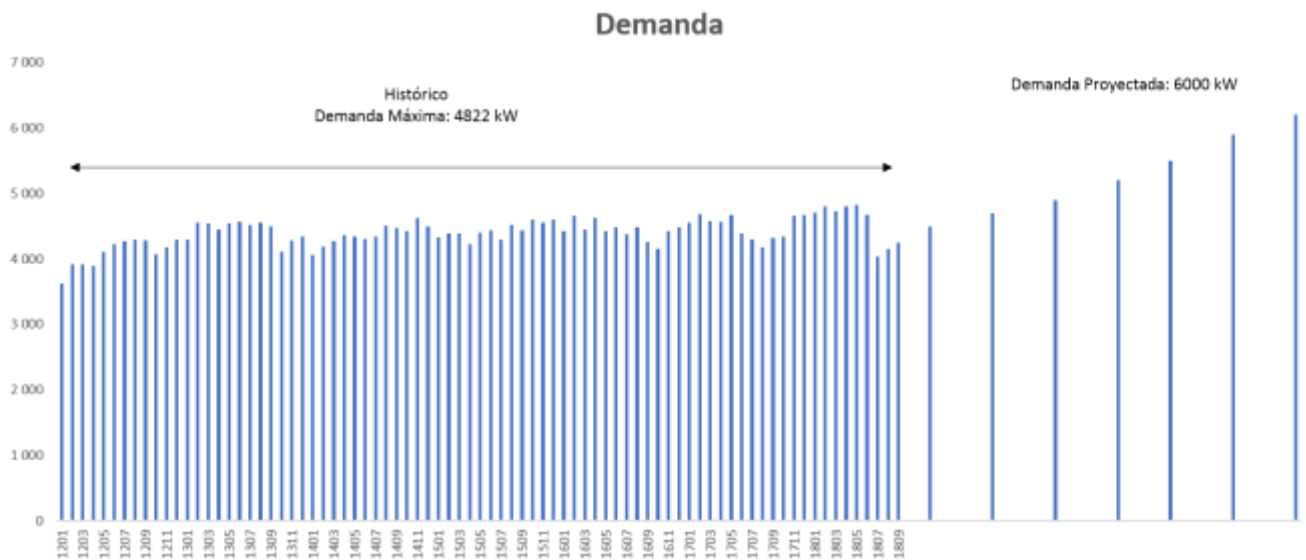


Figura 27 Histórico y Proyección de Demanda de Empresa S.A. de C.V. Fuente: CFE Distribución División Centro Oriente

De la figura 27, se puede observar que la proyección de demanda del centro de carga es de 6000 kW con un máximo de 6200 kW.

La compañía manifestó que el servicio es solo para su centro de carga, el sistema que se requiere es trifásico y una sola línea, el espacio e inversión para la subestación será de tipo intemperie con la instalación de un transformador de 10 MVA y en sistema de baja tensión de 34.5 kV.

Con las notas aclaratorias anteriores y del servicio existente que tiene el centro de carga se puede tener las características del tipo de instalación a proyectarse como obra específica.

La siguiente parte es determinar el nivel de voltaje en Alta Tensión a considerar para la alimentación del Centro de Carga. Por lo que se debe de verificar los niveles de tensión cercanos al punto de suministro de energía eléctrica.

Por la ubicación del centro de carga en la ciudad de Puebla, existen 3 niveles de voltaje, los cuales son:

- 115 kV
- 230 kV
- 400 kV

El siguiente croquis de ubicación del Centro de Carga y las instalaciones con los voltajes mencionados anteriormente, con lo cual se podrá determinar la factibilidad del servicio.



Figura 28 Croquis de ubicación de las instalaciones existentes Fuente: CFE Distribución División Centro Oriente

De la figura 28 se puede observar la ubicación de las instalaciones existentes del Sistema Eléctrico Nacional cercanas al Centro de Carga; para lo cual se presentan las siguientes características.

Descripción	Voltaje	Capacidad	Distancia al Centro de Carga aprox. (km)
S.E. Puebla Dos (PBD)	400/230/115 kV	Subestación de Potencia 1597 MW	4.6
S.E. Industrial (INT)	115/34.5 kV	Subestación de Distribución 60 MVA	2.7
S.E. Puebla Dos Mil (PDM)	115/13.8 kV	Subestación de Distribución 30 MVA	2.3
S.E. Fuertes (FUE)	115/13.8 kV	Subestación de Distribución 60 MVA	0.8
LT INT 73580 FUE	115 kV	Cable ACSR 795 - 4.67 km	0.250
LT PDM 73330	115 kV	Cable ACSR 266 - 1.16 km	1.3

Tabla 4 Características de los elementos del SEN cercanos al Centro de Carga

Para la determinación del punto de conexión se debe de tener en cuenta lo indicado en la Ley de la Industria Eléctrica y su Reglamento, contiene varios capítulos que se refieren a la Conexión de un Centro de Carga y se hace referencia al termino aportación, lo cual indica que para conectar un solicitante de energía eléctrica como Central Eléctrica o Centro de Carga se debe de cubrir una aportación o realizar las obras por cuenta del solicitante. Para el caso de la Ley de la Industria Eléctrica indica en su Art. No 35 que a la letra dice:

“Cuando las obras, ampliaciones o modificaciones necesarias para la interconexión o conexión no se incluyan en los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, el Generador, Generador Exento o Usuario Final podrán optar por realizarlas a su costa o por hacer aportaciones a los Transportistas o a los Distribuidores para su realización y beneficiarse de las mismas, bajo los términos, condiciones y metodologías de cálculo que se establezcan en los Reglamentos, o bien, que fije la CRE mediante disposiciones administrativas de carácter general, conforme a las bases generales siguientes:

- I. *El CENACE realizará o validará el cálculo de aportaciones y otros conceptos a que se refiere este artículo, con el apoyo del Transportista o del Distribuidor en caso de requerirlo;*
- II. *No se construirán obras, ampliaciones o modificaciones de transmisión y distribución cuando el CENACE determine que se contraponen con las*

condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad;

- III. *Estarán exentas del pago de aportaciones las obras, ampliaciones y modificaciones requeridas para el Suministro Eléctrico de Usuarios Finales individuales en baja tensión, cuando la distancia entre el poste o registro de red de baja tensión existente más próxima a las instalaciones del interesado sea inferior a doscientos metros;*
- IV. *No habrá aportaciones a cargo del interesado cuando la construcción sea a cargo de él mismo, de acuerdo con las especificaciones y normas respectivas, y*
- V. *Cuando un particular realice a su costa obras, ampliaciones o modificaciones de transmisión o distribución, o cuando hace aportaciones para su realización, se le otorgará la opción de adquirir los Derechos Financieros de Transmisión que correspondan o, en su defecto, la opción de recibir los ingresos que resulten de la venta de los mismos, en los términos de las Reglas del Mercado.”*

El Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica en su Art. 54 que a la letra dice:

“El Transportista o Distribuidor, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 35 de la Ley, estará obligado a realizar las obras específicas, ampliaciones o modificaciones para la interconexión o conexión requerida; si el solicitante efectúa la aportación correspondiente a la solución técnica más económica o al costo en que incurra el Transportista o Distribuidor cuando no exista otra solución. El Solicitante podrá optar, en su caso, por realizar a su cargo la obra específica, ampliación o modificación.”

Dado que aun la Comisión Reguladora de Energía (CRE) en el ámbito de sus atribuciones, no ha emitido las disposiciones administrativas de carácter general para regular, conforme a las bases generales previstas en la LIE (Ley de la Industria Eléctrica), los casos y las condiciones para que los Solicitantes efectúen Aportaciones; sigue vigente el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en Materia de Aportaciones, el cual indica en sus Artículos:

Artículo 50.- *Estarán obligados a efectuar aportaciones los solicitantes que requieran del suministrador un servicio cuya prestación implique lo siguiente:*

- I.** *La realización de una obra específica, excepto en los casos previstos en el presente Reglamento;*
- II.** *Ampliación en exceso de la demanda normal de servicio, excepto en los casos previstos en el presente Reglamento, y*
- III.** *Una modificación en las instalaciones existentes del suministrador o cualquier otra solicitud de servicio que se especifique en los criterios y bases para determinar y actualizar el monto de las aportaciones.*

Artículo 90.- *El suministrador estará obligado a proporcionar el servicio al solicitante si éste efectúa la aportación correspondiente a la solución técnica más económica o al costo en que incurra el suministrador cuando por razones financieras o sistémicas técnicas, no exista otra solución, pudiendo el solicitante optar, en su caso, por realizar a su cargo la obra específica o ampliación, cumpliendo con las disposiciones aplicables.*

Artículo 9 Bis.- Para determinar la solución técnica más económica o el costo en que incurra el suministrador cuando por razones financieras o sistémicas técnicas, no exista otra solución, el suministrador deberá considerar:

I. La distancia viable más corta sobre calles, avenidas, derechos de vía y servidumbres de paso entre el punto de conexión y el punto de suministro, considerando el tipo de red previamente definida, que implique el menor costo para prestar el servicio;

II. La opción de tensión de suministro que, siendo viable técnicamente, resulte de menor costo para el solicitante;

III. Los precios y cantidad de materiales, equipos y mano de obra equivalentes a los utilizados en la zona en la que se realizarán las obras específicas, modificaciones o ampliaciones, que resulten idóneos a los requeridos por el solicitante y que representen para éste el menor costo. En ningún caso podrán incluirse equipos adicionales ni refacciones destinadas al mantenimiento de las obras específicas, modificaciones o ampliaciones de que se trate;

IV. Las normas oficiales mexicanas aplicables a los equipos y materiales a utilizarse, así como a la construcción de las obras específicas, ampliaciones o modificaciones o, a falta de dichas normas, las especificaciones técnicas del suministrador;

V. La planeación del sistema eléctrico nacional, para el cumplimiento de los niveles de confiabilidad y estabilidad del mismo, y

VI. La seguridad de las instalaciones.

Para asegurar que la obra específica, la ampliación o modificación a realizar, según sea el caso, corresponden a la solución técnica más económica o al costo en que incurra el suministrador cuando por razones financieras o sistémicas técnicas, no exista otra solución, el suministrador se sujetará a los criterios y bases para determinar y actualizar el monto de las aportaciones.

