

INSTITUTO TECNOLÓGICO Y DE ESTUDIOS
SUPERIORES DE MONTERREY
CAMPUS MONTERREY

DIVISION DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
PROGRAMA DE GRADUADOS EN INGENIERIA



TECNOLÓGICO
DE MONTERREY.

ANÁLISIS DE LA METODOLOGÍA ACTUAL PARA
DETERMINAR LOS CARGOS POR SERVICIOS DE
TRANSICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA
FUENTES FIRMES Y FUENTES RENOVABLES

TESIS

PRESENTADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA
OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE:
MAESTRÍA EN CIENCIAS
ESPECIALIDAD EN INGENIERÍA ENERGÉTICA

POR

JORGE ARMANDO VALLE DOMÍNGUEZ

MONTERREY, N. L.

DICIEMBRE DE 2003

**INSTITUTO TECNOLÓGICO Y DE ESTUDIOS
SUPERIORES DE MONTERREY
CAMPUS MONTERREY**

**DIVISIÓN DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
PROGRAMA DE GRADUADOS EN INGENIERÍA**



**TECNOLÓGICO
DE MONTERREY®**

**ANÁLISIS DE LA METODOLOGÍA ACTUAL PARA DETERMINAR LOS
CARGOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
PARA FUENTES FIRMES Y FUENTES RENOVABLES**

TESIS

**PRESENTADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA
OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE:**

**MAESTRIA EN CIENCIAS
ESPECIALIDAD EN INGENIERÍA ENERGÉTICA**

POR:

JORGE ARMANDO VALLE DOMÍNGUEZ

MONTERREY N. L.

DICIEMBRE DE 2003

Agradecimientos

A todas las personas que contribuyeron en la elaboración de este documento, en especial a:

Dr. Armando Llamas Terrés
Dr. Federico Viramontes Brown
M.C. Jesús Antonio Báez Moreno

Por su valiosa asesoría y enseñanza

A mis padres:

Samuel Valle Nieto
Y
Francisca Domínguez Hernández

Por su apoyo, confianza y cariño

A mis hermanos:

Víctor Hugo y Lucero Berenice

Tabla de contenido

AGRADECIMIENTOS	3
TABLA DE CONTENIDO.....	4
LISTA DE FIGURAS.....	5
LISTA DE TABLAS.....	6
RESUMEN.....	8
CAPITULO 1_DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	9
1.1 OBJETIVO.....	9
CAPITULO 2_INTRODUCCIÓN.....	10
CAPITULO 3_DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ENERGÉTICO MEXICANO.....	13
3.1 MARCO LEGAL E INSTITUCIONAL	13
3.2 SECTOR PÚBLICO	14
3.3 SECTOR PARAESTATAL ENERGÉTICO	16
3.4 SECTOR PRIVADO.....	18
3.5 PROPUESTA DE MODERNIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO	19
3.6 FUENTES DE ENERGÍA.....	22
3.7 CENTRALES ELÉCTRICAS.....	25
3.8 CAPACIDAD DE GENERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.....	26
3.9 CANASTA DE COMBUSTIBLES	27
CAPITULO 4_RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN.....	32
4.1 INGENIERÍA ECONÓMICA	32
4.1.1 <i>¿Por qué es tan importante la ingeniería económica?</i>	32
4.1.2 <i>Los símbolos y su significado</i>	33
4.1.3 <i>Interés simple y compuesto</i>	35
4.1.4 <i>Tasa mínima atractiva de retorno</i>	35
4.1.5 <i>Factores de pago único (F/P y P/F)</i>	35
4.1.6 <i>Factor de valor presente, serie uniforme y el factor de recuperación del capital</i>	36
4.1.7 <i>Factor de fondo de amortización y el factor de cantidad compuesta, serie uniforme)</i>	37
4.2 PRECIO DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN	39
4.3 COSTO MEDIO DE LA ENERGÍA	39
4.4 ESTIMACIÓN DE LA INVERSIÓN INICIAL	40
CAPITULO 5_PORTEO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	46
5.1 SELLO DE CORREOS (POSTAGE STAMP)	46
5.2 MÉTODO DEL ITINERARIO ACORDADO (CONTRACT PATH METHOD)	47
5.3 MÉTODO DEL MW – Km. (O MW – MILLA).....	51
5.4 METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO	57
5.4.1 <i>Cargo por Servicios de Transmisión para tensiones mayores o iguales a 69 kV</i>	58
5.4.1.1 Costo fijo por el uso de la red.....	63
5.4.1.2 Costo variable por el uso de la red.....	74
5.4.1.3 Costo fijo por administración del convenio	80
CAPITULO 6_DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	81
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	84
ANEXOS	88

Lista de figuras

Figura 1 Marco Jurídico del Sector Energético y de Hidrocarburos	13
Figura 2 Organización del Sector energético Nacional	17
Figura 3 Nueva estructura de la industria eléctrica	21
Figura 4 Consumo del sector energético	25
Figura 5 Consumo final total de energía	26
Figura 6 Capacidad instalada en el sistema eléctrico nacional.....	26
Figura 7 Diagrama de flujo de efectivo para determinar P o F	36
Figura 8 Diagrama utilizado para determinar P o A.....	37
Figura 9 Diagrama utilizado para determinar A o F.....	38
Figura 10 Ejemplo de <i>contract path</i> para un solo sistema	47
Figura 11 Ejemplo de <i>contract path</i> con varios sistemas.....	48
Figura 12 Sistema de 4 nodos usado para ilustrar el concepto de <i>contract path</i>	49
Figura 13 Servicios de transmisión	50
Figura 14 Flujos para cada transacción	50
Figura 15 Sistema de 3 nodos con 5 transacciones	51
Figura 16 Transacciones de PG_1	53
Figura 17 Transacción de PG_2 y $L_{3,2}$	53
Figura 18 Transacciones de PG_3	54
Figura 19 Caso de estudio	59
Figura 20 Niveles de tensión	69
Figura 21 Clasificación de tarifas.....	78

Lista de tablas

Tabla 1 Artículo 27.....	21
Tabla 2 Artículo 28.....	21
Tabla 3 Capacidad efectiva por planta	27
Tabla 4 Evolución de los precios de los combustibles	28
Tabla 5 Factores de conversión	29
Tabla 6 Equivalencias energéticas.....	29
Tabla 7 Evolución de los precios de los combustibles (US\$ / MBtu).....	30
Tabla 8 Valores caloríficos para diferentes combustibles	31
Tabla 9 Capacidad instalada y costo por capacidad instalada	40
Tabla 10 Análisis económico	41
Tabla 11 Energía Generada mensualmente	41
Tabla 12 Costo Fijo por unidad de energía	42
Tabla 13 Costo Variable por unidad de energía	42
Tabla 14 Costo medio de la energía	43
Tabla 15 Datos de las líneas	49
Tabla 16 Datos del contrato.....	49
Tabla 17 Datos del sistema.....	51
Tabla 18 Impacto de cada transacción en las líneas.....	56
Tabla 19 Datos de las líneas para el caso de estudio.....	59
Tabla 20 Escenario de demanda máxima con el servicio de transmisión	60
Tabla 21 Escenario de demanda mínima con el servicio de transmisión.....	60
Tabla 22 Escenario de demanda máxima sin el servicio de transmisión.....	60
Tabla 23 Escenario de demanda mínima sin el servicio de transmisión	60
Tabla 24 Escenario de demanda media con el servicio de transmisión.....	61
Tabla 25 Escenario de demanda media sin el servicio de transmisión.....	61
Tabla 26 Flujo de potencia en cada línea, bajo el escenario de demanda máxima con el servicio	61
Tabla 27 Flujo de potencia en cada línea, bajo el escenario de demanda mínima sin el servicio	61
Tabla 28 Flujo de potencia en cada línea, bajo el escenario de demanda máxima sin el servicio	62
Tabla 29 Flujo de potencia en cada línea, bajo el escenario de demanda mínima sin el servicio	62
Tabla 30 Flujo de potencia en cada línea, bajo el escenario de demanda media con el servicio	62
Tabla 31 Flujo de potencia en cada línea, bajo el escenario de demanda media sin el servicio	62
Tabla 32 Flujo de potencia máximo en cada elemento de la red para los escenarios de demanda máxima y mínima con el servicio de transmisión.....	64
Tabla 33 Flujo de potencia máximo en cada elemento de la red para los escenarios de demanda máxima y mínima sin el servicio de transmisión.....	64
Tabla 34 Flujo máximo en cada elemento con el servicio de transmisión.....	64
Tabla 35 Flujo máximo en cada elemento sin el servicio de transmisión.....	65
Tabla 36 Ponderación w_j para cada elemento de la red	65

Tabla 37	Calculo del uso de la red con y sin el servicio de transmisión	66
Tabla 38	Calculo de los factores de reparto con y sin el servicio de transmisión	66
Tabla 39	Costo incremental de largo plazo, <i>CT</i>	67
Tabla 40	Calculo del costo por el uso de la infraestructura de transmisión con y sin el servicio de transmisión	67
Tabla 41	Regiones tarifarias y zonas conurbanas [15]	69
Tabla 42	Pérdida de potencia en cada elemento, bajo el escenario de demanda máxima con el servicio.....	70
Tabla 43	Pérdida de potencia en cada elemento, bajo el escenario de demanda mínima con el servicio.....	70
Tabla 44	Pérdida de potencia en cada elemento, bajo el escenario de demanda máxima sin el servicio.....	70
Tabla 45	Pérdida de potencia en cada elemento, bajo el escenario de demanda mínima sin el servicio	70
Tabla 46	Pérdida de potencia en cada elemento, bajo el escenario de demanda media con el servicio	70
Tabla 47	Pérdida de potencia en cada elemento, bajo el escenario de demanda media sin el servicio	70
Tabla 48	Pérdida de potencia máxima en cada elemento con y sin el servicio.....	71
Tabla 49	Incremento o decremento en pérdidas de potencia asociado al costo de infraestructura de la red de transmisión debido al servicio de transmisión.....	71
Tabla 50	Costo de infraestructura de transmisión asociado a pérdidas de potencia debido al servicio de transmisión, <i>CITP</i>	72
Tabla 51	Incremento o decremento en pérdidas de potencia asociado al costo de capacidad de generación debido al servicio de transmisión	72
Tabla 52	Costo mensual de capacidad en generación	73
Tabla 53	Costo de capacidad de generación asociado a pérdidas de potencia debido al servicio de transmisión, <i>CCGP</i>	73
Tabla 54	Calculo del costo fijo por el uso de la red, <i>CFUR</i>	74
Tabla 55	Calculo del costo fijo por uso de la red por cada kW porteado.....	74
Tabla 56	Costo fijo por uso de la red para una línea de 115	74
Tabla 57	Pérdidas de potencia ocasionadas por el servicio de transmisión para cada escenario de demanda.....	75
Tabla 58	Periodo de facturación y horas correspondientes al periodo para tarifa HS (Horario de verano)	76
Tabla 59	Periodo de facturación y horas correspondientes al periodo para tarifa HS (Horario fuera de verano)	77
Tabla 60	Tarifa H-S	78
Tabla 61	Costo variable por el uso de la red, <i>CVUR</i>	79

Resumen

En el presente trabajo se analiza la metodología actual en México para la determinación de los cargos por servicios de transmisión de energía eléctrica. La función del capítulo uno es familiarizar al lector con la situación actual del sector eléctrico nacional, presentándole un panorama general sobre la participación del sector privado en el sistema eléctrico nacional.

En el capítulo dos se destacan los efectos que causan los participantes del sector eléctrico sobre la red de transmisión. El capítulo tres, "Marco Legal" describe al sector energético desde la perspectiva jurídica e institucional; es decir, establece quiénes son los participantes, públicos y privados, que integran el sector y cuáles son las atribuciones que les otorga la ley., refiriéndose a la estructura correspondiente a lo dispuesto en los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. En las secciones de fuentes de energía y canasta de combustibles se presenta una pequeña descripción de las principales fuentes primarias y secundarias de energía, así como el comportamiento del precio de los principales combustibles fósiles utilizados en la generación de energía eléctrica.

El capítulo cuatro comprende el análisis económico para determinar la recuperación de la inversión de una planta de generación. Para tal análisis se consideran el capital de inversión y el costo del combustible, aspectos que dependen de la capacidad y de tecnología utilizada. El resultando de dicho análisis arroja tres costos que son importantes para el objeto del documento, el *costo fijo* que representa el costo mensual por capacidad de largo plazo y el *costo variable* que representa el costo del combustible y el costo medio de la energía generada. En dicho análisis se contemplan diferentes tecnologías.

La evolución del sistema eléctrico nacional ha llevado a la participación del sector privado. Las modalidades de participación se dividen como sigue: Autoabastecimiento, Cogeneración, Producción independiente, Pequeña producción, Importación y Exportación, y que para cumplir con su objetivo tienen que hacer uso de la red de transmisión. En el capítulo cinco se analiza la metodología para determinar los cargos por servicios de transmisión de energía eléctrica.

Bajo el esquema de autoabastecimiento es necesario transmitir la energía eléctrica que es generada bajo este lineamiento, la Comisión Federal de Electricidad es la encargada de realizar este servicio, en el capítulo seis se analiza la metodología para la determinación de los cargos por servicios de transmisión de energía eléctrica que la CFE debe tomar en cuenta por la prestación del servicio.

En la última parte del documento se discuten los resultados obtenidos.