Artículo 28.- Estarán exentos de cubrir el cargo por ampliación, los solicitantes de los servicios siguientes:

I. En alta tensión; ...

Para el caso de los Criterios y Bases para determinar y Actualizar el Monto de las Aportaciones menciona en los siguientes criterios para la atención de un centro de carga en Alta Tensión:

4.1.4.- Solicitud individual de servicio de suministro de energía eléctrica en alta tensión

4.1.4.1.- Cargo por obra específica

El solicitante cubrirá al suministrador la aportación que resulte por la obra específica necesaria, de acuerdo con la solución técnica más económica, conforme a la demanda solicitada.

4.1.4.2.- Cargo por ampliación

El solicitante estará exento de este cargo de acuerdo con lo establecido en el artículo 28 fracción I del Reglamento.

Derivado que el solicitante inicio su proceso con Comisión Federal de Electricidad antes de la publicación de los “Criterios mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga”, el CENACE determino que el cambio de tensión se debería atender con base lo que marca el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en Materia de Aportaciones.

Actualmente hay un nuevo Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga que se debe vigilar su cumplimiento a través del CENACE. El cual establece lo siguiente:

“El presente Manual describe el proceso necesario para la Conexión de Centros de Carga para cada uno de los casos siguientes:

- a. Centros de Carga nuevos con una Carga Contratada igual o mayor a 1 MW o Centros de Carga nuevos con una Carga Contratada igual o menor a 1 MW, que requieran conectarse a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución, ya sea que correspondan o no al Mercado Eléctrico Mayorista y que requieran o no Infraestructura en la Red Nacional de Transmisión y en las Redes Generales de Distribución correspondientes del Mercado Eléctrico Mayorista;*
- b. Centros de Carga existentes con incrementos en la Carga Contratada y que se encuentren interconectadas a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución;*
- c. Centros de Carga existentes que soliciten cambio de Punto de Conexión, y*
- d. Centros de Carga en Abasto Aislado que requieran Infraestructura para conectarse a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista.*

Así mismo para la conexión de los Centros de Carga o Centrales Eléctricas el CENACE establece que se deben hacer 3 tipos de estudio y corresponderá la realización de cada uno de ellos conforme la magnitud de demanda.

- Estudio de Impacto versión rápida
- Estudio de impacto
- Estudio de Instalaciones

- Estudio Indicativo Equivalente
- Estudio Indicativo
- Estudio de Infraestructura RNT
- Estudio Rápido
- Estudio de Cluster
- Estudios de Conexión
- Estudios de Interconexión

Los estudios anteriores se informarán al solicitante cuales le aplican por medio del SIASIC (Sistema de atención a Solicitudes de Interconexión y Conexión) administrado por el CENACE.

Conforme a lo anteriormente expuesto y con la información proporcionada por el Centro de Carga Empresa S.A. de C.V., se establecen las características del servicio solicitado para recibir el servicio en Alta Tensión. Posteriormente se determinará la infraestructura requerida.

De la información que proporciona el croquis de cercanía de instalaciones, se observa que la opción técnicamente viable y de menor costo para el Centro de Carga, es recibir el servicio de energía eléctrica en el nivel de tensión de 115 kV, el cual es el más cercano a sus instalaciones. Así mismo por ser una línea radial, se puede desprender que la opción de suministrar el servicio debe de ser en la Subestación Fuertes, donde existe una bahía con bus de 115 kV y se puede realizar alguna modificación o adición para la instalación de un interruptor y la línea que proporcionara la conexión del centro de carga, ya sea por medio aéreo o subterráneo.

Centro de Carga Empresa S.A. de C.V.

Demanda	6000 kW
Nivel de Voltaje	115 kV
Sistema	3 Fases 4 Hilos
Tipo de Sistema	Radial
Subestación Reductora	Particular tipo Intemperie 10 MVA

3.1.1 Estudio Indicativo de Conexión del Centro de Carga al Sistema Eléctrico Nacional

En este estudio se determina de manera preliminar las características específicas de la infraestructura requerida para la conexión del Centro de Carga, lo anterior en base a los requerimientos y datos proporcionados por el solicitante.

Así mismo de manera enunciativa más no limitativa, se proporciona enuncian los datos que integran dicho estudio:

- Estudio del Mercado Eléctrico.- Este estudio determina el crecimiento y desarrollo de la demanda tanto del punto de conexión como el del existente para determinar las consecuencias de la Conexión del Centro de carga en Alta Tensión y las consecuencias de su desconexión en las instalaciones existentes.
- Impacto en el sistema y las posibles modificaciones en la infraestructura en Alta Tensión.
- Análisis del sistema con el nuevo flujo potencia por la demanda del Centro de Carga proyectado.

Estudio del Mercado Eléctrico.

En este estudio es para tener una planeación ordenada del crecimiento de las instalaciones eléctricas, la parte medular de este estudio es el estudio del comportamiento de las demandas esperadas de los usuarios, las cuales se pronostican mediante el Desarrollo del Mercado Eléctrico.

Los actores de donde se obtienen los datos son: Subestaciones, Bancos, Circuitos, Usuarios importantes en media y alta tensión, polos de desarrollo como centros de carga y centrales eléctricas.

En la figura siguiente encontramos el Desarrollo del Mercado Eléctrico de la subestación donde está conectado actualmente el centro de carga en media tensión.

El circuito del cual está conectado el Centro de Carga es el ORT-5030 Tecnológico de la Subestación Oriente ubicada en la Ciudad de Puebla.



DESARROLLO DEL MERCADO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

Figura 29 Tabla del Desarrollo del Mercado Eléctrico

Croquis de localización de alimentación existente del servicio de energía eléctrica y parámetros del Circuito que alimenta al Centro de Carga en Media Tensión.



Figura 30 Condición existente de la alimentación del Centro de Carga en Media Tensión
Fuente: CFE Distribución División Centro Oriente

Circuito	Condición	Demanda Máxima			% Caída de Tensión	Factor de Carga	Factor de Pérdidas	Pérdidas kW	Pérdidas kWh/año	Incremento de pérdidas de energía kWh/año
		kW	kVAr	F.P.						
ORT-5030 Tecnológico	Actual	7886	2300	0.96	0.85%	84%	0.73	48	305168	216160
	Incremento de Carga Empresa S.A. de C.V.	9824	3564	0.94	1.15%			82	521328	

Circuito	Condición	Demanda Máxima			% Caída de Tensión	Factor de Carga	Factor de Perdidas	Perdidas kW	Perdidas kWh/año	Reducción pérdidas de energía kWh/año
		kW	kVAR	F.P.						
ORT-5030 Tecnológico	Incremento con el Centro de Carga	9824	3564	0.94	1.15%	84%	0.73	82	521328	476824
	Sin el Centro de Carga Conectado.	3569	291	1.00	0.8%			7	44504	

Tabla 5 Condiciones con el centro de carga conectado en media tensión Fuente: CFE Distribución División Centro Oriente

Los datos anteriores deben de ser determinados por CFE Distribución con el sistema que utilicen para el cálculo de los parámetros eléctricos de sus circuitos.

3.1.2 Estudio en Alta Tensión

Este estudio determina el comportamiento del sistema en Alta Tensión con la entrada en operación del Centro de Carga, así mismo se evalúa si dicha carga cambia o modifica lo publicado en el PRODESEN (Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico).

Se define las características específicas de la infraestructura requerida para realizar la Conexión del Centro de Carga de acuerdo con las NOMS vigentes y con las especificaciones técnicas generales que emita el CENACE autorizadas por la CRE y en ausencia de éstas, con las especificaciones del Transportista o Distribuidor para instalaciones similares

Para dicho estudio se debe de someter diferentes condiciones según amerite el caso. Se inicia con las condiciones actuales y se simulan los parámetros de sistema (voltaje, frecuencia, límites operativos, flujo de potencia, etc) con la entrada en operación del Centro de Carga.

Los siguientes datos muestran el estudio realizado por CFE Distribución para la conexión del Centro de Carga Empresa S.A. de C.V.

Condición Actual de la red de 115 kV para la Conexión del Centro de Carga Empresa S.A. de C.V.

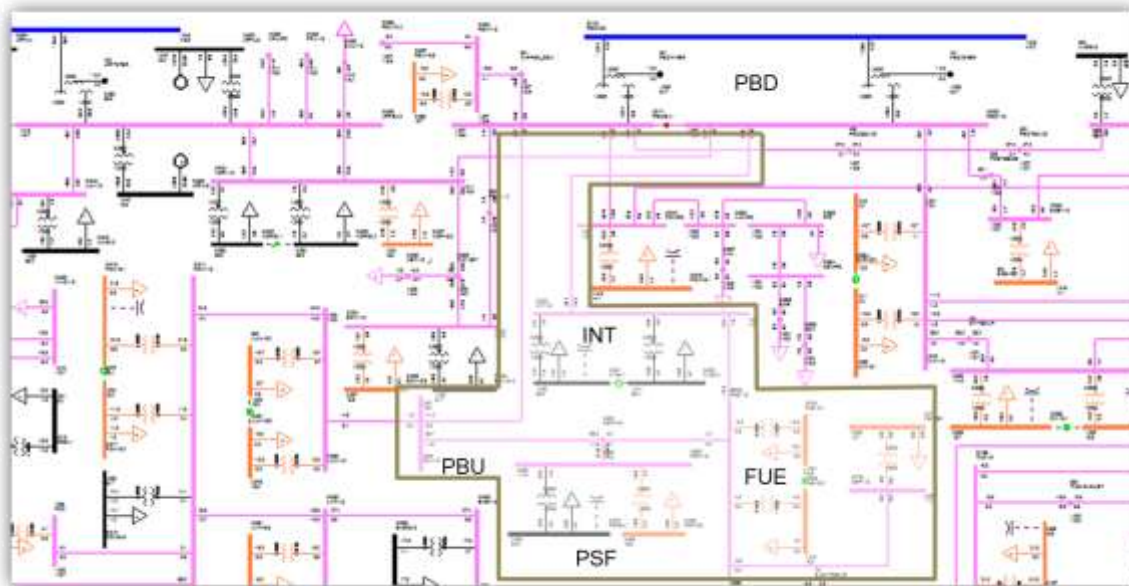


Figura 31 Condiciones actuales de la red de 115 kV Fuente: CFE Distribución División Centro Oriente

En el esquema anterior, se puede observar la Subestación Fuertes y la red de 115 kV del Sistema Eléctrico Nacional que interviene en la conexión del Centro de Carga Empresa S.A. de C.V.