CAPITULO 1

Definición del problema

Considerando las condiciones del sector eléctrico como detonador de desarrollo y desempeño económico, tecnológico y social, resulta indispensable crear los mecanismos adecuados para que los agentes del sector, logren mediante su participación, mejorar la calidad y los costos del servicio. Para cumplir este objetivo el sector paraestatal brinda al sector privado diversos servicios, entre los cuales se encuentra el servicio de transmisión de energía eléctrica a través de la red nacional de transmisión. Tal servicio provoca una disminución en la capacidad de transmisión y un incremento de pérdidas en la red, teniendo la necesidad de incrementar la capacidad de transmisión y generación por parte de CFE y LFC.

El impacto que provoca cada servicio de transmisión es valorado por medio de la metodología para la determinación de los cargos por servicios de transmisión de energía eléctrica, procedimiento que debe seguir la comisión federal de electricidad y la compañía de luz y fuerza del centro para calcular los cargos correspondientes al servicio de transmisión.

El análisis de la metodología para la determinación de los cargos por servicios de transmisión de energía eléctrica, implica costos de inversión en generación y en transmisión, comportamiento de las tarifas eléctricas, análisis de flujos de potencia y despacho económico, principalmente.

1.1 Objetivo

Realizar un análisis de la metodología actual aplicable en México para la determinación de los cargos por servicios de transmisión de energía eléctrica para fuentes firmes y fuentes renovables (Resolución Núm. RES/140/2001 y Resolución Núm. RES/146/2001), que deberán pagar mensualmente los permisionarios (titular de un permiso de generación, exportación o importación de energía eléctrica) por hacer uso de la red de transmisión de la comisión federal de electricidad y de la compañía de luz y fuerza del centro, proponiendo un ejemplo de un sistema eléctrico y estimando los costos de inversión de generación y los costos de inversión de la red de transmisión.

CAPITULO 2

Introducción

En pleno siglo XXI, es difícil imaginar a una sociedad sin energía eléctrica. Por la diversidad de sus aplicaciones, la energía eléctrica resulta esencial para toda economía. El flujo eléctrico ha permitido el desarrollo tecnológico, la automatización de los procesos productivos, la aparición de nuevos productos, el incremento del conocimiento y una mayor esperanza de vida de la población, pues entre otros avances, hizo posible el funcionamiento de robots, máquinas electromecánicas y el desarrollo de aparatos de diagnóstico y tratamiento de enfermedades.

Una industria eléctrica eficiente es esencial para el funcionamiento de cualquier país; de ahí que posibles limitaciones en la cobertura y la calidad del servicio de energía eléctrica representen a largo plazo un obstáculo para el desarrollo tecnológico, para el crecimiento económico de cada habitante y, en última instancia, para el mejoramiento del bienestar de la población. Por lo anterior, no es sorprendente observar que diversos países se encuentren inmersos en profundas transformaciones estructurales de la industria eléctrica para lograr su modernización, fortalecer la competitividad y brindar mejores servicios a los usuarios. México, en línea con las reformas estructurales que ha realizado durante las últimas dos décadas, no es ajeno a esta necesidad.

Es difícil imaginar a una sociedad moderna sin el goce de los beneficios que, por sus aplicaciones, la energía eléctrica proporciona a todas las personas. La electricidad, como una fuente de energía que puede transformarse en calor, luz y movimiento, entra a diario en contacto con la vida de los seres humanos al estar presente en una amplia variedad de bienes y servicios que se usan en diversos lugares como el hogar (lámparas, refrigeradores, radios y lavadoras), la escuela y el trabajo (proyectores, computadoras y servicios de telecomunicaciones) y los centros de recreación (pantallas de cine, instrumentos musicales, juguetes, etc.)

El uso de la electricidad ha permitido que muchas personas tengan hoy mejores condiciones de seguridad y vida que un gran número de generaciones de los siglos pasados. Gracias a la electricidad fue posible ampliar el alumbrado público a finales del siglo XIX; la construcción de bombas eléctricas hizo posible la distribución y el abastecimiento de agua en forma más eficiente en beneficio de poblaciones y actividades agrícolas, y los sistemas de refrigeración y de control de temperatura hicieron posible la conservación de los alimentos y regular el control del medio ambiente en climas adversos, mejorando así la calidad de vida de las personas. Además, la energía eléctrica ha facilitado el desarrollo de instrumentos y aparatos de análisis médico y científico que, entre otros aspectos, permiten fortalecer el capital humano tanto en conocimiento como en salud: microscopios, telescopios, satélites, aparatos magnéticos, gabinetes de radiología, etc. Así, el uso de la electricidad representa hoy uno de los avances más importantes para la humanidad frente a otras fuentes de energía, como el carbón, la leña y el vapor de agua, que en el pasado constituyeron la base de una revolución industrial.

La electricidad también ha facilitado el desarrollo de las economías de mercado, pues permitió la mecanización de los procesos manufactureros; facilitó que los centros de producción de energía eléctrica se situaran lejos de las fuentes primarias de energía tales como las minas de carbón y los ríos; brindó flexibilidad a la organización de la actividad económica al permitir que las máquinas conectadas a tomas de corriente eléctrica trabajaran de forma independiente a los seres humanos y que con ello existiera una mayor eficiencia productiva; además permitió un incremento de la producción en todo tipo de bienes y la aparición de nuevos productos. En un mundo sin electricidad la comunicación entre las personas presentaría en el mejor de los casos rezago, pues fuera de la correspondencia a mano no funcionarían o existirían aparatos como el teléfono, las computadoras y los satélites; los medios de transporte serían limitados, pues la aparición de automóviles y aeronaves debió contar primero con la existencia de la bujía eléctrica. Las actividades productivas serían menos rentables, pues la producción en serie y en gran escala no sería posible sin máquinas electromecánicas y el uso de robots, y, finalmente, la expectativa de vida de la población sería menor por la ausencia de aparatos de diagnóstico y tratamiento en la medicina. De esta forma, en cualquier país las deficiencias en la cobertura y la calidad de los servicios de energía eléctrica representan un obstáculo para el desarrollo tecnológico, una limitación para el crecimiento de la economía de los habitantes y un riesgo de pérdidas en el bienestar de la población. Por todo lo anterior, no es sorprendente observar que en la actualidad diversas naciones se encuentren ya inmersas en profundas transformaciones estructurales para mejorar la eficiencia de los servicios de energía eléctrica y ampliar su cobertura a la población.

En la actualidad el sector energético mundial sufre un cambio radical en su organización y operación, las empresas de electricidad ya no actúan bajo un esquema integrado verticalmente, sino que se han transformado adoptando las estructuras organizacionales adecuadas que permitan satisfacer las demandas de los clientes, que finalmente son los que dictan los avances en cada sector.

A pesar de los avances, el sector eléctrico en México presenta varias limitaciones si sus principales indicadores son comparados con los de otros países. En primer lugar, los minutos de interrupción en el servicio son 50% mayores a los que registran países desarrollados. En segundo lugar, el precio de la energía es superior a la que pagan usuarios en otros lugares. Finalmente, el sistema público de energía eléctrica deja sin servicio a cinco millones de habitantes. Si bien la ubicación geográfica de algunas comunidades impone serias dificultades a la red de transmisión y distribución para hacer llegar hasta ellas el servicio eléctrico, la actual tecnología permite emplear fuentes alternativas para la generación de electricidad, tales como las celdas solares o los molinos de viento. En el fondo, lo cierto es que dotar de facultades exclusivas a una empresa pública para proveer la energía eléctrica en todo el país no garantiza que toda la población la recibirá. En promedio, uno de cada 20 hogares mexicanos no cuenta con energía eléctrica y en Oaxaca, Chiapas, Veracruz y Guerrero la proporción de hogares sin este servicio es superior a 10% [6].

En ese sentido, México debe encaminar sus esfuerzos hacia la modernización de la estructura de su sector eléctrico y dotar a su economía de un fluido eléctrico en las mejores condiciones de calidad y precio, generado, conducido, transformado, distribuido y

abastecido por empresas de calidad mundial, respondiendo a las demandas particulares de cada tipo de usuario.

En la primera mitad del siglo XX, los principales inversionistas en la industria eléctrica en México fueron empresas privadas de origen extranjero. Hacia los años veinte, esta industria, entonces escasamente regulada, adquirió una estructura monopólica regional, donde las empresas determinaban sus tarifas y su cobertura se limitaba a las zonas urbanas. El Estado creó en 1933 la Comisión Federal de Electricidad (CFE), la cual comenzó sus operaciones en 1937, y expidió la Ley de la Industria Eléctrica en 1938. Tras la creación de la CFE, las empresas extranjeras suspendieron sus planes de inversión y el Estado asumió entonces un papel protagónico en la generación de energía eléctrica, el cual se acentuó con la nacionalización de esta industria en 1960 [6].

El Estado adquirió los activos de The Mexican Light and Power Company en 1963 y constituyó la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A. (CLFC). Sin embargo, en 1974, esta empresa comenzó su disolución y liquidación. En 1975 se abrogó la Ley de la Industria Eléctrica y se expidió la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, la cual estableció que la CFE sería la única empresa que prestaría el servicio público de energía eléctrica, pero dicha disposición sólo se cumplió parcialmente hasta 1994, cuando Luz y Fuerza del Centro (LFC) sustituyó a la CLFC debido a la fuerte oposición sindical [6].

La industrialización de México en los años setenta condujo a un crecimiento exponencial de la demanda de energía eléctrica. Esto obligó al gobierno a destinar crecientes recursos al sector eléctrico, provocando fuertes presiones para las finanzas públicas. A principio de los años noventa, la generación de electricidad en el país fue de 118,412 GWh, cuando en 1970 era de 28,608 GWh; es decir, se había cuadruplicado en apenas 20 años.

Ante la creciente demanda y la falta de recursos en la hacienda pública para aumentar la capacidad de generación, en 1992 se reformó la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Hasta entonces la inversión privada sólo podía participar en la generación de electricidad con fines de autoabastecimiento. Al tiempo que se modificó la Ley, se creó la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y las modalidades de Autoabastecimiento, Cogeneración, Producción independiente, Pequeña producción, Importación y Exportación forman parte de la participación privada en la industria eléctrica.

Con los cambios en el marco legal aumentó la participación del sector privado y con ello la necesidad de la utilización de la red de transmisión, resultando necesario el acceso libre a la red por parte del sector privado, con la finalidad de realizar transacciones de energía entre la generación y los consumidores, encaminando a la generación de la metodología para determinar los cargos por servicios de transmisión de energía eléctrica para energías firmes y energías renovables (Resolución Núm. RES/146/2001 y RES/140/2001), objeto de análisis de este trabajo.

CAPITULO 3

Descripción del sistema energético Mexicano

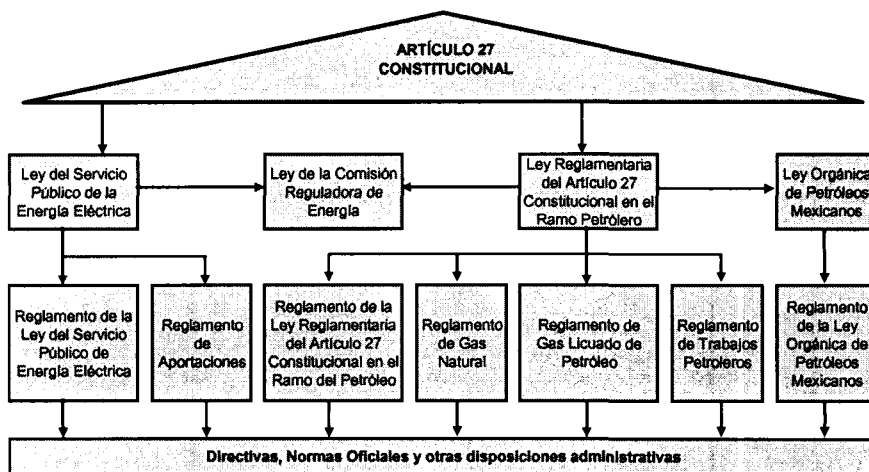
3.1 Marco legal e institucional

La estructura del sector energético nacional responde a lo dispuesto por los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. El mandato constitucional establece, en primer lugar, que corresponde exclusivamente a la Nación el dominio directo del petróleo y de todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos. En segundo lugar, la Nación dispone de la facultad exclusiva para generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público, así como el aprovechamiento de los combustibles nucleares para la generación de energía nuclear y la regulación de sus aplicaciones para otros propósitos [11].

En tercer lugar, el texto constitucional marca una diferencia entre las áreas estratégicas, aquellas funciones exclusivas del Estado que no constituyen monopolio, y las actividades de carácter prioritario para el desarrollo, actividades donde el Estado puede participar por sí mismo o en conjunto con los sectores privado y social, manteniendo la rectoría y otorgando concesiones o permisos. Los ejemplos de las primeras áreas en el sector energético son el petróleo y los demás hidrocarburos, la petroquímica básica, los minerales radioactivos, la electricidad y la generación de energía nuclear. Finalmente, la Constitución dicta que el Estado contará con los organismos y empresas que requiera para el eficaz manejo tanto de las áreas estratégicas, como de las actividades de carácter prioritario.

A partir de lo dispuesto en el artículo 27 constitucional, y en atención a lo establecido en los artículos 25 y 28, se derivan las leyes secundarias, reglamentos, directivas y normas oficiales que regulan la actividad dentro del sector energético mexicano. En la figura 1 se ilustra el marco jurídico consecuente con los subsectores eléctrico y de hidrocarburos [11].