Los parámetros del sistema en condiciones normales de operación se establecen en las siguientes tablas.

La demanda máxima coincidente de las Subestaciones involucradas				
Subestación	Banco	Voltaje	MVA	Demanda Coincidente MW
Industrial	INT-T1	115/34.5 kV	30	13.146
Industrial	INT-T2	115/34.5 kV	30	17.959
Fuertes	FUE-T1	115/13.8 kV	30	10.164
Fuertes	FUE-T2	115/13.8 kV	30	4.871
Puebla Uno SF6	PSF-T1	115/34.5 kV	30	24.9
Puebla Uno SF6	PSF-T2	115/13.8 kV	40	16.81
Centro Expositor	CEF	115/13.8 kV	6.5	0.82

Tabla 6 Condiciones de la demanda existente de las Subestaciones para la Conexión del Centro de Carga Fuente: CFE Distribución División Centro Oriente

Perdidas en las líneas de Transmisión en el nivel de voltaje de 115 kV

Nomenclatura de la línea	Flujo MW	Circuitos	Tipo	Perdidas MW	Factor de Carga	Factor de Potencia	Perdidas de Energía en MW/año
INT 73580 FUE	20.10	1	Aéreo	0.02	0.70	0.52	80.43
PBD 73160 INT	51.40	1	Aéreo	0.20	0.64	0.44	796.26
PBU 73180 FUE	16.37	1	Aéreo	0.01	0.62	0.42	32.52
FUE 73U00 CEF	0.8	1	Subterráneo	0.001	0.80	0.66	0.01
	88.90			0.23			909

Tabla 7 Parámetros de las líneas para la conexión del Centro de Carga condición existente Fuente: CFE Distribución División Centro Oriente

Condiciones con el Centro de Carga Empresa S.A. de C.V. conectado al punto de conexión S.E. Fuertes.



Figura 32 Red de 115 kV con el Centro de Carga nuevo conectado Fuente: CFE Distribución División Centro Oriente

La demanda máxima coincidente de las Subestaciones involucradas				
Subestación	Banco	Voltaje	MVA	Demanda Coincidente MW
Industrial	INT-T1	115/34.5 kV	30	13.146
Industrial	INT-T2	115/34.5 kV	30	17.959
Fuertes	FUE-T1	115/13.8 kV	30	10.164
Fuertes	FUE-T2	115/13.8 kV	30	4.871
Puebla Uno SF6	PSF-T1	115/34.5 kV	30	24.9
Puebla Uno SF6	PSF-T2	115/13.8 kV	40	16.81
Centro Expositor	CEF-T1	115/13.8 kV	6.5	0.82
Empresa S.A. de C.V.	EMP-T1	115/34.5 kV	10	6.2

Tabla 8 Condiciones de la demanda proyectada de las Subestaciones con la Conexión del Centro de Carga Fuente: CFE Distribución División Centro Oriente

Perdidas en las líneas de Transmisión en el nivel de voltaje de 115 kV

Nomenclatura de la línea		Flujo MW	Circuitos	Tipo	Perdidas MW	Factor de Carga	Factor de Potencia	Perdidas de Energía en MW/año
INT FUE	73580	20.10	1	Aéreo	0.02	0.70	0.52	80.43
PBD INT	73160	51.40	1	Aéreo	0.20	0.64	0.44	796.26
PBU FUE	73180	16.37	1	Aéreo	0.01	0.62	0.42	32.52
FUE CEF	73U00	0.8	1	Subterráneo	0.001	0.80	0.66	0.01
FUE73U70 EMP		0.62	1		0.001	0.64	0.44	0.24
		95.14			0.27			1068

Tabla 9 Parámetros de la red de 115 kV con la Conexión del Centro de Carga

Con los datos anteriores se puede hacer el comparativo de las perdidas actuales y la conexión del centro de carga en el sistema de 115 kV.

Sistema de 115 kV	Condición	Perdidas kW	Perdidas kWh/año	Incremento de perdidas kWh/año
	Normal	230	909000	159000
	Con el Centro de Carga	270	1068000	

Tabla 10 Resumen del incremento de pérdidas en el sistema de 115 kV

Con los datos obtenidos con las simulaciones de las condiciones actuales y con la conexión del Centro de Carga, se llega a las conclusiones de la infraestructura requerida y el impacto que tiene en el Sistema Eléctrico Nacional.

Para el caso de en la cuestión de las perdidas, se observa que hay una reducción en el sistema de 34.5 kV con un valor de 476824 kWh/año, y un incremento en el sistema de 115 kV es de 159000 kWh/año, por lo que el valor de pérdidas se ve reducido en 317824 kW/año en año.

Por lo que no se requiere alguna obra en la Red Nacional de Transmisión o Red General de Distribución adicional para la conexión del Centro de Carga.

Para el Centro de Carga se requiere construir las siguientes obras, bajo el cargo de Empresa S.A. de C.V.

- Línea aérea o subterránea aislada en 115 kV de aproximadamente 0.8 km de S.E. Fuertes a Empresa S.A. de C.V.
- Bahía y Alimentador en 115 kV en S.E. Empresa
- Bahía y Alimentador en 115 kV en S.E. Fuertes
- Instalación de sistema de tablero de línea y fibra óptica en S.E. Fuertes para servicio de Empresa S.A. de C.V.

3.2 Selección de la solución técnica más económica para la infraestructura requerida

Para escoger el tipo de instalación que se debe de proyectar como definitiva se debe tomar en cuenta el resultado de los estudios realizados y los requerimientos del cliente, para que la infraestructura cumpla con los requerimientos del sistema y las expectativas del usuario final.

La alternativa para realizar la obra específica, obtenida mediante los estudios por ser la más eficaz, en términos de confiabilidad y costos, para la atención de las necesidades de servicio del solicitante, y la cual debe ser ejecutada de acuerdo con las normas oficiales mexicanas o, a falta de ellas, de conformidad con las especificaciones técnicas del suministrador.

Para determinar la solución técnica más económica, se debe considerar:

- I. La distancia más corta entre el punto de conexión y el punto de suministro que implique el menor costo para prestar el servicio;
- II. La opción de tensión de suministro que, siendo viable técnicamente, que resulte de menor costo para el Centro de Carga;
- III. Los precios y cantidad de materiales, equipos y mano de obra equivalentes a los por utilizados en la zona, que resulten idóneos a los requeridos por el solicitante y que representen para éste el menor costo. En ningún caso podrán incluirse equipos adicionales ni refacciones destinadas al mantenimiento de la obra de que se trate por incorporarse al Sistema Eléctrico Nacional;
- IV. Las normas oficiales mexicanas aplicables a la construcción, operación y mantenimiento de las ampliaciones, modificaciones u obras específicas o, a falta de dichas normas, las especificaciones técnicas del suministrador, y
- V. La aplicación de criterios que garanticen la confiabilidad y estabilidad del sistema y la seguridad de las instalaciones.

Tomando en cuenta los preceptos anteriores, el tipo de infraestructura a determinarse son de dos tipos, Aérea y Subterránea.

La infraestructura se determina con los catálogos de obra específica publicados por la Comisión Reguladora de Energía, los cuales toman en cuenta al Catálogo de Precios.

El Catálogo de Precios es la lista de precios del suministrador que incluye precios unitarios por materiales, equipos, mano de obra, utilizada para el cálculo y determinación de los cargos por obra específica y por ampliación, aprobada por la Comisión Reguladora de Energía.

El área donde se construirá la obra específica es urbana y el tipo de suelo no es clasificado como zonas de riesgo, áreas arqueológicas o reservas naturales.

Existen torres autosoportadas que llevan 2 circuitos, los cuales entra y salen de la Subestación Fuertes, su diseño solo permite llevar dichos circuitos.

El nivel de cortocircuito en el bus de 115 kV de la Subestación Fuertes son: Trifásico 18.30 kA y Monofásico de 11.85 kV (Dato Publicado en Niveles de Cortocircuito de la Red Nacional de Transmisión 2016, 2019 y 2021 por el CENACE).

No se permite una conexión en Tap para la línea a proyectarse, conforme se determinó en los estudios realizados.

El calibre mínimo de conductor a considerarse en red aérea es de 795 ACSR con fibra óptica.

El calibre mínimo de conductor a considerarse en línea subterránea es de 1000 kcm aluminio con fibra óptica.

Por tratarse de un Centro de Carga que no es una carga especial como es el caso de hornos eléctricos, centros de carga con motores de más de 1000 kVA o que su carga ocasione oscilaciones subarmónicas o armónicas, no se requiere un estudio adicional de medición de la calidad de la energía.

Se debe considerar en el proyecto un cruce con las vías férreas, propiedad de Ferrocarriles Mexicanos a cargo de Ferrosur.

Se debe de cumplir con los permisos Federales, Estatales y municipales.

A pesar de que es un área urbana se debe de hacer el estudio de Impacto Ambiental y el Estudio de Impacto Social.

Por requerimientos del usuario por así convenir a sus intereses, el punto de medición para la facturación es el punto de conexión, siendo en la Subestación Fuertes.

Con las consideraciones anteriores, se realiza el croquis de la trayectoria para la línea aérea o subterránea y así hacer el comparativo de la solución técnica más económica.

3.2.1 Línea Aérea

Croquis de trayectoria.



Figura 33 Croquis de trayectoria de línea aérea propuesta

Alcance: En esta propuesta, se considera la ampliación de una bahía en el nivel de 115 kV dentro de la subestación para la colocación del alimentador, así mismo por compartir trayectoria con las líneas existentes que alimentan a la Subestación Fuertes, se debe considerar la colocación de 4 Postes Troncónicos de 4 circuitos y 3 de doble circuito tipo lindero.

El cable a considerar es de 795 ACSR y la línea con fibra óptica. Todo debe ser nuevo, dado que no se admiten empalmes.

Se debe considerar el retiro de las torres existentes que son 4 y el cable.

Concepto	Unidad	Cantidad	P.U.	Total
Un alimentador de 115 kV	PZA	1	\$3,363,523.09	\$3,363,523.09
Construcción línea 115 kV-2C-0.8 km-795 ACSR-PT	km	0.8	\$5,602,857.00	\$4,482,285.6
Construcción de línea 115 kV-1C-0.8 km 795 ACSR en PT	km	0.8	\$4,907,904.00	\$3,926,323.2
Retiro de 4 Torres Auto soportadas	PZA	4	\$79,897.00	\$319,588.00
Costo por libranzas y trabajos en Vivo			\$500,000.00	\$500,000.00
			Total	\$12,591,719.89

Tabla 11 Presupuesto de línea tipo aérea para el Centro de Carga Empresa S.A. de C.V Fuente: CFE Distribución División Centro Oriente

3.2.2 Línea Subterránea

Croquis de trayectoria



Figura 34 Croquis de trayectoria de línea subterránea propuesta

Alcance: En esta propuesta, no se requiere ningún tipo de retiro. Se considera la ampliación de la bahía de 115 kV para la instalación del alimentador de 115 kV, un solo circuito de línea subterránea y dos postes de transición.

Concepto	Unidad	Cantidad	P.U.	Total
Un alimentador de 115 kV	PZA	1	\$3,363,523.09	\$3,363,523.09
Construcción línea 115 kV-1C-0.8 km-1000 AWG-AL-XLP	km	0.8	\$11,665,713.60	9,332,570.88
Instalación de poste de transición 115 kV	PZA	2	\$1,422,101.28	\$2,844,202.57
			Total	\$15,540,296.54

Tabla 12 Presupuesto de línea tipo subterranea para el Centro de Carga Empresa S.A. de C.V Fuente: CFE Distribución División Centro Oriente

Nota. - No es alcance de este trabajo presentar los costos detallados de la subestación particular, derivado a que los precios es por parte del Centro de Carga, sin embargo por las características de la subestación que se requiere tiene un costo aproximado de 57 millones de pesos.

Para la elección del tipo de instalación para la conexión del centro de carga se debe de tomar las condiciones de construcción siguientes, por la importancia de las instalaciones. Derivado a que los requerimientos constructivos y los operativos se deben de coordinar para la realización de las obras necesarias.

Tipo de instalación	Requerimientos constructivos	Ventaja	Desventaja
Línea Aérea	Libranza por el periodo constructivo para el retiro de las instalaciones existentes y la instalación de los nuevos postes troncocónicos. El periodo de entrega de los postes troncocónicos es de 6 meses. Las libranzas se deben de coordinar con CFE Transmisión y CENACE.	El presupuesto es más económico. La construcción se estima en 8 meses.	Por la libranza que se requiere durante la etapa constructiva, se debe de transferir toda la carga de la subestación a las subestaciones cercanas. Así mismo al librar las líneas existentes, se abre el anillo de la red de 115 kV del Sistema Eléctrico del Estado de Puebla. La primera condición pone en riesgo por un periodo prolongado las instalaciones de la RGD y para la segunda condición pone en estado N-1 al sistema de la RNT por un periodo largo. Ambas condiciones no se pueden admitir como consecuencia de la conexión del Centro de Carga, derivado a que las pérdidas económicas por una falla en el sistema sobrepasarían el costo de la obra.
Línea Subterránea	Se requiere que la entrega de los postes de transición y el cable de potencia debe de ser de 6 meses. Las libranzas se deben de coordinar con CFE Transmisión y CENACE.	El costo es más alto en comparación de la línea aérea. No se requiere ninguna condición especial que afecte el sistema eléctrico en la RGD o RNT.	El periodo de construcción es de 10 meses. Se requiere cumplir la normatividad de la SCT para el cruce subterráneo en la vía férrea.

Tabla 13 Comparativa de la instalación de línea tipo aérea y subterránea

De la tabla comparativa anterior se requiere la revisión de las interrupciones que presentan cada uno de los tipos de instalación aérea y subterránea en la zona donde se construirá la línea. Lo cual proporcionara la información para determinar la confiabilidad del tipo de instalación a elegir.

La siguiente tabla muestra un histórico de interrupciones del año 1998 a 2016.

No.	LINEA	Cantidad de Interrupciones	Tipo de instalación
1	PBD-73630-AMZ	14	AEREA
2	TCL-73820-BGB	12	AEREA
3	PDM-73330-SOS	12	AEREA
4	TCL-73560-ORT	6	AEREA
5	PBD-73190-PDM	5	AEREA
6	GAN-73020-CIY	4	AEREA
7	PBD-73160-INT	2	AEREA
8	VSE-73360-AGA	2	AEREA
9	TCL-73010-GAN	2	AEREA
10	CIY-73620-BGB	2	AEREA
11	PDM-73S40-ORT	2	AEREA
12	TCL-73980-GAN	3	AEREA
13	PBD-73890-GAN	1	AEREA
14	TCL-73380-VSE	1	AEREA
15	PBD-73190-ORT	1	AEREA
16	INT-73580-FUE	1	AEREA
17	FUE-73U00-CEF	0	SUBTERRANEA

Tabla 14 Histórico de interrupciones de líneas de 115 kV en la Zona de la obra Fuente: CFE
Distribución División Centro Oriente

Conforme al costo de las líneas y por las condiciones para la construcción de ambas, el comportamiento del número de interrupciones, a pesar de que las líneas aéreas presentan un desempeño aceptable, la única instalación de tipo subterráneo se observa que no ha presentado ninguna interrupción, por lo que se determinó que la solución técnica más económica es la construcción de la línea subterránea para la conexión del Centro de Carga para la Empresa S.A. de C.V.

3.3 Proyecto de Línea para la Conexión del Centro de Carga a la Red Nacional de Transmisión

El proyecto L.T. FUE-EMP, está integrado por una línea de Transmisión, que se localiza en el estado de Puebla, totalizando las cifras:

Línea de Transmisión de 0.8 km y 0.8 km de circuito subterráneo 3F4H.

El proyecto de la Línea de Transmisión (L.T.) de la Empresa S.A. de C.V., conforme a las instalaciones actuales, CFE Distribución determino que el alcance la obra subterránea son los siguientes conceptos:

- Un alimentador en Subestación Fuertes en nivel de tensión de 115 kV.
- Construcción de Línea Subterránea de 0.8 km conformada por un circuito de cable XLP 1000 kcm aluminio.
- Instalación de equipos de medición para facturación y tablero PCyM (Protecciones, Control y Medición) en Subestación Fuertes.

Los conceptos para la integración del proyecto son: Actividades Previas (incluye estudios, permisos y desarrollo de ingeniería básica, ingeniería de detalle, construcción de obra, supervisión, realización de pruebas preoperativas y puesta en servicio.

Las obras específicas a realizar en esta línea de Transmisión consisten en lo siguiente:

- Suministro e instalación de alimentador en nivel de 115 kV.
- Ampliación en una bahía de 115 kV en Subestación Fuertes.
- Construcción de Línea Subterránea 3F4H en 1000 AL XLP.
- Suministro en instalación de poste de troncocónico de transición para un circuito.
- Suministro e instalación de Fibra Óptica de 36 fibras ADSS.

Derivado a que la integración del proyecto es un expediente que debe de cumplir con permisos y anuencias de los 3 órganos de gobierno (municipales, estatales y federales), las normas de construcción de CFE Distribución y las específicas propias del proyecto, no se describirán cada uno de ellos, pero se presentara los planos de planta y perfil del mismo con la finalidad de mostrar el alcance.

Plano de Planta.- Muestra la trayectoria y características del proyecto en distancias y obra civil y electromecánica.

Plano de Perfil: Muestra la disposición de los elementos y las distancias a las cuales se ubicaran en el proyecto.