Figura 1 Marco Jurídico del Sector Energético y de Hidrocarburos



3.2 Sector Público

1. Secretaría de Energía (SE)

En su labor, la SE promueve la participación de los particulares en los términos de las disposiciones legales aplicables y, en su carácter de coordinadora del sector energético, conduce la actividad de las entidades paraestatales, en las que preside sus Consejos de Administración y establece, junto con las entidades y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) la propuesta de presupuesto que se presenta al Congreso de la Unión. Asimismo, propone la política de tarifas y precios de combustibles que son finalmente aprobadas por la SHCP. En el cumplimiento de su responsabilidad, la SE coordina el esfuerzo de organismos desconcentrados y empresas paraestatales.

La Secretaría de Energía, en su papel de coordinadora sectorial, es la institución que puede aplicar un marco regulatorio como el descrito a continuación y garantizar la interrelación sana de las autoridades con las entidades y el sector privado.

El marco jurídico y regulatorio que requiere el sector energético debe satisfacer las siguientes condiciones:

- Garantizar la rectoría del Estado en el sector, la cual se debe traducir en una planeación integral y coordinación eficiente entre los distintos participantes, públicos y privados.
- Brindar seguridad jurídica a las inversiones del sector privado a través de una clara definición de sus derechos de propiedad y la garantía de la aplicación de reglas iguales para todos los participantes.
- Promover la apertura al sector privado en las áreas donde sea técnicamente posible y deseable en términos de mayor eficiencia económica y liberación de recursos públicos.

2. Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y Secretaría de Contraloría y Desarrollo Administrativo (SECODAM)

La SHCP y la SECODAM participan en tres niveles dentro del sector energético. En primer lugar, coordinan la formulación del presupuesto y los programas de las entidades del sector; en segundo término, supervisan la ejecución de proyectos y actividades autorizadas por el Congreso de la Unión; y finalmente, evalúan resultados administrativos a través de informes y de la cuenta pública.

La SHCP tiene además las siguientes facultades: (1) tener presencia en los órganos de gobierno y en los comités técnicos de las entidades paraestatales; (2) emitir lineamientos generales de operación de las entidades paraestatales y supervisar su observancia; (3) elaborar la política de endeudamiento del sector y autorizar la suscripción de créditos externos; (4) autorizar las operaciones en que se haga uso del crédito público; (5) establecer

y revisar los precios y tarifas de los bienes y servicios de las entidades; (6) vigilar el cumplimiento de las obligaciones en materia de planeación nacional, así como de programación, presupuestación, contabilidad y evaluación; y (7) establecer el régimen fiscal de las paraestatales.

3. Comisión Reguladora de Energía (CRE)

La Ley de la Comisión Reguladora de Energía, expedida en 1995, transformó a la CRE de un órgano puramente consultivo en materia de electricidad (como lo estableció su decreto de creación de 1993) a un órgano desconcentrado, dotado con autonomía técnica y operativa, encargado de la regulación de las industrias eléctrica, de gas natural y las actividades de gas LP llevadas a cabo por ducto. Asimismo, dicho ordenamiento amplió las facultades de la Comisión y concentró en ella atribuciones que antes se encontraban dispersas en otras dependencias. Entre las más importantes se encuentran: el otorgamiento de permisos para Productores Independientes de Energía, la aprobación de convenios o modelos de contratos de adhesión en materia de regulación, la aprobación de la metodología para determinar las contraprestaciones por la compra de excedentes de energía a cogeneradores y autoabastecedores, y la inspección y vigilancia de las disposiciones en materia de regulación.

4. Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias (CONASENUSA)

La CONASENUSA es un órgano desconcentrado de la SE responsable de asesorar y vigilar el cumplimiento de las normas en materia nuclear, radiológica, física, de salvaguardias y administrativas en las instalaciones en las que se realicen actividades con tecnología altamente especializada, que involucren el uso de materiales y combustibles nucleares y radiactivos. Asimismo, vigila el confinamiento de materiales radioactivos. Para cumplir con sus objetivos, la CONASENUSA realiza actividades de inspección, auditoría, verificación y reconocimiento, y lleva el seguimiento de las deficiencias que detecta, con la facultad de dictar sanciones administrativas.

5. Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE)

La CONAE fue creada por Acuerdo Presidencial en 1989, y mediante Decreto Presidencial, el 20 de septiembre de 1999 se constituyó como órgano desconcentrado de la SE. Funge como órgano técnico de consulta de las dependencias y entidades de la administración pública federal y, cuando así lo soliciten, de los gobiernos de las entidades federativas, de los municipios y los particulares, en materia de ahorro y uso eficiente de energía. También participa en el aprovechamiento de energías renovables.

6. Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)

El IMP es un organismo descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio. Su objeto es la investigación, el desarrollo tecnológico y la prestación de servicios técnicos, así como el desarrollo de los recursos humanos al servicio de las industrias petrolera, petroquímica y química.

7. Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE)

El IIE fue creado como un organismo público descentralizado de carácter científico y tecnológico, con personalidad jurídica y patrimonio propio. Tiene como objeto promover y apoyar la innovación tecnológica en el sector eléctrico, así como de sus proveedores y usuarios, mediante la investigación aplicada, el desarrollo tecnológico y servicios técnicos especializados.

8. Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ)

El ININ es un organismo público descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio. Su objeto es la investigación y desarrollo de las ciencias y tecnologías nucleares. Promueve los usos pacíficos de la energía nuclear y difunde los avances alcanzados para vincularlos al desarrollo económico, social, científico y tecnológico del país.

3.3 Sector Paraestatal Energético

1. Petróleos Mexicanos

PEMEX es una empresa pública, con personalidad jurídica y patrimonio propio, que tiene por objeto ejercer la conducción central y la dirección estratégica de todas las actividades que abarca la industria petrolera en los términos de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. En julio de 1992 entró en vigor la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, a partir de la cual se constituyeron los cuatro organismos descentralizados de carácter técnico, industrial y comercial, coordinados por un corporativo, que se describen a continuación:

- PEMEX - Exploración y Producción es el organismo encargado de la exploración y explotación de los yacimientos de petróleo y gas natural, así como de su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización;
- PEMEX - Refinación lleva a cabo los procesos industriales de la refinación; elabora productos petrolíferos y derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas. Asimismo, almacena, transporta, distribuye y comercializa los productos derivados mencionados;
- PEMEX - Gas y Petroquímica Básica realiza el procesamiento del gas natural y sus líquidos, así como el transporte, comercialización y almacenamiento de los productos obtenidos. Por medio del endulzamiento, recuperación de licuables y fraccionamiento se obtiene gas natural seco, etano, propano, butano, gasolinas naturales y azufre; y
- PEMEX - Petroquímica realiza procesos industriales petroquímicos cuyos productos no forman parte de la industria petroquímica básica, así como su almacenamiento, distribución y comercialización.

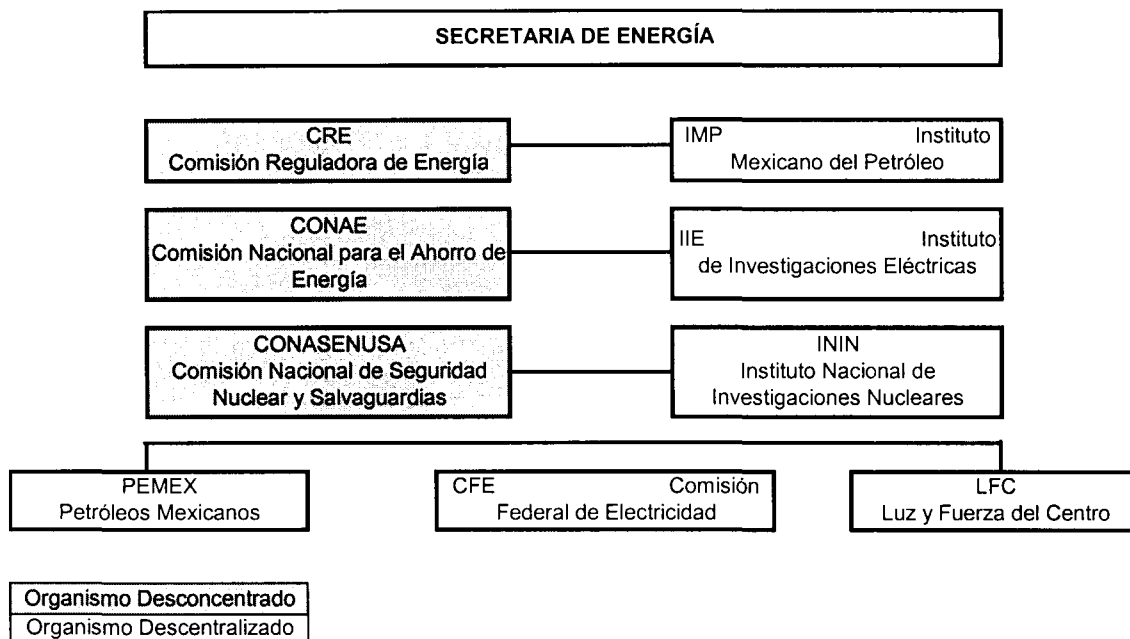
2. Comisión Federal de Electricidad

La CFE es una empresa pública, con personalidad jurídica y patrimonio propio, creada el 20 de enero de 1934. Su objeto es organizar y dirigir el sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, basando su operación en principios técnicos y económicos, sin propósito de lucro. CFE genera el 98% de la electricidad nacional, además de transmitir y distribuir el 91%. Al interior de CFE existe un organismo denominado Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), el cual tiene a su cargo el despacho de la energía eléctrica. Esta función consiste en controlar y dirigir los flujos de energía eléctrica entre las centrales de generación y los centros de consumo [11].

3. Luz y Fuerza del Centro

LFC se creó el 9 de febrero de 1994 por Decreto Presidencial. Su objeto es la prestación del servicio público de energía eléctrica, principalmente en materia de distribución, en la región central del país, que abarca el Distrito Federal y parte de los Estados de México, Morelos, Puebla e Hidalgo. Para cumplir este fin cuenta con personalidad jurídica y patrimonio propio. Es principalmente una empresa distribuidora de energía.

Figura 2 Organización del Sector energético Nacional [11]



3.4 Sector Privado

1. Transporte, almacenamiento y distribución de gas natural

La reforma de 1995 a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo abrió la posibilidad de que el sector privado construyera, operara y tuviera en propiedad sistemas de transporte, distribución y almacenamiento de gas natural, actividades previamente reservadas a Petróleos Mexicanos. Asimismo, permitió que el sector privado realizara actividades de importación, exportación y comercialización del combustible.

2. Producción independiente de energía eléctrica, cogeneración, autoabastecimiento, pequeña producción, importación y exportación

La reforma a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) de 1992 permite la participación del sector privado en la generación de electricidad en las siguientes modalidades, mismas que no constituyen un servicio público:

- **Producción Independiente de Energía Eléctrica (PIE).** Producción de energía eléctrica destinada a la venta a CFE, quedando ésta obligada a adquirirla en los términos y condiciones que se convengan.
- **Cogeneración.** Generación de energía eléctrica producida simultáneamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria para ser usada en un proceso industrial, o bien generación de energía eléctrica a partir de calor residual de los procesos industriales.
- **Autoabastecimiento.** Producción de energía eléctrica destinada a la satisfacción de necesidades propias de las personas físicas o morales que la producen.
- **Pequeña Producción.** Generación de una capacidad menor a 30 MW destinada en su totalidad a la venta a CFE.
- **Importación de energía eléctrica** destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios.
- **Exportación de energía eléctrica** derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción.

3. Petroquímica no básica

En 1996, se modificó la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, esta Ley define claramente cuales son los petroquímicos básicos y los no básicos, aun cuando esta división es artificial y única en el mundo pues no existe un criterio técnico general que la fundamente. La reforma permitió al sector privado invertir hasta en un 100 por ciento en nuevas plantas productoras de petroquímicos no básicos. En el mismo proceso

legislativo, el Congreso de la Unión recomendó que el Estado mexicano conservara el control de las subsidiarias de PEMEX - Petroquímica, permitiendo al sector privado participar hasta de un 49 por ciento del capital social de las empresas existentes. Dichas empresas fueron desincorporadas del régimen del dominio público de la Federación.

4. Gas LP

Si bien la industria de gas LP goza desde 1950 de un marco regulatorio que permite la participación privada en las tareas de distribución, a lo largo de 1999 se llevaron a cabo acciones legislativas a fin de establecer una nueva organización en esta industria. En junio de dicho año se expidió el Reglamento de Gas Licuado de Petróleo que divide a la industria en los siguientes cuatro segmentos: venta de primera mano, transporte, almacenamiento y distribución. De conformidad con el nuevo marco legal, PEMEX concentrará sus recursos en la venta de primera mano, el transporte por ductos y la operación de sus plantas de suministro, al tiempo que el sector privado, nacional y extranjero, podrá participar en el transporte por ductos u otros medios y el almacenamiento. Finalmente, será capacidad exclusiva del sector privado nacional participar en la distribución de este hidrocarburo.

5. Como contratistas y desarrolladores

El sector privado participa en el sector energético como contratista para la realización de obras de infraestructura, vale la pena mencionar el esquema utilizado para construir una planta de nitrógeno en Cantarell donde las empresas participantes firman un contrato a largo plazo para suministrar nitrógeno a PEMEX, figura similar a los PIE de electricidad. El sector privado también presta servicios diversos a las distintas empresas del sector y su participación se lleva a cabo de conformidad con la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público, así como con los ordenamientos jurídicos correspondientes. La SECODAM supervisa dicha participación conforme lo marca la ley.

3.5 Propuesta de modernización del sector Eléctrico

Objetivos de la reforma

Considerando las condiciones del sector eléctrico como detonador de desarrollo y desempeño económico y social, resulta indispensable crear los mecanismos adecuados para que los agentes del sector, logren mediante su participación, mejorar la calidad y los costos del servicio.

Para lograr la modernización del sector eléctrico, es necesario que las empresas e instituciones del mismo lleven a cabo su manejo, planeación y desarrollo con plena autonomía, para así responder de la mejor manera posible a las necesidades de corto, mediano y largo plazo de los usuarios y no responder a objetivos ajenos a los de la industria eléctrica.

El punto clave consiste en fortalecer a las empresas públicas, lo que implica transformarlas. El reto es que abandonen su carácter de empresas de gobierno y se conviertan en empresas de Estado. Una empresa de gobierno, usa su potencial para cubrir las necesidades del gasto

corriente, mientras que una empresa de Estado, es una poderosa herramienta para garantizar la viabilidad de nuestro desarrollo económico y humano.

En ese sentido, el programa de reforma estructural desarrollado por el Gobierno Federal tiene por objeto introducir una reorganización industrial que asimile los avances alcanzados durante las últimas décadas en materia de tecnología, que a su vez generen los mecanismos e incentivos necesarios para garantizar la viabilidad de largo plazo del sector e inducir eficiencia en la prestación de los distintos servicios que hoy en día provee una industria eléctrica moderna, en particular el servicio público de energía eléctrica.

Para lograr que se lleven a cabo las inversiones necesarias en el sector eléctrico y se promueva una mejora continua en sus procesos operativos, se debe modificar su estructura organizacional actual, con el propósito de satisfacer también las necesidades de aquellos participantes cuyas necesidades particulares se encuentran fuera del servicio público, ya que de mantener un esquema donde toda la electricidad sea considerada como servicio público, se pondría en entredicho la expansión y modernización planteada, tanto por cuestiones económicas como por la falta de incentivos para inversión en el sector.

La reforma estructural propuesta pretende cumplir con los siguientes objetivos:

- Lograr el abasto de electricidad suficiente para cubrir el crecimiento de la demanda de energía eléctrica.
- Llevar a cabo una profunda modernización de la infraestructura actual para alcanzar una mayor eficiencia del sector.
- Fortalecer a las empresas públicas del sector, para que tengan un funcionamiento equiparable al de sus competidoras y puedan por lo tanto, convertirse en empresas públicas productivas.
- Disminuir la dependencia del sector en los recursos públicos.

Iniciativa de la reforma

Modificaciones al texto constitucional

A través de los cambios propuestos a los artículos 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, se plantea reservar a la Nación en forma exclusiva la prestación del servicio público de energía eléctrica, así como permitir a los usuarios, que por sus necesidades particulares tanto económicas como de consumo, tengan la oportunidad de optar por fuentes alternas de suministro, es decir, generar por sí mismos la energía que requieren, o bien, optar por adquirirla a un tercero mediante contratos de largo plazo. Esta iniciativa tiene por objeto establecer las bases para realizar un profundo cambio estructural en la industria eléctrica nacional, con el fin de asegurar para el largo plazo un suministro de energía eléctrica suficiente, confiable, de calidad y a precios competitivos.

Para llevar a cabo lo anterior, el Ejecutivo Federal propone reformar el párrafo sexto del artículo 27 Constitucional [12], de la siguiente manera:

Tabla 1 Artículo 27

Texto vigente	Propuesta de reforma
<p>Art. 27. 6° párrafo: En los casos a que se refieren... Las declaratorias correspondientes... o de minerales radioactivos,... Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.</p>	<p>Art. 27. 6° párrafo: En los casos a que se refieren... Las declaratorias correspondientes... o de minerales radioactivos,... Corresponde exclusivamente a la Nación la prestación del servicio público de energía eléctrica, en los términos que establezca su ley; en esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines. Los particulares podrán generar energía eléctrica para consumo propio y para el estado, así como generar electricidad y prestar servicios a los usuarios cuyo consumo rebase los mínimos previstos en esta ley y cumplan con los requisitos que ésta establezca; el Estado garantizará el acceso y uso no discriminatorio de la Red Nacional de Transmisión y de las redes de distribución.</p>

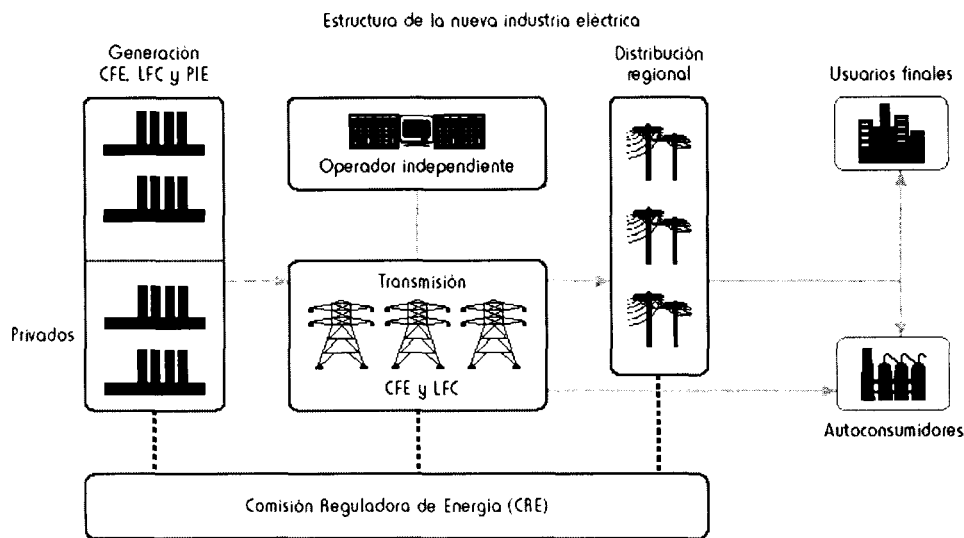
En congruencia, la iniciativa también propone modificar el cuarto párrafo del artículo 28 Constitucional [12], de la siguiente manera:

Tabla 2 Artículo 28

Texto vigente	Propuesta de reforma
<p>Art. 28. 4° párrafo: No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas:...; electricidad...</p>	<p>Art. 28. 4° párrafo: No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas:... minerales radioactivos y generación de energía nuclear; servicio público de energía eléctrica y...</p>

La nueva estructura propuesta para la industria eléctrica, es la siguiente:

Figura 3 Nueva estructura de la industria eléctrica



3.6 Fuentes de energía

Las fuentes de energía son aquellas que producen energía útil directamente o por medio de una transformación y se clasifican en primarias y secundarias [17].

Fuentes de energía primaria

Corresponden a las distintas fuentes de energía tal y como se obtienen de la naturaleza, ya sea en forma directa o después de un proceso de extracción. Los recursos energéticos se utilizan como insumo para obtener productos secundarios o se consumen en forma directa, tal es el caso de la leña, el bagazo de caña y una parte del gas no asociado.

- Carbón mineral
 - *Combustible sólido*, de color negro o marrón, que contiene esencialmente carbono y pequeñas cantidades de hidrógeno, oxígeno, nitrógeno, azufre y otros elementos. Proviene de la degradación de organismos vegetales durante un largo periodo.
 - *Carbón siderúrgico*. Carbón con bajo contenido de cenizas, característica favorable para ser transformado en coque.
 - *Carbón térmico*. Carbón con alto contenido de cenizas y finos, de flama larga, adecuado para su empleo en la generación eléctrica.
- Gas natural no asociado. Mezcla gaseosa de hidrocarburos formada principalmente por metano, que se utiliza como combustible en los sectores comercial, industrial y residencial.
- Gas natural asociado. Mezcla gaseosa de hidrocarburos que se extrae con el petróleo crudo. Para consumir este energético, es necesario separar en una planta de gas los líquidos y el azufre asociados a este combustible.
- Nucleoenergía. Energía contenida en el mineral de uranio después de pasar por un proceso de purificación y enriquecimiento. Se considera energía primaria únicamente al contenido de material fisionable del uranio, el cual se usa como combustible en los reactores nucleares.
- Hidroenergía. Energía potencial de un caudal hidráulico.
- Geoenergía. Energía almacenada, bajo la superficie de la tierra, en forma de calor y que emerge a la superficie en forma de vapor.
- Energía eólica. Energía que se obtiene mediante un conjunto turbina-generator accionado por la fuerza del viento.

- Bagazo de caña. Fibra que se obtiene después de extraer el jugo de la caña en los ingenios azucareros. Se utiliza como combustible para generar electricidad en los propios ingenios azucareros, y como materia prima para la fabricación de papel, tableros aglomerados y alimento para ganado.
- Leña. Se considera la energía que se obtiene de los recursos forestales y se utiliza, en forma directa, en el sector residencial para cocción de alimentos y calefacción. Incluye troncos, ramas de árboles y arbustos, pero excluye los desechos de la actividad maderera.

Energía secundaria

Son energéticos derivados de las fuentes primarias y se obtienen en los centros de transformación, con características específicas para su consumo final. Estos productos son coque de carbón, coque de petróleo, gas licuado de petróleo, gasolinas y naftas, querosenos, diesel, combustóleo, productos no energéticos, gas natural y electricidad [17].

- Coque de carbón. Combustible sólido, con alto contenido de carbono, obtenido de la destilación del carbón siderúrgico. Se clasifica de acuerdo con su tamaño en metalúrgico, nuez y fino; las tres variedades se obtienen en hornos de recuperación. El coque imperial es un producto especial obtenido en hornos de colmena a partir de la mezcla de carbón lavado. Es un producto que se utiliza en la industria siderúrgica.
- Coque de petróleo. Es un combustible sólido y poroso, de color que va del gris al negro, aproximadamente con 92% de carbono y 8% de ceniza y que se obtiene como residuo en la refinación del petróleo. El coque producido en las refinerías es conocido como coque sin calcinar o coque verde, ya que aún contiene residuos de elementos volátiles. Este se puede convertir en coque calcinado que posee alta resistencia, alta densidad y baja porosidad. El coque calcinado se obtiene al introducir la materia prima en un horno cilíndrico refractario a 1,300 grados centígrados. Las industrias utilizan tanto en coque sin calcinar como el calcinado.
- Gas licuado de petróleo (gas LP). Combustible que se obtiene de la destilación del petróleo y del tratamiento de los líquidos del gas natural. Se compone principalmente de propano, butano, o de una mezcla de ambos. Este combustible se utiliza principalmente en el sector residencial, comercial y para el transporte de personas y carga.
- Gasolinas y naftas. Combustible líquido liviano, con un rango de ebullición entre 30 y 200 °C, que se obtiene de la destilación del petróleo y del tratamiento del gas natural. Dentro de este rango se consideran las gasolinas de aviación, automotrices, naturales y las naftas.
 - *Gasolina de aviación.* Mezcla de naftas reformadas de elevado octanaje, alta volatilidad y estabilidad, y un bajo punto de congelamiento. Se usa en aviones de motores de pistón.

-
- *Gasolina automotriz*. Mezcla de naftas relativamente volátiles con especificaciones para su uso en motores de combustión interna del tipo automotriz.
 - *Gasolina natural*. Producto del procesamiento de gas natural. Sirve como materia prima en la industria petroquímica o se mezcla directamente con las naftas.
 - *Nafta*. Es un producto del procesamiento del petróleo y del gas natural. Se emplea como materia prima en la industria petroquímica, como solvente en la manufactura de pinturas y barnices, y como limpiador en la industria.
 - Querosenos. Combustible líquido compuesto por la fracción del petróleo que se destila entre 150 y 300 °C. Los querosenos, según su aplicación, se clasifican en dos grupos:
 - *Turbosina*. Combustible con un grado especial de refinación que posee un punto de congelación más bajo que el querosén común y se utiliza en el transporte aéreo para motores de turbina.
 - *Otros querosenos*. Queroseno común, que se utiliza para cocción de alimentos, alumbrado, motores, equipos de refrigeración, como solvente para asfaltos e insecticidas de uso doméstico.
 - Diesel. Combustible líquido que se obtiene de la destilación del petróleo entre los 200 y 380 °C. Es un producto para uso automotriz e industrial; se emplea principalmente en motores de combustión interna tipo diesel.
 - Combustóleo. Combustible residual de la refinación del petróleo. Abarca todos los productos pesados; se utiliza principalmente en calderas, plantas de generación eléctrica y motores para navegación, y se divide en combustóleo pesado, ligero e intermedio.
 - Productos no energéticos o materia prima. Productos que se utilizan como materia prima, aún cuando poseen un considerable contenido de energía como asfaltos, lubricantes, grasas, parafinas, etano, propano-propileno, butano-butileno, azufre y materia prima para negro de humo.
 - Gas natural. Hidrocarburo gaseoso obtenido como subproducto del gas asociado en plantas de gas y refinerías después de extraer los licuables; se forma por metano y pequeñas cantidades de etano. El gas natural es apropiado para su utilización como materia prima. Se emplea en la petroquímica básica de PEMEX, donde se produce principalmente metanol y amoníaco (producto básico en la industria de los fertilizantes). Asimismo, se utiliza como combustible en los sectores industrial (incluido el petroquímico), residencial, y en centrales eléctricas.

- Electricidad. Energía transmitida por electrones en movimiento.