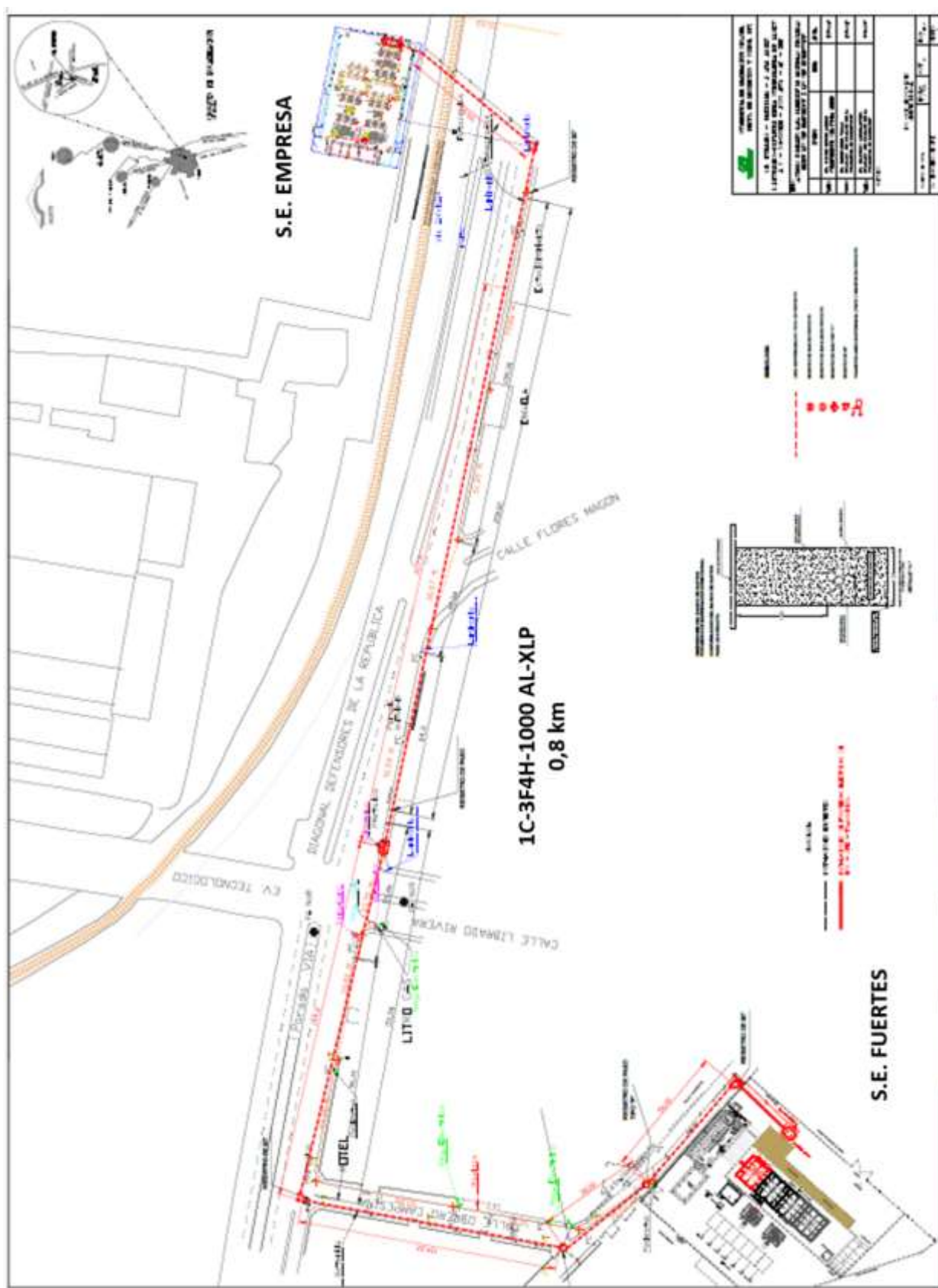
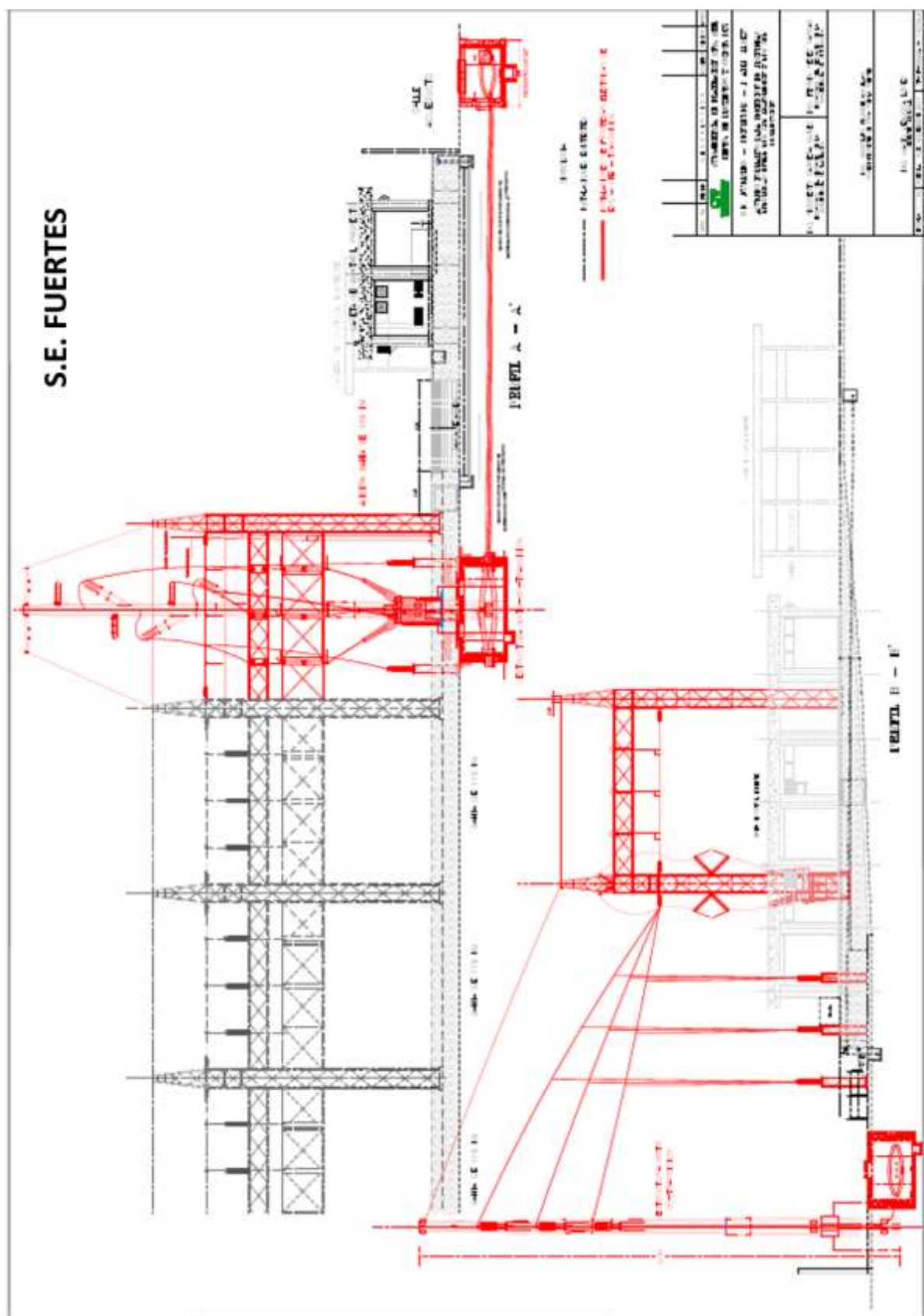


Figura 35 Plano de Planta de L.T. FUE-EMP



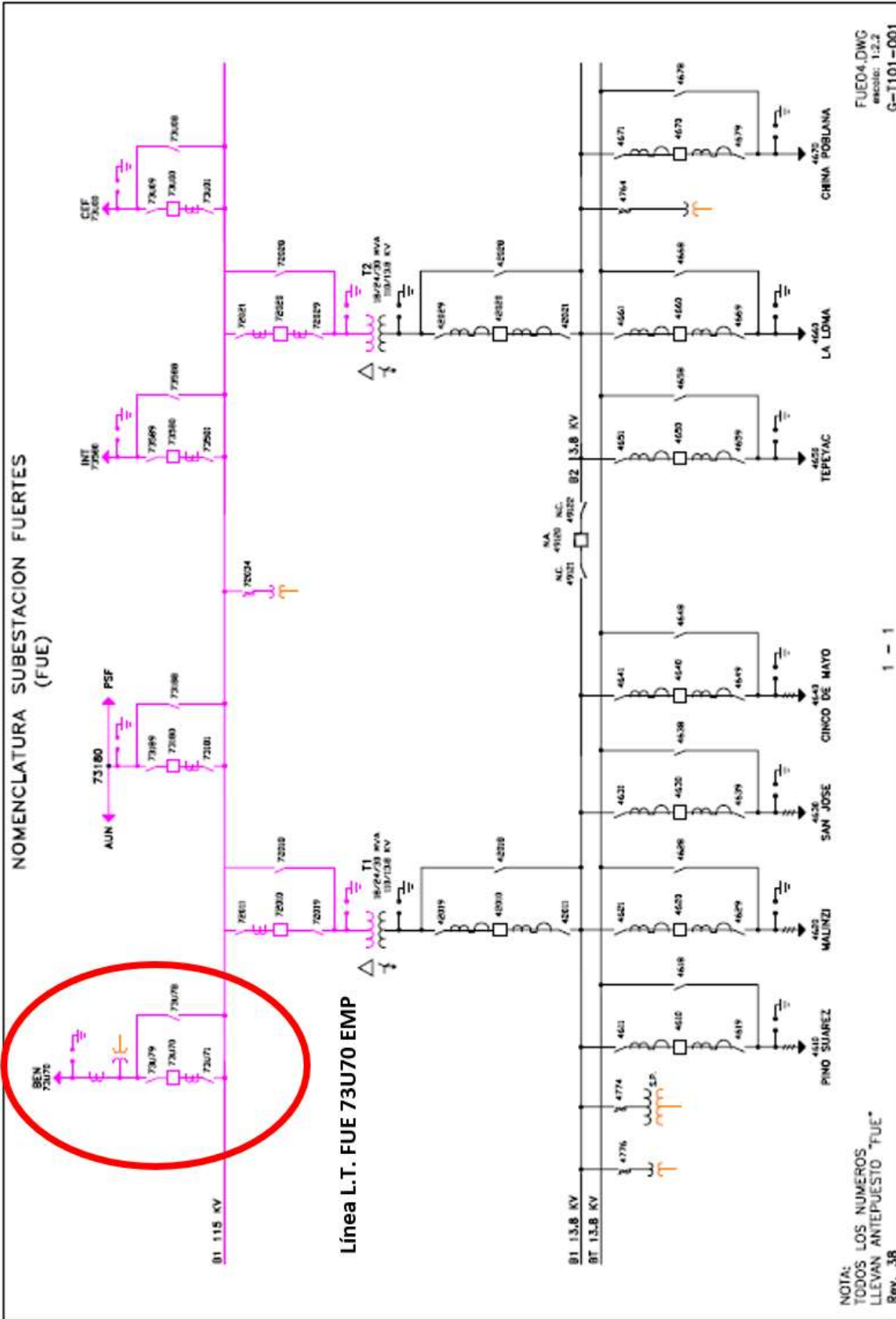


Figura 38 Diagrama Unifilar de S.E. Fuertes

Capítulo 4

Evaluación de Beneficios del Cambio del Nivel de Voltaje de Media a Alta Tensión

4.1 Beneficio Económico: Cambio de Tarifa

La venta de energía eléctrica se rige por la Ley de la Industria Eléctrica, su Reglamento, el Manual de Servicio al Público en Materia de Energía Eléctrica y las tarifas que aprueba la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, misma que con la participación de las Secretarías de Energía de Comercio y Fomento Industrial y la propuesta de la Comisión Reguladora de Energía y los Suministradores, fija las tarifas, su ajuste o reestructuración, de manera que tiendan a cubrir las necesidades financieras y las de ampliación del Servicio Público y el racional consumo de energía.