3.7 Centrales eléctricas

Plantas integradas por un conjunto de unidades de generación, equipos auxiliares, subestaciones y equipos de transmisión de energía eléctrica. Estas centrales se clasifican en cinco tipos según las fuentes de energía que utilizan para generar electricidad [17]:

Termoeléctricas. Su funcionamiento se basa en la combustión de productos petrolíferos, de gas natural y de carbón para producir vapor de agua, la cual es convertida en energía eléctrica al ser expandida en una turbina. Estas centrales consumen indistintamente gas natural y gas no asociado directo de campos.

Nucleoeléctricas. En esencia es una termoeléctrica convencional, en la cual el vapor es producido por el calor generado a partir de la reacción nuclear de fisión, llevada a cabo dentro de un reactor nuclear.

Hidroeléctricas. Su funcionamiento está basado en el principio de turbinas hidráulicas que rotan al impulso de un flujo de agua y mueven generadores eléctricos.

Geotermoeléctricas. Planta termoeléctrica convencional sin generador de vapor. La turbina aprovecha el potencial geotérmico almacenado en el subsuelo en forma de vapor de agua.

Eoloeléctricas. Su funcionamiento se basa en el principio de aerogeneradores que se sirven del impulso del aire para generar electricidad.

Figura 4 Consumo del sector energético

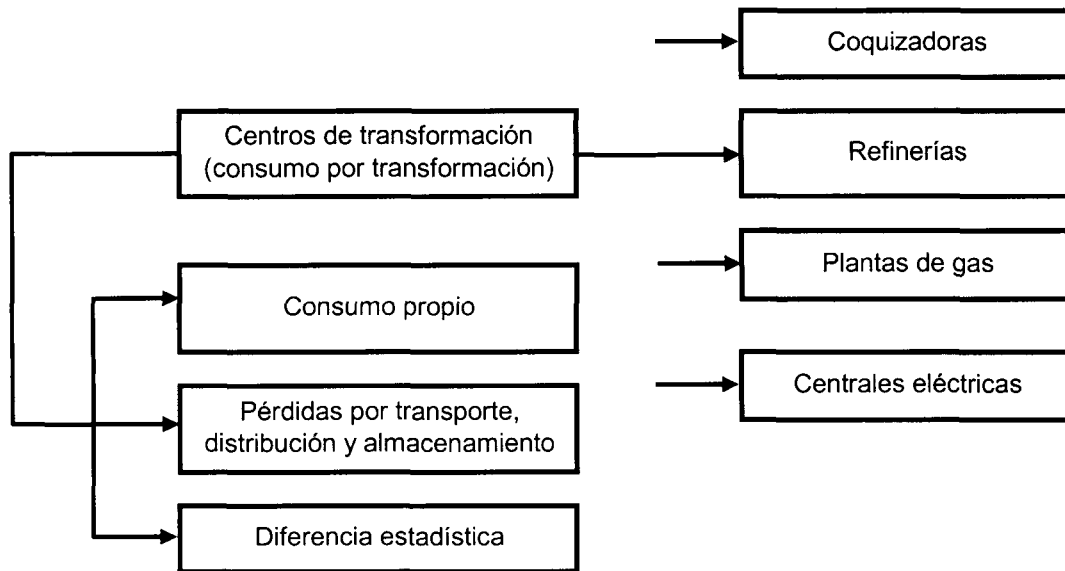
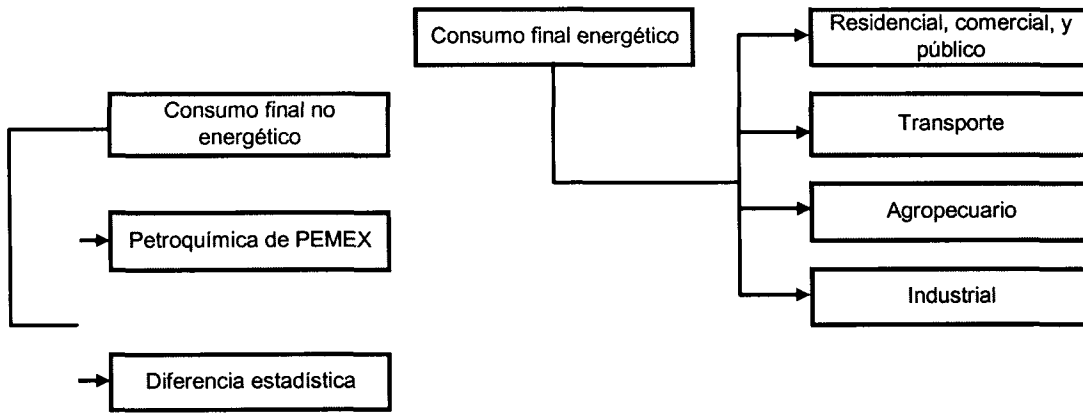


Figura 5 Consumo final total de energía



3.8 Capacidad de generación del Sistema Eléctrico Nacional

La capacidad instalada de energía eléctrica en operación en el Sistema Eléctrico Nacional, a diciembre del año 2001 ascendió a 42,410 MW. De este total, la Comisión Federal de Electricidad participa con 36,236 MW, Luz y Fuerza del Centro con 827 MW, Productores Independientes con 1,456 MW (conjuntamente forman el sector público con 38,519 MW), Autogeneradores 2,232 MW, Cogeneradores 1,136 MW y con 524 otros productores particulares [10].

Figura 6 Capacidad instalada en el sistema eléctrico nacional

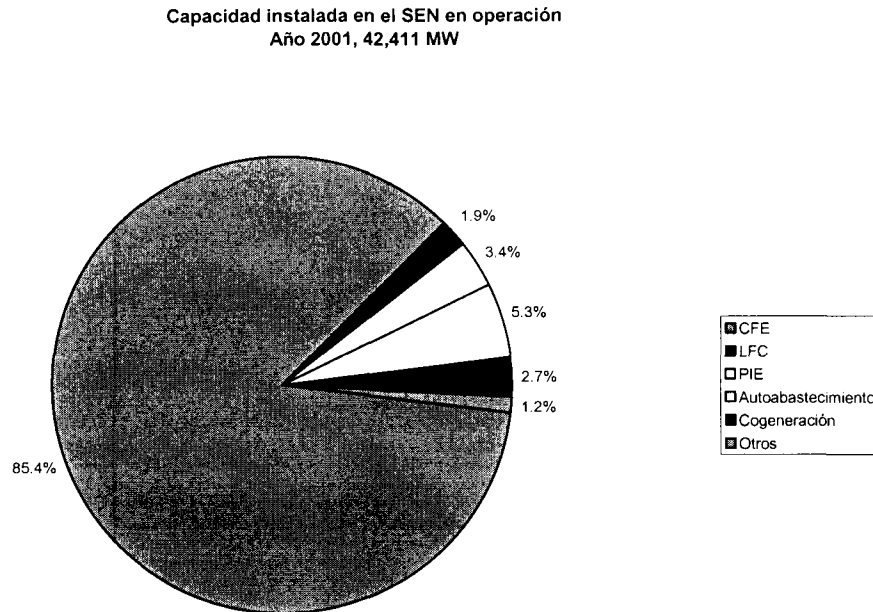


Tabla 3 Capacidad efectiva por planta

Capacidad efectiva por planta, 1991-2001 (MW)											
Servicio Público											
Año	Hidráulica	Geotermia	Eólica	Nuclear	Carbón	Térmica convencional	Ciclo combinado	Turbogas	Combustión interna	Dual	Total
1991	7,931	720	-	675	1,200	12,553	1,826	1,777	115	-	26,797
1992	7,931	730	-	675	1,200	12,787	1,818	1,777	149	-	27,067
1993	8,171	740	-	675	1,900	12,574	1,818	1,777	149	1,400	29,204
1994	9,121	753	2	675	1,900	13,274	1,898	1,777	149	2,100	31,649
1995	9,329	753	2	1,309	2,250	13,595	1,890	1,682	129	2,100	33,039
1996	10,034	744	2	1,309	2,600	14,295	1,912	1,675	121	2,100	34,792
1997	10,034	750	2	1,309	2,600	14,282	1,942	1,675	121	2,100	34,815
1998	9,700	750	2	1,309	2,600	14,282	2,463	1,929	120	2,100	35,255
1999	9,618	750	2	1,368	2,600	14,283	2,463	2,364	118	2,100	35,666
2000	9,619	855	2	1,365	2,600	14,283	3,398	2,360	116	2,100	36,697
2001	9,619	838	2	1,365	2,600	14,283	5,188	2,381	143	2,100	38,519

3.9 Canasta de combustibles

Un factor importante en la determinación del costo de producción de electricidad en el país viene a ser el precio de los combustibles. La generación de energía eléctrica se basa principalmente en los siguientes combustibles fósiles [16]:

1. Gas natural. Sin duda alguna, el energético que mayor volatilidad en su precio ha presentado en los últimos años es el gas. Los factores que afectan la variabilidad de su precio en el corto plazo son:
 - Demanda (como función del clima, condición económica de la región, condición de unidades generadoras, etc.)
 - Nivel de producción.
 - Nivel de almacenamiento.
 - Restricciones del transporte
 - Interacción con otras áreas.

El precio del gas natural utilizado para determinar el costo de producción de electricidad esta basado en la cotización PEMEX base firme anual, zona centro, en pesos por Gigacaloría.

2. Combustóleo.
 - Nacional. Precio basado en la cotización PEMEX volumen básico, promedio centros productores, en pesos por metro cúbico.
 - Importado. Precio basado en la cotización PEMEX, promedio centros importadores, en pesos por metro cúbico.

3. Diesel industrial. Bajo en azufre, precio basado en la cotización PEMEX resto del país, sin impuestos acreditables, en pesos por metro cúbico.
4. Carbón.
 - Nacional. Precio basado en la cotización MICARE, incluyendo manejo de cenizas, en pesos por Gigacaloría.
 - Importado. Precio basado en el promedio Petacalco, incluyendo manejo de cenizas, en pesos por Gigacaloría.

Los precios de los combustibles no consideran IVA, se aplican con un mes de rezago para la determinación del costo de producción de electricidad.

La comisión federal de electricidad en su página electrónica, publica mensualmente los ajustes a las tarifas eléctricas ocasionados por las variaciones del precio de los combustibles y la inflación nacional. A continuación se presenta la evolución de los precios de los combustibles para el periodo Noviembre 2001 – Septiembre 2003 [16], que serán de utilidad para determinar más adelante el costo promedio de la energía.

Tabla 4 Evolución de los precios de los combustibles

Precios de los combustibles						
Mes	Combustóleo		Gas Natural	Diesel Industrial	Carbón	
	Importado	Nacional			Importado	Nacional
	\$/m³		\$/Gcal	\$/m³	\$/Gcal	\$/Gcal
Nov-01	1,300.33	986.29	109.91	1,960.88	60.14	77.74
Dic-01	1,092.86	923.23	78.81	1,749.17	59.89	77.74
Ene-02	1,037.51	854.66	89.26	1,668.77	56.90	77.74
Feb-02	1,070.17	759.99	69.14	1,688.61	57.84	78.21
Mar-02	1,027.23	770.77	80.44	1,725.55	51.22	78.21
Abr-02	1,200.70	812.34	116.29	1,921.37	54.14	77.74
May-02	1,483.23	908.18	116.37	2,025.31	54.74	81.31
Jun-02	1,444.97	1,074.77	120.16	2,079.29	56.38	80.83
Jul-02	1,695.91	1,234.24	120.18	2,049.44	59.19	81.07
Ago-02	1,567.05	1,306.33	108.50	2,167.84	59.10	82.84
Sep-02	1,613.47	1,288.58	124.14	2,229.67	62.43	84.02
Oct-02	1,813.50	1,323.47	147.02	2,485.12	63.59	82.97
Nov-02	1,876.38	1,436.58	164.28	2,608.40	64.13	83.28
Dic-02	2,113.65	1,418.04	166.60	2,369.64	61.73	83.17
Ene-03	1,939.11	1,321.34	190.47	2,531.78	57.30	86.84
Feb-03	1,598.35	1,261.34	233.30	2,874.71	60.06	86.78
Mar-03	2,045.06	1,503.24	242.65	3,361.72	60.61	84.40
Abr-03	1,749.27	1,707.18	253.48	3,214.86	59.78	86.45
May-03	1,938.42	1,631.30	257.43	2,581.47	56.96	86.00
Jun-03	1,787.06	1,323.28	257.96	2,399.32	57.82	83.65
Jul-03	1,797.29	1,192.77	216.67	2,537.68	61.93	85.73
Ago-03	2,101.56	1,247.53	211.50	2,628.75	64.24	86.60
Sep-03	2,013.54	1,397.26	212.02	2,792.39	65.85	85.24
Oct-03	2,168.67	1,581.43	200.26	2,702.89	67.27	86.19
Nov-03	1,991.26	1,608.89	195.13	2,949.46	66.27	85.50

Tabla 5 Factores de conversión [19]

Volumen			
1	metro cúbico	6.2898104	barriles
1	metro cúbico	35.31467	pies cúbicos
1	metro cúbico	1000	litros
1	millón de metros cúbicos	6289.8	miles de barriles
1	millón de pies cúbicos	178.107	miles de barriles
1	pie cúbico	0.0283168	metro cúbico
1	galón	0.0238	barriles

Tabla 6 Equivalencias energéticas [19]

Equivalencias Energéticas			
1	millón de toneladas de petróleo	40.4	BTU (10 ¹² unidades térmicas británicas)
1	tonelada de petróleo crudo equivalente	41.868	Gigajoules (10 ⁹ joules)
1	millón de toneladas de petróleo crudo equivalente	41.868	Petajoules (10 ¹⁵ joules)
1	tonelada métrica	7.33	barriles de petróleo
1	barril de petróleo	5000	pies cúbicos de gas natural
1	millón de metros cúbicos de gas natural	0.9	miles de toneladas de petróleo crudo
1	millón de pies cúbicos de gas natural	0.026	miles de toneladas de petróleo crudo
1	metro cúbico de gas natural	8460000	calorías (para efectos de facturación de gas seco)
1	metro cúbico de gas natural	8967600	calorías (con un factor de corrección calorífica de 1.06)
1	metro cúbico de kerosina	8841586	kilocalorías
1	metro cúbico de gas de alto horno	8825000	calorías
1	metro cúbico de gas de coque	4400000	calorías
1	barril de combustóleo pesado	1593000	kilocalorías
1	barril de diesel *	1469600	kilocalorías
1	tonelada de coque de petróleo	7465500	kilocalorías
1	kilogramo de gas LP (mezcla nacional)	11823.86	kilocalorías
1	kilogramo de gas LP (mezcla de importación)	11917.3	kilocalorías
1	tonelada de bagazo	1684990	kilocalorías
1	tonelada de carbón	4662000	kilocalorías
1	tonelada de coque de carbón	6933000	kilocalorías
1	pie cúbico	1.03	MBTU de gas natural
1	BTU	1055.06	joules
1	BTU	252	calorías
1	caloría	4.1868	joules
1	kilocaloría	3.968254	BTU
1	petajoule (1 * 10 ¹⁵)	0.94708	miles de barriles de petróleo crudo equivalente
1	Gigajoule	239000000	calorías
1	petacaloría	132.76	megawatts
1	watt hora	3600	joules

Factor de conversión para el combustóleo:

$$1 \text{ m}^3 = 6.2898104 \text{ Barriles} \times \frac{1593000 \text{ kCal}}{1 \text{ Barril}} \times \frac{3.968254 \text{ Btu}}{1 \text{ kCal}} \times \frac{10^{-6} \text{ MBtu}}{1 \text{ Btu}} = 39.76058749 \text{ MBtu}$$

Factor de conversión para el diesel industrial:

$$1 \text{ m}^3 = 6.2898104 \text{ Barriles} \times \frac{1469600 \text{ kCal}}{1 \text{ Barril}} \times \frac{3.968254 \text{ Btu}}{1 \text{ kCal}} \times \frac{10^{-6} \text{ MBtu}}{1 \text{ Btu}} = 36.68057713 \text{ MBtu}$$

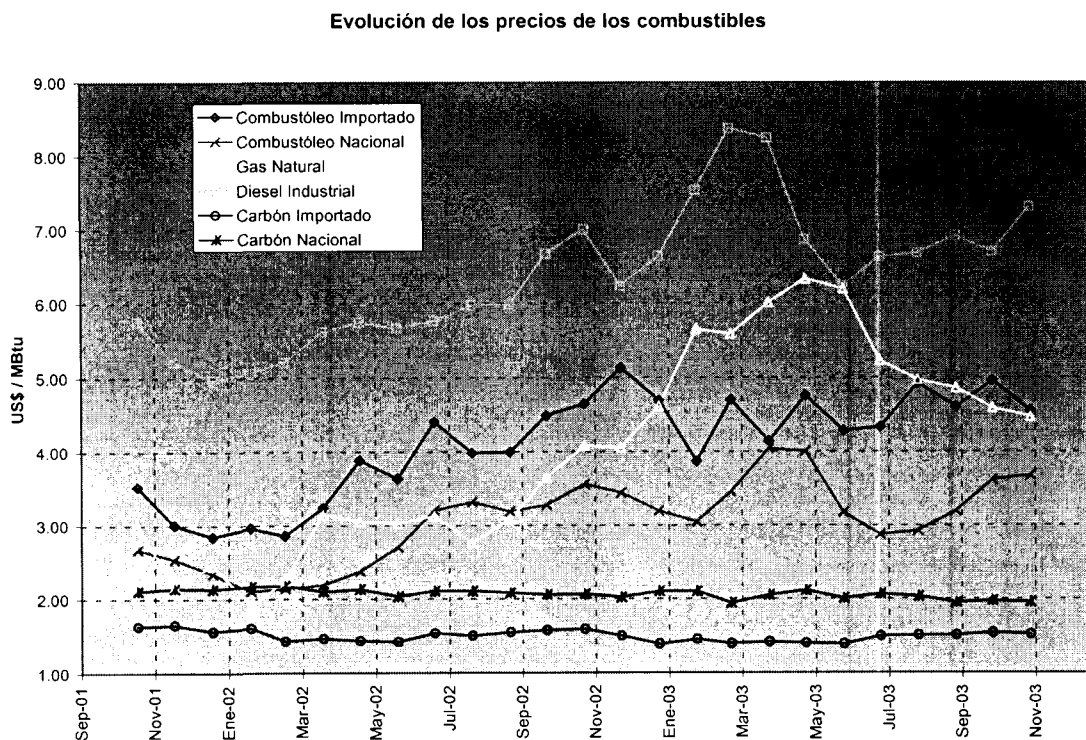
Factor de conversión para el gas natural y carbón:

$$1 \text{ GCal} = 10^6 \text{ kCal} \times \frac{3.968254 \text{ Btu}}{1 \text{ kCal}} \times \frac{10^{-6} \text{ MBtu}}{1 \text{ Btu}} = 3.968254 \text{ MBtu}$$

Tabla 7 Evolución de los precios de los combustibles (US\$ / MBtu)

Tipo de cambio	Precios de los combustibles US\$/MBtu							
	\$/US\$	Mes	Combustóleo		Gas Natural	Diesel Industrial	Carbón	
			Importado	Nacional			Importado	Nacional
9.28	Nov-01	3.53	2.67	2.99	5.76	1.63	2.11	
9.14	Dic-01	3.01	2.54	2.17	5.22	1.65	2.14	
9.17	Ene-02	2.85	2.34	2.45	4.96	1.56	2.14	
9.08	Feb-02	2.96	2.11	1.92	5.07	1.61	2.17	
9.03	Mar-02	2.86	2.15	2.24	5.21	1.43	2.18	
9.32	Abr-02	3.24	2.19	3.14	5.62	1.46	2.10	
9.61	May-02	3.88	2.38	3.05	5.75	1.44	2.13	
10.00	Jun-02	3.63	2.70	3.03	5.67	1.42	2.04	
9.69	Jul-02	4.40	3.20	3.13	5.77	1.54	2.11	
9.90	Ago-02	3.98	3.32	2.76	5.97	1.50	2.11	
10.16	Sep-02	3.99	3.19	3.08	5.98	1.55	2.08	
10.16	Oct-02	4.49	3.28	3.65	6.67	1.58	2.06	
10.15	Nov-02	4.65	3.56	4.08	7.01	1.59	2.07	
10.36	Dic-02	5.13	3.44	4.05	6.24	1.50	2.02	
10.40	Ene-03	4.69	3.20	4.62	6.64	1.39	2.10	
10.40	Feb-03	3.87	3.05	5.65	7.54	1.46	2.10	
10.94	Mar-03	4.70	3.46	5.59	8.38	1.40	1.94	
10.63	Abr-03	4.14	4.04	6.01	8.24	1.42	2.05	
10.25	May-03	4.76	4.00	6.33	6.87	1.40	2.11	
10.50	Jun-03	4.28	3.17	6.19	6.23	1.39	2.01	
10.44	Jul-03	4.33	2.87	5.23	6.62	1.49	2.07	
10.73	Ago-03	4.92	2.92	4.97	6.68	1.51	2.03	
11.00	Sep-03	4.60	3.19	4.86	6.92	1.51	1.95	
11.00	Oct-03	4.96	3.62	4.59	6.70	1.54	1.97	
11.00	Nov-03	4.55	3.68	4.47	7.31	1.52	1.96	

Gráfica 1 Evolución de los costos de los combustibles



Cada combustible tiene un valor calorífico, expresado en términos de la unidad térmica británica, Btu. Un Btu es el calor necesario para elevar la temperatura del agua un grado Fahrenheit. La tabla 8 muestra el valor calorífico de varios combustibles [5].

Tabla 8 Valores caloríficos para diferentes combustibles

Fuel		Average Heating value	
Fuel oil			
	Kerosene	134,000	Btu / gal.
	No. 2 Burner Fuel oil	140,000	Btu / gal.
	No. 4 Heavy Fuel oil	144,000	Btu / gal.
	No. 5 Heavy Fuel oil	150,000	Btu / gal.
	No. 6 Heavy Fuel oil 2.7% sulfur	152,000	Btu / gal.
	No. 6 Heavy Fuel oil 0.3% sulfur	143,800	Btu / gal.
Coal			
	Anthracite	13,900	Btu / lb
	Bituminous	14,000	Btu / lb
	Sub-bituminous	12,600	Btu / lb
	Lignite	11,000	Btu / lb
Gas			
	Natural	1,000	Btu / cu.ft.
	Liquefied butane	103,300	Btu / gal.
	Liquefied propane	91600	Btu / gal.

CAPITULO 4

Recuperación de inversión

4.1 Ingeniería económica

4.1.1 ¿Por qué es tan importante la ingeniería económica?

Prácticamente a diario se toman decisiones que afectan el futuro. Las opciones que se tomen cambian la vida de las personas poco y algunas veces considerablemente. Por ejemplo, la compra en efectivo de una nueva camisa aumenta la selección de ropa del comprador cuando se viste un día y reduce la suma de dinero que lleva consigo en el momento. Por otra parte, el comprar un nuevo automóvil y suponer que un préstamo para automóvil nos da opciones nuevas de transporte, puede causar una reducción significativa en el efectivo disponible a medida que se efectúan los pagos mensuales. En ambos casos, los factores económicos y no económicos, lo mismo que los factores tangibles y e intangibles son importantes en la decisión de comprar la camisa o el automóvil.

Los individuos, los propietarios de pequeños negocios, los presidentes de grandes corporaciones y los dirigentes de agencias gubernamentales se enfrentan rutinariamente al desafío de toma de decisiones significativas al seleccionar una alternativa sobre otra. Éstas son decisiones de cómo invertir en la mejor forma los fondos, o el capital, de la compañía y sus propietarios. El monto de capital siempre es limitado, de la misma manera que en general es limitado el efectivo disponible de un individuo. Estas decisiones de negocios cambiarán invariablemente el futuro, con la esperanza de que sea para mejorar. Por lo normal, los factores considerados pueden ser, una vez más, económicos y no económicos, lo mismo que tangibles e intangibles. Sin embargo, cuando las corporaciones y las agencias públicas seleccionan una alternativa sobre otra, los aspectos financieros, el retorno del capital invertido, las consideraciones sociales y los marcos de tiempo con frecuencia adquieren mayor importancia que los aspectos correspondientes a una selección individual.

La ingeniería económica, en forma bastante simple, hace referencia a la determinación de los factores y criterios económicos utilizados cuando se considera una selección o más alternativas. Otra definición de ingeniería económica plantea que es una colección de técnicas matemáticas que simplifican las comparaciones económicas. Con estas técnicas, es posible desarrollar un enfoque racional y significativo para evaluar los aspectos económicos de los diferentes métodos (alternativas) empleados en el logro de un objetivo determinado. Las técnicas funcionan igualmente bien para un individuo o para una corporación que se enfrenta con una decisión de tipo económico. Algunas de las preguntas usuales que pueden ser consideradas metódicamente por individuos, negocios y corporaciones, por las agencias públicas (gubernamentales) que se utilizan en este capítulo, se formulan aquí.

Individuos

- ¿Debo pagar el saldo de mi tarjeta de crédito con dinero prestado?
- ¿Qué representan financieramente mis estudios universitarios en mi carrera profesional?
- ¿Las deducciones federales al impuesto sobre la renta son para la hipoteca de mi casa, un buen negocio o debo acelerar los pagos de mi hipoteca?
- ¿Exactamente qué tasa de retorno obtuvimos en esta inversión en acciones?
- ¿Debo comprar o arrendar mi próximo automóvil o conservar el que tengo ahora y continuar pagando el préstamo?

Corporaciones y negocios

- ¿Lograremos el retorno requerido si instalamos esta nueva tecnología de fabricación en la planta?
- ¿Construimos o arrendamos las instalaciones para la nueva sucursal en Asia?
- ¿En términos económicos es mejor fabricar internamente o comprar por fuera una parte componente de una nueva línea de producto?

Unidades gubernamentales que atienden al público

- ¿Cuanto recaudo del nuevo impuesto necesita generar la ciudad para pagar la emisión de bonos escolares que se está sometiendo a votación?
- ¿Sobre pasan los beneficios los costos de un puente sobre el canal intracostero en este punto?
- ¿Es económico para la ciudad en términos de costos construir un domo para eventos deportivos importantes?
- ¿Debe la universidad estatal contratar una institución universitaria de la comunidad local para enseñar en cursos de pregrado a nivel básico o es preferible que el profesorado de la universidad lo haga?

4.1.2 Los símbolos y su significado

En ingeniería económica, las relaciones comúnmente incluyen los siguientes símbolos y sus unidades [4]:

P = Valor o suma de dinero en un momento denotado como el presente, denominado el *valor presente*, moneda, dólares.

F = valor o suma de dinero en algún tiempo futuro, denominado *valor futuro*; dólares.