Dichas tarifas son las cuotas que aplicara CFE Suministrador de Servicios Básicos a sus clientes por el servicio eléctrico y se integran por los cargos asociados a las Tarifas Reguladas de Transmisión, Distribución, Operación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), operación del Suministrador de Servicios Básicos y Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), además del costo de la energía, potencia y Certificados de Energías Limpias (CEL) necesarios para atender la demanda de los usuarios del Suministro Básico.

La Comisión Reguladora de Energía emite tarifas eléctricas basadas en costos, con los objetivos de cumplir con los principios de competencia y eficiencia que emanan de la Ley de la Industria Eléctrica, así como proteger los intereses de los usuarios.

Existen diferentes tipos de tarifas, las cuales se clasifican según el tipo de uso y nivel de tensión. Para el caso de los Centros de Carga en Media Tensión se tienen 2 tipos, las cuales son:

Gran Demanda en Media Tensión Ordinaria GDMTO

Esta tarifa se aplica a los servicios que destinan el servicio de la energía eléctrica a cualquier uso, suministrados en Media Tensión, con una demanda menor a 100 kW.

El cargo por esta tarifa está integrado por los cargos por Transmisión, Distribución, Operación del CENACE, Operación del Suministrador Básico, Servicios Conexos No incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista, Energía y Capacidad.

La demanda que contrata el usuario final la fijara el mismo, su valor no es menor del 60% de la carga total conectada, ni menor de 10 kilowatts o la capacidad del mayor motor o aparato instalado.

En el caso de que el 60% de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, solo se tomara como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de 90%.

El cargo por demanda se medirá y se comparará con respecto a la demanda contratada, lo cual el cargo se hará conforme al Acuerdo A/058/2017 publicado por la Comisión Reguladora de Energía.

Gran Demanda en Media Tensión Horaria GDMTH

Esta tarifa se aplica a los servicios que destinan la energía eléctrica a cualquier uso, suministrados en Media Tensión, con una demanda igual o mayor a 100 kW.

El cargo por esta tarifa está integrado por los cargos por Transmisión, Distribución, Operación del CENACE, Operación del Suministrador Básico, Servicios Conexos No incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista, Energía y Capacidad.

La demanda contratada la fijará inicialmente el usuario; su valor no será menor del 60% de la carga total conectada, ni menor de 100 kilowatts o la capacidad del mayor motor o aparato instalado.

En el caso de que el 60% de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, solo se tomara como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de 90%.

El cargo por la energía consumida se medirá conforme a 3 tipos de horarios indicado en Acuerdo A/058/2018, los cuales son:

- Periodo Punta
- Periodo Intermedio
- Periodo Base

El cargo por demanda se medirá y se comparará con respecto a la demanda contratada, lo cual el cargo se hará conforme al Acuerdo A/058/2017 publicado por la Comisión Reguladora de Energía.

Para los Centros de Carga en Alta Tensión se tienen dos tipos de tarifas, las cuales son:

Demanda Industrial en Subtransmisión DIST

Esta tarifa se aplica a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en Alta Tensión, nivel subtransmisión, y que por las características de utilización de la demanda se solicite inscribirse en esta tarifa, su vigencia es mínima de un año.

El cargo por esta tarifa está integrado por los cargos por Transmisión, Distribución, Operación del CENACE, Operación del Suministrador Básico, Servicios Conexos No incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista, Energía y Capacidad.

La demanda contratada la fijará inicialmente el usuario; su valor no será menor del 60% de la carga total conectada, ni menor a la capacidad del mayor motor o aparato instalado.

En el caso de que el 60% de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, solo se tomara como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de 90%.

El cargo por la energía consumida se medirá conforme a 4 tipos de horarios indicado en Acuerdo A/058/2018, los cuales son:

- Periodo Punta
- Periodo Semipunta
- Periodo Intermedio
- Periodo Base

El cargo por demanda se medirá y se comparará con respecto a la demanda contratada, lo cual el cargo se hará conforme al Acuerdo A/058/2017 publicado por la Comisión Reguladora de Energía.

Demanda Industrial en Transmisión DIT

Esta tarifa se aplica a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en Alta Tensión, nivel Transmisión, y que por las características de utilización de la demanda se solicite inscribirse en esta tarifa, su vigencia es mínima de un año.

El cargo por esta tarifa está integrado por los cargos por Transmisión, Distribución, Operación del CENACE, Operación del Suministrador Básico, Servicios Conexos No incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista, Energía y Capacidad.

La demanda contratada la fijará inicialmente el usuario; su valor no será menor del 60% de la carga total conectada, ni menor a la capacidad del mayor motor o aparato instalado.

En el caso de que el 60% de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, solo se tomara como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de 90%.

El cargo por la energía consumida se medirá conforme a 4 tipos de horarios indicado en Acuerdo A/058/2018, los cuales son:

- Periodo Punta
- Periodo Semipunta
- Periodo Intermedio
- Periodo Base

El cargo por demanda se medirá y se comparará con respecto a la demanda contratada, lo cual el cargo se hará conforme al Acuerdo A/058/2017 publicado por la Comisión Reguladora de Energía.

El Centro de Carga de Empresa S.A. de C.V., tiene un contrato vigente en Media Tensión, en tarifa GMTH con una demanda contratada de 5088 kW. Para lo cual se solicitó a CFE Distribución y CFE Suministros Básicos una tabla comparativa del consumo de los últimos 2 años y el pago realizado. Lo anterior para visualizar cuantitativamente el pago comparativo del consumo de energía actual y el proyectado en ese tiempo.

Periodo de Facturación (aamm)	Consumo de Energía kWh	Pago \$ (MXN) Miles Tarifa GDMTH	Pago \$ (MXN) Miles Tarifa DIST	Diferencia	Diferencia Anual
1601	2559763	\$3,434,022.00	\$3,194,732.00	\$239,290.00	\$ 3,509,855.00
1602	2466276	\$3,606,592.00	\$3,340,570.00	\$266,022.00	
1603	2522088	\$3,478,224.00	\$3,230,398.00	\$247,826.00	
1604	2630602	\$3,648,398.00	\$3,113,627.00	\$534,771.00	
1605	2603815	\$3,243,139.00	\$2,904,195.00	\$338,944.00	
1606	2569334	\$3,349,127.00	\$3,003,720.00	\$345,407.00	
1607	2470744	\$3,443,835.00	\$3,161,202.00	\$282,633.00	
1608	2705745	\$3,853,031.00	\$3,555,679.00	\$297,352.00	
1609	2387662	\$3,719,448.00	\$3,403,103	\$316,345.00	
1610	2644841	\$4,050,456.00	\$3,989,061.00	\$61,395.00	
1611	2595424	\$4,474,053.00	\$4,175,178.00	\$298,875.00	
1612	2428538	\$4,356,031.00	\$4,075,036.00	\$280,995.00	
1701	2671456	\$4,895,435.00	\$4,579,269.00	\$316,166.00	\$ 4,656,883.00
1702	2463298	\$4,873,309.00	\$4,533,881.00	\$339,428.00	
1703	2821408	\$6,098,842.00	\$5,753,282.00	\$345,560.00	
1704	2659707	\$5,340,620.00	\$4,761,372.00	\$579,248.00	
1705	2885224	\$5,195,536.00	\$4,751,997.00	\$443,539.00	
1706	2712185	\$4,912,842.00	\$4,502,529.00	\$410,313.00	
1707	2578437	\$4,637,364.00	\$4,241,085.00	\$396,279.00	
1708	2535146	\$4,485,877.00	\$4,089,548.00	\$396,329.00	
1709	2409202	\$4,252,995.00	\$3,876,004.00	\$376,991.00	
1710	2707531	\$4,762,219.00	\$4,356,142.00	\$406,077.00	
1711	2645596	\$5,080,874.00	\$4,764,564.00	\$316,310.00	
1712	2494696	\$4,626,163.00	\$4,295,520.00	\$330,643.00	
1801	2759183	\$4,444,709.00	\$3,913,604.00	\$531,105.00	\$ 8,057,091.00
1802	2597194	\$4,651,065.00	\$3,669,110.00	\$981,955.00	
1803	2760042	\$5,280,464.00	\$4,306,355.00	\$974,109.00	
1804	2788025	\$5,727,299.00	\$4,721,706.00	\$1,005,593.00	
1805	2882403	\$6,246,620.00	\$5,280,839.00	\$965,781.00	
1806	2703011	\$6,411,850.00	\$5,501,120.00	\$910,730.00	
1807	2303364	\$6,091,763.00	\$5,271,377.00	\$820,386.00	
1808	2492848	\$7,236,826.00	\$6,305,279.00	\$931,547.00	
1809	2322289	\$7,700,238.00	\$6,764,353.00	\$935,885.00	
Total		\$157,609,266.00	\$141,385,437.00	\$16,223,829.00	

Tabla 15 Comparativo de pago de tarifa GDMTH y DIST

De la tabla 15, se puede observar que hay un beneficio económico en el pago del mismo consumo de energía. Lo anterior se deriva a que principalmente la transformación de Alta a Media Tensión se hace por parte del usuario final o Centro de Carga y además el uso de la Red General de Distribución se libera.

4.2 Evaluación Económica del Proyecto

La evaluación económica del proyecto es un conjunto de técnicas para tomar decisiones de índole económico en el ámbito industrial o de inversión, considerando el valor del dinero a través del tiempo.

Para determinar que un proyecto es económicamente viable se deben tener parámetros que puedan medir el rendimiento o beneficio de una inversión monetaria, los cuales se llaman indicadores de rentabilidad.