A = serie de sumas consecutivas, iguales de fin de periodo, denominadas *valor equivalente* o *valor anual*; dólares por año, dólares por mes.

n = número de periodos de interés; años, meses, días.

i = tasa de interés por periodo de interés; porcentaje anual, porcentaje mensual.

t = tiempo expresado en periodos; años, meses, días.

Los símbolos P y F representan ocurrencias de una vez: A ocurre con el mismo valor una vez cada periodo de interés durante un número específico de periodos. Debe quedar claro que un valor presente P representa una sola suma de dinero en algún punto anterior a un valor futuro F o un monto equivalente de la serie A.

Es importante anotar que el símbolo A siempre representa una suma uniforme (es decir, la suma debe ser la misma cada periodo), la cual debe extenderse a través de periodos de interés consecutivos. Ambas condiciones deben existir antes de que el valor en dólares pueda ser expresado por A.

La tasa de interés compuesto i es expresada en porcentajes por periodo de interés, por ejemplo, 12% anual. A menos que se indique lo contrario, se debe suponer que la tasa se aplica durante todos los n años o periodos de interés. En los cálculos de ingeniería económica se utiliza siempre el equivalente decimal para i .

Todos los problemas de ingeniería económica contienen el elemento tiempo y, por consiguiente, el símbolo t . De los cinco símbolos restantes, P, F, A, n e i , cada problema contendrá al menos cuatro donde al menos tres de ellos se conocen.

Caculo del interés

La manifestación del valor del dinero en el tiempo se conoce con el término interés, que es el incremento entre una suma original de dinero prestado y la suma final debida, o la suma original poseída (o invertida) y la suma final acumulada. Se hace referencia a la inversión original o al monto del préstamo como el principal. Si una persona invirtió dinero en algún momento en el pasado, el interés será:

$$\text{Interés} = \text{monto total ahora} - \text{principal original} \quad (4.1)$$

Si el resultado es negativo, la persona ha perdido dinero y no hay interés. Por otra parte, si obtuvo en préstamo dinero en algún momento del pasado, el interés será:

$$\text{Interés} = \text{monto debido ahora} - \text{principal original} \quad (4.2)$$

En cualquier caso, hay un aumento en la cantidad de dinero que se invirtió o prestó originalmente y el incremento por encima de la suma original es el interés.

Cuando el interés se expresa como porcentaje de la suma original por unidad de tiempo, el resultado es una tasa de interés. Esta tasa se calcula como:

$$\text{Tasa porcentual de interés} = \frac{\text{interés causado por unidad de tiempo}}{\text{suma original}} \times 100\% \quad (4.3)$$

El periodo más común en el cual se expresa una tasa de interés es en 1 año. Sin embargo, dado que la tasa de interés pueden estar expresadas en periodos de tiempo menores de 1 año, por ejemplo, 1% mensual, la unidad de tiempo utilizada al expresar una tasa de interés también debe ser identificada. Este tiempo se denomina periodo de interés.

4.1.3 Interés simple y compuesto

Los términos interés, periodo de interés y tasa de interés son útiles para el cálculo de sumas equivalentes de dinero para un periodo de interés en el pasado y un periodo en el futuro. Sin embargo para más de un periodo de interés, los términos de interés simple e interés compuesto resultan importantes.

El interés simple se calcula utilizando solo el principal, ignorando cualquier interés causado en los periodos de interés anteriores. El interés simple total durante diversos periodos se calcula como [4]:

$$\text{Interés} = (\text{principal})(\text{número de periodos})(\text{tasa de interés}) \quad (4.4)$$

En donde la tasa de interés esta expresada en forma decimal.

Para el interés compuesto, el interés acumulado para cada periodo de interés se calcula sobre el principal más el monto total del interés acumulado en todos los periodos anteriores. Por tanto, el interés compuesto significa un interés sobre el interés, es decir, refleja el efecto del valor del dinero en el tiempo también sobre el interés. Ahora, el interés para un periodo se calcula así [4]:

$$\text{Interés} = (\text{principal} + \text{todo el interés causado})(\text{tasa de interés}) \quad (4.5)$$

4.1.4 Tasa mínima atractiva de retorno

Para que cualquier inversión sea rentable, el inversionista (corporación o individuo) debe esperar recibir más dinero de la suma invertida. En otras palabras, debe ser posible obtener una *tasa de retorno* o un *retorno sobre la inversión*. Durante un determinado periodo de tiempo, la tasa de retorno (TR) se calcula como [4]:

$$TR = \frac{\text{Suma actual} - \text{inversión original}}{\text{inversión original}} \times 100\% \quad (4.6)$$

El numerador puede llamarse utilidad, ingreso neto, o muchos términos diversos. Obsérvese que este cálculo es en esencia el mismo que el de la tasa de interés en la ecuación 4.3. Los dos términos pueden ser utilizados indistintamente, dependiendo del punto de vista, o de quien realiza la operación; el término tasa de interés es utilizado desde el punto de vista del prestatario, cuando el dinero ha sido obtenido en préstamo, o cuando se establece un interés fijo. El término tasa de retorno se utiliza comúnmente cuando se estima la rentabilidad de una alternativa propuesta o cuando se evalúan los resultados de un proyecto o inversión terminados. Ambos se representan con el símbolo i .

4.1.5 Factores de pago único (F/P y P/F)

Para la determinación de cantidades futuras de dinero F que se acumulan después de n años (o periodos) a partir de una inversión única P con interés compuesto una vez anualmente (o por periodo), se utiliza la siguiente formula [4]:

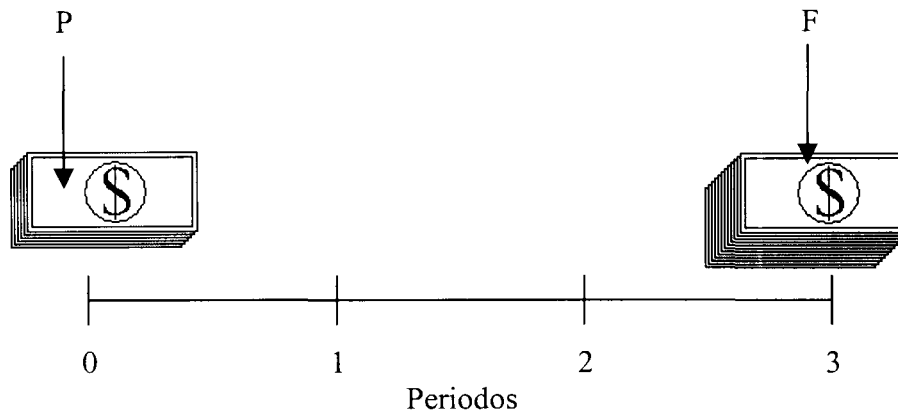
$$F = P(1 + i)^n \quad (4.7)$$

El factor $(1 + i)^n$ se denomina factor de cantidad compuesta de pago único (FCCPU), pero en general se hace referencia a éste factor como el factor F/P . Cuando el factor es multiplicado por P , éste produce la suma futura F de una inversión inicial P después de n años, a la tasa de interés i . Al despejar P de la ecuación (4.7), en términos de F resulta:

$$P = F \left[\frac{1}{(1 + i)^n} \right] \quad (4.8)$$

La expresión en corchetes se conoce como el factor de valor presente, pago único (FVPPU), o el factor P/F . dicha expresión determina el valor presente de una cantidad futura dada, F , después de n años a una tasa de interés i .

Figura 7 Diagrama de flujo de efectivo para determinar P o F , dependiendo del valor dado



Es importante observar que los factores y las fórmulas son de pago único; es decir, son utilizadas para encontrar la cantidad presente o futura cuando solamente hay un pago o recibo involucrado.

4.1.6 Factor de valor presente, serie uniforme y el factor de recuperación del capital (P/A y A/P)

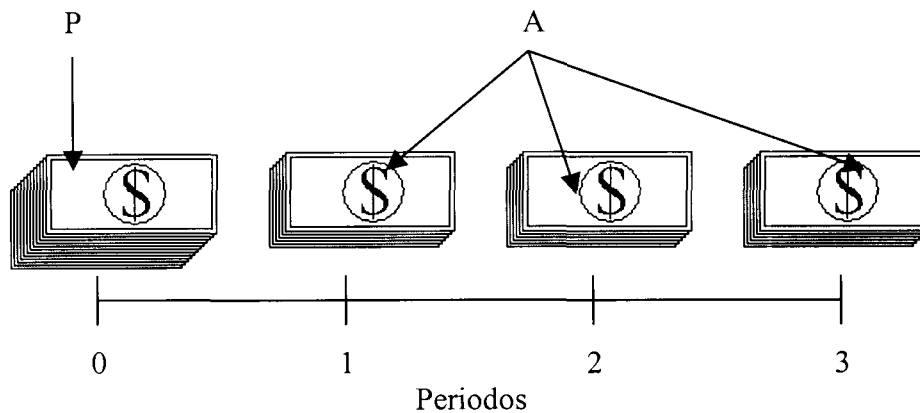
$$P = A \left[\frac{(1 + i)^n - 1}{i(1 + i)^n} \right] \quad i \neq 0 \quad (4.9)$$

El término en corchetes se llama factor de valor presente, serie uniforme (FVP-SU), o el factor P/A. Esta ecuación dará el valor presente P de una serie anual uniforme equivalente A que empieza el final del año 1 y se extiende durante n años a una tasa de interés i. Al despejar P de la ecuación [4.9], en términos de A resulta la siguiente expresión:

$$A = P \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (4.10)$$

El término en corchetes, denominado el factor de recuperación del capital (FRC), o factor A/P, produce el valor anual uniforme equivalente A durante n años de una inversión dada P cuando la tasa de interés es i.

Figura 8 Diagrama utilizado para determinar P o A, dependiendo del valor dado



Es muy importante recordar que estas fórmulas se derivan con el valor presente P y la primera cantidad anual uniforme A, separado un año (un periodo). Es decir, el valor presente P siempre debe estar localizado un periodo anterior a la primera A.

4.1.7 Factor de fondo de amortización y el factor de cantidad compuesta, serie uniforme (A/F y F/A)

$$A = F \left[\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (4.11)$$

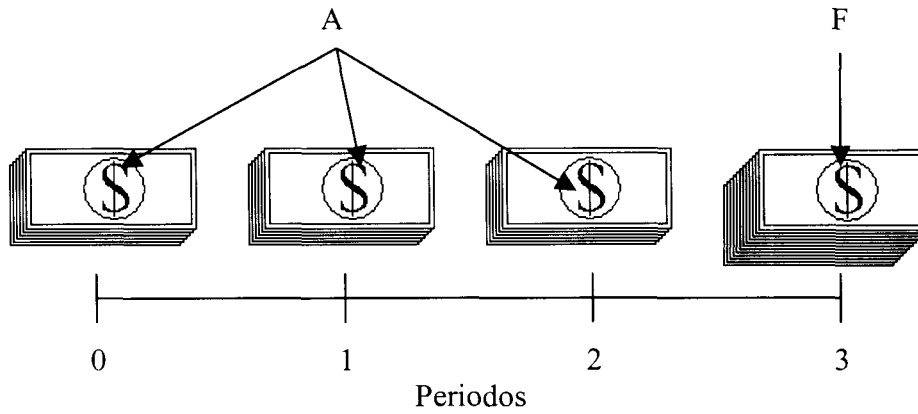
La expresión en corchetes en la ecuación (4.11) es el factor de fondo de amortización, o A/F. la ecuación se utiliza para determinar la serie de valor anual uniforme que sería equivalente a un valor futuro determinado F. observe que la serie uniforme A se inicia al final del periodo 1 y continúa a lo largo del periodo de F dado.

La ecuación [4.11] puede ser reordenada para expresar F en términos de A:

$$F = A \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i} \right] \quad (4.12)$$

El término en corchetes se denomina el factor de cantidad compuesta, serie uniforme (FCCSU), o factor F/A , el cual, cuando se multiplica por una suma anual uniforme A dada produce el valor futuro de la serie uniforme.

Figura 9 Diagrama utilizado para determinar A o F , dependiendo del valor dado



4.2 Precio de capacidad de generación

Costo por capacidad “The overnight cost”

Habiéndose determinado la tecnología y la capacidad de una planta generadora de energía eléctrica, los siguientes aspectos a considerar son el capital de inversión y la recuperación del mismo. El costo por capacidad (The overnight cost), es el costo de inversión por kW instalado de una planta. Por ejemplo, The overnight cost típico de una planta de carbón es de \$1050 / kW [2], de modo que una planta de 1000 MW requiere de una inversión de \$1'050,000,000. En términos económicos, éste es el valor presente de la inversión inicial de la planta, el cual tendrá que ser recuperado como una suma de cantidades uniformes durante un periodo de tiempo.

El costo del combustible siempre debe ser considerado cuando se evalúan alternativas de generación, ya que de ello depende la operación de una planta y el costo medio de la energía.