En los proyectos eléctricos conforme a la Norma de Distribución Construcción de Sistemas Subterráneos en el apartado CFE-AT-DP de CFE Distribución, presenta los datos para evaluar la rentabilidad del proyecto. Se hace calculando el Valor Presente Neto de los ingresos y egresos, la Tasa Interna de Retorno del Proyecto (TIR) y la relación Beneficio/Costo (B/C). Por lo que se describe cada parámetro.

Tasa Interna de Retorno: Es aquella para la cual se iguala el valor presente de los costos y el valor presente de los beneficios tomando como periodo la vida útil del proyecto.

Valor Presente Neto: Es el valor actualizado de los beneficios y costos, a una tasa de descuento que refleje el costo de oportunidad del capital involucrado en el proyecto.

Relación Beneficio/Costo: Es el cociente del valor actualizado de los beneficios, descontando el costo de operación, mantenimiento, gastos y del valor actualizado de los costos de inversión.

Los parámetros o criterios mencionados tienen relación entre si y para determinar que un proyecto es viable o beneficioso, se deben cumplir las siguientes condiciones:

$$TIR > Tasa\ de\ Descuento$$

$$VPN > 0$$

$$B/C \Rightarrow 0$$

Para el caso de proyectos de Alta Tensión, el análisis de rentabilidad o beneficio, se considera una Tasa de Descuento del 10% y una vida útil de los proyectos de 30 años para líneas y subestaciones y 15 años para elementos de compensación reactiva.

También para el caso de Centros de Carga en Media Tensión que decidan cambiar el nivel de voltaje de suministro en Alta Tensión, tienen un reembolso contemplado en el Reglamento

de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en Materia de Aportaciones y los Criterios y Bases para Determinar y Actualizar el Monto de las Aportaciones.

El reembolso se puede dar en tres formas, la cual la elegirá el solicitante:

- Compensación por facturación del servicio
- Compensación a cuenta de otras aportaciones, y
- En efectivo, cuando se agotan las dos opciones anteriores.

EL criterio 6.7 de los Criterios y Bases para Determinar y Actualizar el Monto de las Aportaciones indica lo siguiente:

6.7. Reembolso por cambio de suministro de Media Tensión a Alta Tensión.

Cuando un usuario titular de un contrato de servicio en media tensión convenga con el suministrador que dicho servicio sea proporcionado en alta tensión, el suministrador reembolsará a petición del usuario, el 75% del precio de \$/kVA de alta a media tensión del cargo general vigente a la fecha del cambio de contrato por concepto de la capacidad de transformación que deje disponible en la subestación de distribución donde se encuentra conectado. Este reembolso se sujetará a lo establecido en el Capítulo 6 de estos Criterios y Bases.

4.3 Determinación de los parámetros económicos del proyecto

Como se observó en el tema anterior, los parámetros económicos para la evaluación del proyecto, se tienen tres tipos principales, los cuales son:

Tasa Interna de Retorno: Es aquella para la cual se iguala el valor presente de los costos y el valor presente de los beneficios tomando como periodo la vida útil del proyecto.

$$TIR = \sum_{t=0}^n \frac{Fn_t}{(1+i)^n} - P \quad 4.1$$

Donde:

Fn Flujo Neto de Efectivo en el año t

i Tasa interna de rendimiento

t Numero de años a evaluar

P Costo inicial del proyecto o inversión inicial

Valor Presente Neto: Es el valor actualizado de los beneficios y costos, a una tasa de descuento que refleje el costo de oportunidad del capital involucrado en el proyecto.

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{(B_t - C_t)}{(1+r)^t} \quad 4.2$$

Donde:

B_t Beneficios en el año t

C_t Costo en el año t

r Tasa de retorno o interes

t Numero de años a evaluar

Relación Beneficio/Costo: Es el cociente del valor actualizado de los beneficios, descontando el costo de operación, mantenimiento, gastos y del valor actualizado de los costos de inversión.

$$B/C \Rightarrow 0$$

Con la información de la demanda contratada del servicio y con la aplicación del criterio 6.7 de los Criterios y Bases para Determinar y Actualizar el Costo de las Aportaciones, se puede calcular el reembolso para el Centro de Carga Empresa S.A. de C.V. como parte del beneficio por el cambio de tarifa GDMTH a DIST.

Para ello se realizó la consulta del costo del cargo por ampliación al mes de septiembre del 2018 de la página de Comisión Federal de Electricidad, como se muestra en la siguiente figura

Tipo Areas	(\$/kVA) Costo del kilovolt ampere de capacidad de transformación
URBANA/RESIDENCIAL	\$1,728.00
URBANA/INDUSTRIAL	\$1,728.00
RURAL	\$2,027.00
ENCAPESADA EN SF6	\$2,362.00

NOTA:
ESTOS COSTOS NO INCLUYEN IVA.

Figura 39 Costo del Cargo por Ampliación al mes de septiembre del 2018 Fuente: www.cfe.gob.mx

Por lo que el reembolso esperado para el Centro de Carga de la Empresa S.A. de C.V., considerando que la S.E. Fuertes es del tipo Urbana/Residencial, se tiene con el siguiente calculo:

$$Reembolso = 75\% * Demanda_{contratada} * Cargo\ por\ Ampliación$$

$$Reembolso = 75\% * 5088\ kW * 1728\ \$/kW$$

$$Reembolso = \$ 6,594,048.00\ mas\ IVA$$

Para el caso de determinar el costo de operación y mantenimiento de la Subestación Empresa S.A. de C.V., se considera como valor tipo el 1% del costo de la obra anualizado.

El valor del costo de los estudios y permisos para construcción la obra determinada en el capítulo 3, se estableció en \$2,3000,000.00.

Con los datos recabados, se puede hacer el siguiente cuadro de datos para el cálculo de los parámetros económicos para la evaluación del proyecto.

Concepto	Unidad	Valor	Signo
Inversión Inicial Obra Especifica	\$	15,540,296.54	-
Costo de Estudios y Permisos	\$	2,300,000.00	-
Costo de S.E. Empresa S.A. de C.V.	\$	57,000,000.00	-
Beneficio cambio de Tarifa anual	\$	8,000,000.00	+
Reembolso por el cambio de Tarifa	\$	6,594,048.00	+
Costo de Operación y Mantenimiento de S.E. Empresa	\$	570,000.00	-
Ahorro por interrupción	\$	400,000.00	+
Vida útil del proyecto	Años	30	
Tasa de interés	%	10	

Tabla 16 Datos para el cálculo de los valores del VPN, TIR y B/C

Inversión y beneficio inicial		Beneficio anualizado			Ct Costo Total (C.)	VPN C	Ct Acumulado	Bt Beneficio Total (B)	VPN B	Bt Acumulado	Flujo Neto de Efectivo a VPN	Flujo de Efectivo
Año	Inversión Obra LT FLE EMP	Inversión Inicial Subestación EMP	Costo de Operación y Mantenimiento	Costo de Estudios y Permisos								
0	\$15,540,296.54	\$ 57,000,000.00	\$2,300,000.00		\$6,594,048.00			\$ 74,840,296.54	\$ 518,181.82	\$ 75,358,478.36	\$ 6,594,048.00	\$ -68,246,248.54
1			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00	\$ 570,000.00	\$ 471,074.38	\$ 75,829,552.74	\$ 8,400,000.00	\$ 7,830,000.00
2			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00	\$ 570,000.00	\$ 428,249.44	\$ 76,257,802.17	\$ 8,400,000.00	\$ 7,830,000.00
3			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00	\$ 570,000.00	\$ 389,317.67	\$ 76,647,119.84	\$ 8,400,000.00	\$ 7,830,000.00
4			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00	\$ 570,000.00	\$ 353,925.15	\$ 77,001,045.00	\$ 8,400,000.00	\$ 7,830,000.00
5			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00	\$ 570,000.00	\$ 321,750.14	\$ 77,322,795.14	\$ 8,400,000.00	\$ 7,830,000.00
6			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00	\$ 570,000.00	\$ 292,500.13	\$ 77,615,295.27	\$ 8,400,000.00	\$ 7,830,000.00
7			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00	\$ 570,000.00	\$ 265,909.21	\$ 77,881,204.47	\$ 8,400,000.00	\$ 7,830,000.00
8			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00	\$ 570,000.00	\$ 241,735.64	\$ 78,122,940.12	\$ 8,400,000.00	\$ 7,830,000.00
9			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00	\$ 570,000.00	\$ 219,759.67	\$ 78,342,699.79	\$ 8,400,000.00	\$ 7,830,000.00
10			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00	\$ 570,000.00	\$ 199,781.52	\$ 78,542,481.31	\$ 8,400,000.00	\$ 7,830,000.00
11			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00	\$ 570,000.00	\$ 181,619.57	\$ 78,724,100.88	\$ 8,400,000.00	\$ 7,830,000.00
12			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00	\$ 570,000.00	\$ 165,108.70	\$ 78,889,209.58	\$ 8,400,000.00	\$ 7,830,000.00
13			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00	\$ 570,000.00	\$ 150,098.81	\$ 79,039,308.39	\$ 8,400,000.00	\$ 7,830,000.00
14			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00	\$ 570,000.00	\$ 136,453.47	\$ 79,175,761.86	\$ 8,400,000.00	\$ 7,830,000.00
15			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00	\$ 570,000.00	\$ 124,048.61	\$ 79,299,810.47	\$ 8,400,000.00	\$ 7,830,000.00
16			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00	\$ 570,000.00	\$ 112,771.46	\$ 79,412,581.93	\$ 8,400,000.00	\$ 7,830,000.00
17			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00	\$ 570,000.00	\$ 102,519.51	\$ 79,515,101.44	\$ 8,400,000.00	\$ 7,830,000.00
18			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00	\$ 570,000.00	\$ 93,199.55	\$ 79,608,300.99	\$ 8,400,000.00	\$ 7,830,000.00
19			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00	\$ 570,000.00	\$ 84,726.87	\$ 79,693,027.86	\$ 8,400,000.00	\$ 7,830,000.00
20			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00	\$ 570,000.00	\$ 77,024.43	\$ 79,770,052.29	\$ 8,400,000.00	\$ 7,830,000.00
21			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00	\$ 570,000.00	\$ 70,022.20	\$ 79,840,074.49	\$ 8,400,000.00	\$ 7,830,000.00
22			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00	\$ 570,000.00	\$ 63,656.55	\$ 79,903,731.04	\$ 8,400,000.00	\$ 7,830,000.00
23			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00	\$ 570,000.00	\$ 57,869.59	\$ 79,961,600.63	\$ 8,400,000.00	\$ 7,830,000.00
24			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00	\$ 570,000.00	\$ 52,608.72	\$ 80,014,209.35	\$ 8,400,000.00	\$ 7,830,000.00
25			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00	\$ 570,000.00	\$ 47,826.11	\$ 80,062,035.46	\$ 8,400,000.00	\$ 7,830,000.00
26			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00	\$ 570,000.00	\$ 43,478.28	\$ 80,105,513.74	\$ 8,400,000.00	\$ 7,830,000.00
27			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00	\$ 570,000.00	\$ 39,525.71	\$ 80,145,039.45	\$ 8,400,000.00	\$ 7,830,000.00
28			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00	\$ 570,000.00	\$ 35,932.46	\$ 80,180,971.91	\$ 8,400,000.00	\$ 7,830,000.00
29			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00	\$ 570,000.00	\$ 32,665.88	\$ 80,213,637.79	\$ 8,400,000.00	\$ 7,830,000.00
30			\$ 570,000.00			\$ 8,000,000.00	\$400,000.00					
Tasa 10%									\$80,213,637.79		\$85,780,129.52	
											\$ 5,566,491.74	\$ 5,566,491.74

VPN

TIR

B/C

10%

10.97%

1.07

Tabla 17 Parámetros de VPN, TIR y B/C del proyecto

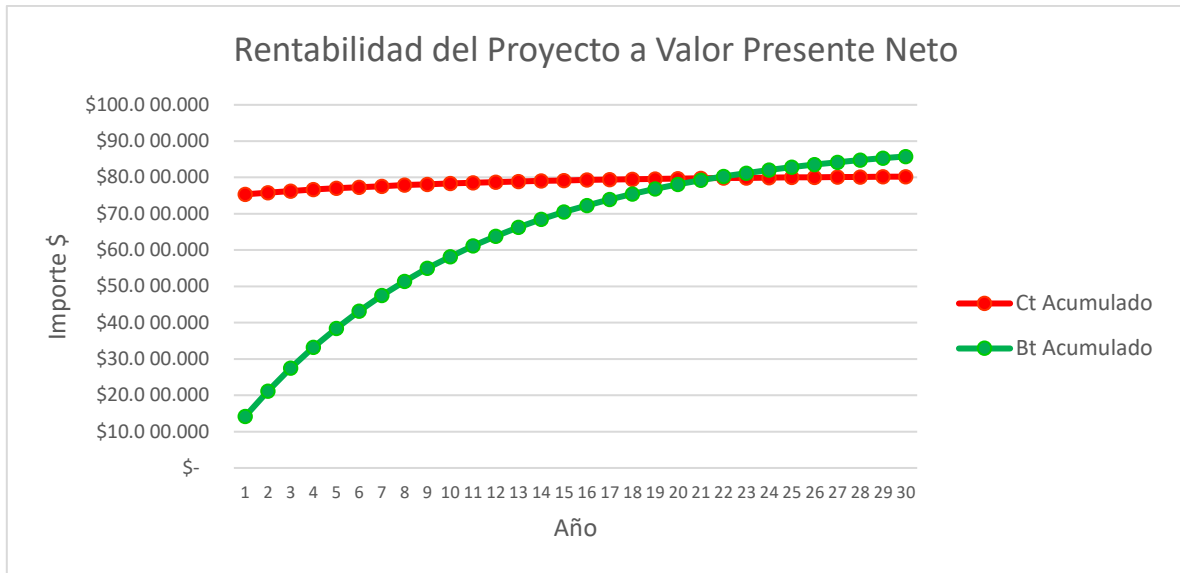


Figura 40 Grafica Costo-Beneficio

Se puede observar en la gráfica de la figura 40, que el proyecto es rentable en el año 22.

Resumiendo los indicadores, se cumple lo siguiente:

$$VPN > 0; VPN \text{ calculado } \$ 5,566,491.74$$

$$TIR > Tasa \text{ de Descuento}; TIR 10.97 > Tasa \text{ descuento de } 10\%$$

$$\frac{B}{C} > 0; \frac{B}{C} = 1.07$$

Por lo que el proyecto lo hace viable para su ejecución.

Conclusiones

De la revisión de la factibilidad del cambio de nivel de tensión para un Centro de Carga cuya demanda sea igual o superior a 4 MVA, se observa que se debe tener todos los datos de consumos y demanda de la tarifa en media tensión a la cual este contratado. Dado que dichos datos son importantes para la proyección del pago en la tarifa de Alta Tensión.

Así mismo, la ubicación geográfica del Centro de Carga determina el tipo de instalación a proyectar como los estudios y permisos necesarios para cuantificar la dimensión y costos de la obra específica a construir para alimentar al mismo.

Para el caso en particular que se analizó, el Centro de Carga tiene una demanda proyectada de 6000 kW y un consumo promedio anual de energía de 30.64 GWh. Lo cual lo hizo un candidato potencial del cambio de nivel de Tensión de Media a Alta.

Al analizar los datos de interrupciones sufridas por el Centro de Carga Empresa S.A. de C.V. se observó que al menos ha tenido 1 interrupción anual, lo cual le causaba un costo de \$ 400,000.00 más IVA, dado que tenía que reactivar su producción después de 1 hora, por lo que se hacía importante la confiabilidad del suministro de energía eléctrica.

Para la parte de la rentabilidad del proyecto, se observó que generaba beneficios a partir del año 22, a pesar de que es viable, el tiempo para el cual la inversión inicial se hacía benéfica es a largo plazo. Sin embargo los datos con los cuales se analizó se mantuvieron constantes, pero derivado al crecimiento de la fábrica, el beneficio puede aumentar, dado que el consumo de energía y demanda crecerá en igual proporción, y como se observó, los costos de demanda y energía se ven favorecidos con la reforma energética y la apertura del Mercado Eléctrico Mayorista.

La factibilidad del cambio en el nivel de tensión de un Centro de Carga que esté conectado en Media Tensión y desee mudar al suministro en Alta Tensión, se requiere que el consumo y demanda tenga un crecimiento en el corto plazo, como se mostró en los resultados de los indicadores económicos del VPN, TIR y B/C que en el caso particular de este trabajo, si cumplieron la rentabilidad pero en el largo plazo. Pero la parte que además de la rentabilidad del proyecto fue atractiva para el Centro de Carga, es la operativa, donde con el cambio del nivel de tensión la expectativa de interrupciones fue nula, lo cual le brindaba una alta confiabilidad en la continuidad del servicio de energía eléctrica.

El inversionista generalmente busca un servicio de energía eléctrica continuo y sin interrupciones, que cumplan con la calidad de energía esperada conforme a la normatividad vigente. El sistema en Alta Tensión brinda cubre dicha expectativa con resultados confiables, pero ello lleva a un costo que tiene un retorno de la inversión a largo plazo.

Bibliografía

- [1] Ley de la Industria Eléctrica, publicación 11 de agosto de 2014 Diario Oficial de la Federación.
- [2] Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, publicación 31 de octubre de 2014 Diario Oficial de la Federación.
- [3] Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en Materia de Aportaciones, publicación 31 de octubre 2014 Diario Oficial de la Federación.
- [4] Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, publicación 9 de febrero 2018 Diario Oficial de la Federación.
- [5] Criterios y Bases para Determinar y Actualizar el Monto de la Aportaciones, publicación 26 de diciembre de 2002 Diario Oficial de la Federación.
- [6] Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía Expide las Tarifas que aplicara la Comisión Federal de Electricidad por el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica Durante el Periodo Tarifario Inicial que Comprende del 1 de Enero de 2016 y Hasta el 31 de Diciembre de 2018 Acuerdo A/074/2015, 31 de diciembre de 2015.
- [7] Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía Expide la Metodología para Determinar el Cálculo y Ajuste de las Tarifas Finales, así como las Tarifas de Operación, que Aplicaran la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos Durante el Periodo que Comprende del 1 de Diciembre 2017 y hasta el 31 de Diciembre de 2018 Acuerdo Núm.. A/058/2017, 23 de noviembre de 2017.
- [8] Especificación Técnica CFE PROASO “Atención de Solicitudes de Energía Eléctrica (PROASOL)”, junio 2014.
- [9] John J. Grainger and William D. Stevenson Jr, “Análisis de Sistemas de Potencia”, pp. 131-218, 1996.
- [10] J. Duncan Glover and Mulukatla S. Sarma, “Sistemas de Potencia Análisis y Diseño”, 3ra Edición, pp. 130-239, 2013.
- [11] Hadi Saadat, “Power System Analysis”, pp. 102-171, 1999.
- [12] Ing. Roberto Espinosa y Lara, “Sistemas de Distribución”, pp. 15-329, 1990.
- [13] Especificación Técnica CFE DCCSSUBT “Construcción de Sistemas Subterráneos”, pp. 422-596, enero 2015.
- [14] Comisión Federal de Electricidad, “Manual para Diseño Electromecánico de Líneas de Transmisión Aéreas”, pp. 16-132, 2012.

- [15] Comisión Federal de Electricidad, “Manual de Diseño Civil para Líneas de Transmisión Aéreas”, pp. 28-126, 2017.
- [16] Comisión Federal de Electricidad, “Manual para Diseño Electromecánico de Líneas de Transmisión Subterráneas”, pp. 18-183, 2014.
- [17] Comisión Federal de Electricidad, “Materiales de Instalación Permanente para Líneas de Transmisión Subterráneas”, pp. 16-157, 2014.
- [18] Willian G. Sullivan, Elin M. Wicks and James T. Luxhoj, “Ingeniería Económica de DeGarmo”, Duodécima Edición, pp. 2-194, 2004.
- [19] Gabriel Baca Urbina, “Fundamentos de Ingeniería Económica”, Cuarta Edición, pp. 1-115, 2007.
- [20] <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREIndustria/Industria.aspx>.