4.3 Costo medio de la energía

El costo medio de la energía representa el requerimiento mínimo por kWh para cubrir la inversión y el costo del combustible, y es una cantidad que depende del factor de carga-planta, el cual es la fracción de tiempo en que una planta se encuentra generando energía. El costo medio de la energía se determina con la siguiente ecuación [2]:

$$CME = \frac{FC}{Eg} + VC \quad (4.13)$$

$$Eg = Capacidad \times 1000 \times 730 \times fc \quad (4.14)$$

Donde:

CME es el costo medio de la energía (\$ / kWh)

FC es el costo fijo (\$ / kWh)

VC es el costo variable (\$ / kWh)

Eg es la energía generada mensualmente en kWh

$Capacidad$ es la capacidad de la planta generadora en MW

730 son las horas promedio en un mes

fc es el factor de carga-planta mensual

Enfocándose solo en los gastos básicos, se puede realizar un análisis prácticamente sencillo. Considerando el costo de capacidad como el *costo fijo* de la generación y como *costo variable* el costo del combustible por unidad de kWh, se puede estimar el costo promedio de la energía. La tabla 9 contiene los datos más importantes que intervienen en el cálculo del *costo fijo* y del *costo variable* para tecnologías convencionales (el Heat Rate se estima de acuerdo al ciclo de potencia) y tecnologías renovables:

Tabla 9 Capacidad instalada y costo por capacidad instalada

Características de la planta							
Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Costo del kW instalado (\$ / kW)	Factor de Carga-Planta Típico	η	Heat Rate HR (Btu/kWh)	Fuel Cost FC1 (\$ / MBtu)	Fuel Cost FC2 (\$ / MWh)
Carbón (Rankine)	1000	1050	0.92	36%	9419	1.50	14.13
Combustóleo (Rankine)	250	1000	0.92	36%	9419	3.20	30.14
Gas (Brayton)	250	350	0.92	28%	12186	4.90	59.71
C.C. (G.N.)	250	650	0.92	52%	6562	4.90	32.15
Nuclear	1000	1729	0.92	33%	10400	0.40	4.16
Diesel	1	200	0.65	35%	9770	6.90	67.41
Geotérmica	100	1820	0.60	34%	10000	0.00	0.00
Minihidráulica	1	800	0.50	34%	10000	0.00	0.00
Solar	1	3500	0.40	34%	10000	0.00	0.00
Eólica	10	1000	0.25	34%	10000	0.00	0.00
Biogás	7	1571	0.80	27%	12500	0.00	0.00

(\$/kW instalado) Fuentes: [2], [10]

4.4 Estimación de la inversión inicial

El capital de inversión se determina dependiendo del tipo de tecnología y de la capacidad instalada de la planta. La recuperación del capital se realiza con pagos mensuales uniformes durante un periodo de tiempo (vida de la planta), tomando en cuenta un interés mensual sobre el saldo del capital no recuperado.

$$\text{Inversión} = \text{Capacidad (MW)} \times 1000 \times \text{Costo del kW (US$/kW)} \quad (4.15)$$

Haciendo uso de la ecuación 4.10 se calcula la mensualidad:

$$\text{Mensualidad} = \text{Inversión} \times \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$

La *Mensualidad* refleja el *costo fijo* mensual de la capacidad instalada, el cual se acondicionará para determinar un “*costo fijo*” por unidad de energía (\$ / kWh).

A continuación, en la tabla 10 se presenta el capital de inversión y el cálculo de la mensualidad correspondiente a cada tecnología, considerando 15 años y 10%, como vida de la planta e interés anual:

Tabla 10 Análisis económico

Ingeniería Económica						
Tecnología	Inversión (\$)	Vida planta (años)	Vida planta (meses)	Interés anual (%)	Interés mensual (%)	Mensualidad (\$)
Carbón (Rankine)	1,050,000,000	15	180	10%	0.833%	11,283,354
Combustóleo (Rankine)	250,000,000	15	180	10%	0.833%	2,686,513
Gas (Brayton)	87,500,000	15	180	10%	0.833%	940,279
C.C. (G.N.)	162,500,000	15	180	10%	0.833%	1,746,233
Nuclear	1,729,000,000	15	180	10%	0.833%	18,579,922
Diesel	200,000	15	180	10%	0.833%	2,149
Geotérmica	182,000,000	15	180	10%	0.833%	1,955,781
Minihidráulica	800,000	15	180	10%	0.833%	8,597
Solar	3,500,000	15	180	10%	0.833%	37,611
Eólica	10,000,000	15	180	10%	0.833%	107,461
Biogás	11,000,000	15	180	10%	0.833%	118,207

Tabla 11 Energía Generada mensualmente

Energía Mensual, kWh											
Factor de Carga-Planta	Carbón (Rankine)	Combustóleo (Rankine)	Gas (Brayton)	C.C. (G.N.)	Nuclear	Diesel	Geotérmica	Mini Hidráulica	Solar	Eólica	Biogás
0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0.05	36500000	9125000	9125000	9125000	36500000	36500	3650000	36500	36500	365000	255500
0.10	73000000	18250000	18250000	18250000	73000000	73000	7300000	73000	73000	730000	511000
0.15	109500000	27375000	27375000	27375000	109500000	109500	10950000	109500	109500	1095000	766500
0.20	146000000	36500000	36500000	36500000	146000000	146000	14600000	146000	146000	1460000	1022000
0.25	182500000	45625000	45625000	45625000	182500000	182500	18250000	182500	182500	1825000	1277500
0.30	219000000	54750000	54750000	54750000	219000000	219000	21900000	219000	219000	2190000	1533000
0.35	255500000	63875000	63875000	63875000	255500000	255500	25550000	255500	255500	2555000	1788500
0.40	292000000	73000000	73000000	73000000	292000000	292000	29200000	292000	292000	2920000	2044000
0.45	328500000	82125000	82125000	82125000	328500000	328500	32850000	328500	328500	3285000	2299500
0.50	365000000	91250000	91250000	91250000	365000000	365000	36500000	365000	365000	3650000	2555000
0.55	401500000	100375000	100375000	100375000	401500000	401500	40150000	401500	401500	4015000	2810500
0.60	438000000	109500000	109500000	109500000	438000000	438000	43800000	438000	438000	4380000	3066000
0.65	474500000	118625000	118625000	118625000	474500000	474500	47450000	474500	474500	4745000	3321500
0.70	511000000	127750000	127750000	127750000	511000000	511000	51100000	511000	511000	5110000	3577000
0.75	547500000	136875000	136875000	136875000	547500000	547500	54750000	547500	547500	5475000	3832500
0.80	584000000	146000000	146000000	146000000	584000000	584000	58400000	584000	584000	5840000	4088000
0.85	620500000	155125000	155125000	155125000	620500000	620500	62050000	620500	620500	6205000	4343500
0.90	657000000	164250000	164250000	164250000	657000000	657000	65700000	657000	657000	6570000	4599000
0.95	693500000	173375000	173375000	173375000	693500000	693500	69350000	693500	693500	6935000	4854500
1.00	730000000	182500000	182500000	182500000	730000000	730000	73000000	730000	730000	7300000	5110000

El factor de carga-planta es una limitante en la generación de energía, por ejemplo, el factor de carga-planta máximo para una planta solar es 0.4, y esto considerando que los días han sido soleados durante el mes y que no se han tenido falla ni mantenimiento.

Por simplicidad, se considera que el costo del combustible es el *costo variable* [2]; en la tabla 9 se han definido los costos por unidad de energía para cada tecnología. Para el análisis el *costo variable* se expresará como:

$$VC = \text{Costo_delcombustible} \left(\frac{\$}{kWh} \right) \quad (4.16)$$

Tabla 12 Costo Fijo por unidad de energía

Costo Fijo por unidad de energía, FC (\$ / kWh)											
Factor de Carga-Planta	Carbón (Rankine)	Combustóleo (Rankine)	Gas (Brayton)	C.C. (G.N.)	Nuclear	Diesel	Geotérmica	Mini Hidráulica	Solar	Eólica	Biogás
0.05	0.3091	0.2944	0.1030	0.1914	0.5090	0.0589	0.5358	0.2355	1.0304	0.2944	0.4626
0.10	0.1546	0.1472	0.0515	0.0957	0.2545	0.0294	0.2679	0.1178	0.5152	0.1472	0.2313
0.15	0.1030	0.0981	0.0343	0.0638	0.1697	0.0196	0.1786	0.0785	0.3435	0.0981	0.1542
0.20	0.0773	0.0736	0.0258	0.0478	0.1273	0.0147	0.1340	0.0589	0.2576	0.0736	0.1157
0.25	0.0618	0.0589	0.0206	0.0383	0.1018	0.0118	0.1072	0.0471	0.2061		0.0925
0.30	0.0515	0.0491	0.0172	0.0319	0.0848	0.0098	0.0893	0.0393	0.1717	0.0491	0.0771
0.35	0.0442	0.0421	0.0147	0.0273	0.0727	0.0084	0.0765	0.0336	0.1472	0.0421	0.0661
0.40	0.0386	0.0368	0.0129	0.0239	0.0636	0.0074	0.0670	0.0294		0.0368	0.0578
0.45	0.0343	0.0327	0.0114	0.0213	0.0566	0.0065	0.0595	0.0262	0.1145	0.0327	0.0514
0.50	0.0309	0.0294	0.0103	0.0191	0.0509	0.0059	0.0536		0.1030	0.0294	0.0463
0.55	0.0281	0.0268	0.0094	0.0174	0.0463	0.0054	0.0487	0.0214	0.0937	0.0268	0.0421
0.60	0.0258	0.0245	0.0086	0.0159	0.0424	0.0049		0.0196	0.0859	0.0245	0.0386
0.65	0.0238	0.0226	0.0079	0.0147	0.0392		0.0412	0.0181	0.0793	0.0226	0.0356
0.70	0.0221	0.0210	0.0074	0.0137	0.0364	0.0042	0.0383	0.0168	0.0736	0.0210	0.0330
0.75	0.0206	0.0196	0.0069	0.0128	0.0339	0.0039	0.0357	0.0157	0.0687	0.0196	0.0308
0.80	0.0193	0.0184	0.0064	0.0120	0.0318	0.0037	0.0335	0.0147	0.0644	0.0184	
0.85	0.0182	0.0173	0.0061	0.0113	0.0299	0.0035	0.0315	0.0139	0.0606	0.0173	0.0272
0.90						0.0033	0.0298	0.0131	0.0572	0.0164	0.0257
0.95	0.0163	0.0155	0.0054	0.0101	0.0268	0.0031	0.0282	0.0124	0.0542	0.0155	0.0243
1.00	0.0155	0.0147	0.0052	0.0096	0.0255	0.0029	0.0268	0.0118	0.0515	0.0147	0.0231

Nótese que cuando el factor de carga-planta se acerca a cero, el costo fijo por unidad de energía se eleva considerablemente.

Tabla 13 Costo Variable por unidad de energía

Costo Variable, VC (\$ / kWh)	
Tecnología	Costo Variable VC (\$ / kWh)
Carbón (Rankine)	0.0141
Combustóleo (Rankine)	0.0301
Gas (Brayton)	0.0597
C.C. (G.N.)	0.0322
Nuclear	0.0042
Diesel	0.0674
Geotérmica	0.0000
Minihidráulica	0.0000
Solar	0.0000
Eólica	0.0000
Biogás	0.0000

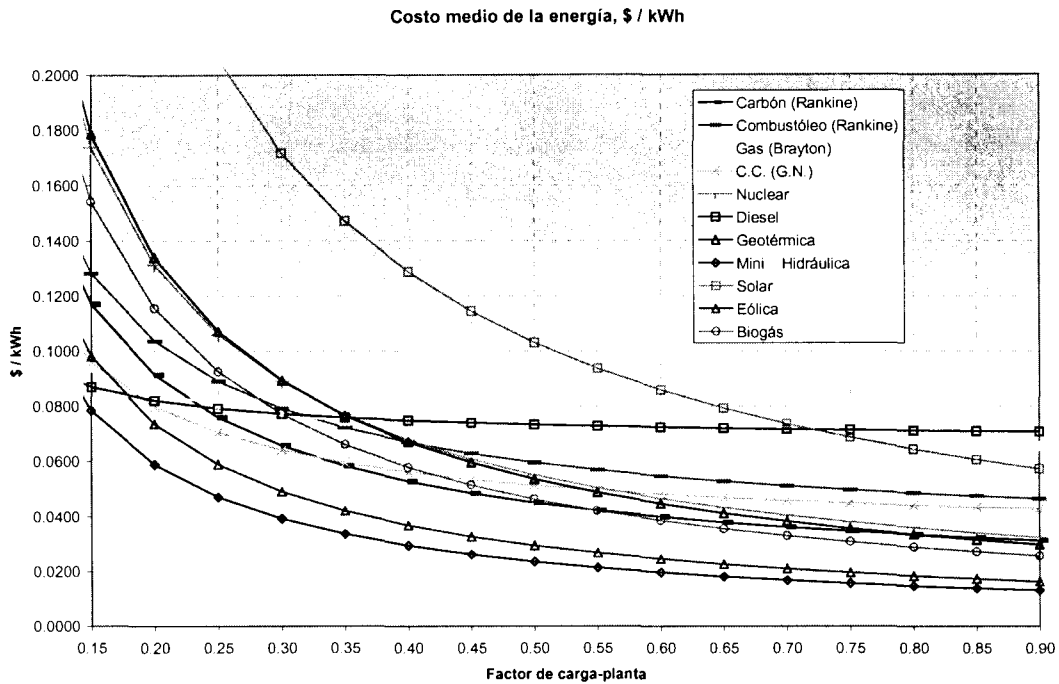
Haciendo uso de la ecuación 4.13 se obtiene el costo medio de la energía, necesario para cubrir los gastos por capacidad instalada y combustible. La tabla 14 muestra el costo medio de la energía en \$ / kWh (dólares por kWh), dependiendo de tres factores: el factor de carga-planta (f_c) que representa el grado de utilización de la energía y esta determinado por el comportamiento de la carga, el costo fijo por unidad de energía y el costo variable (costo del combustible).

Tabla 14 Costo medio de la energía

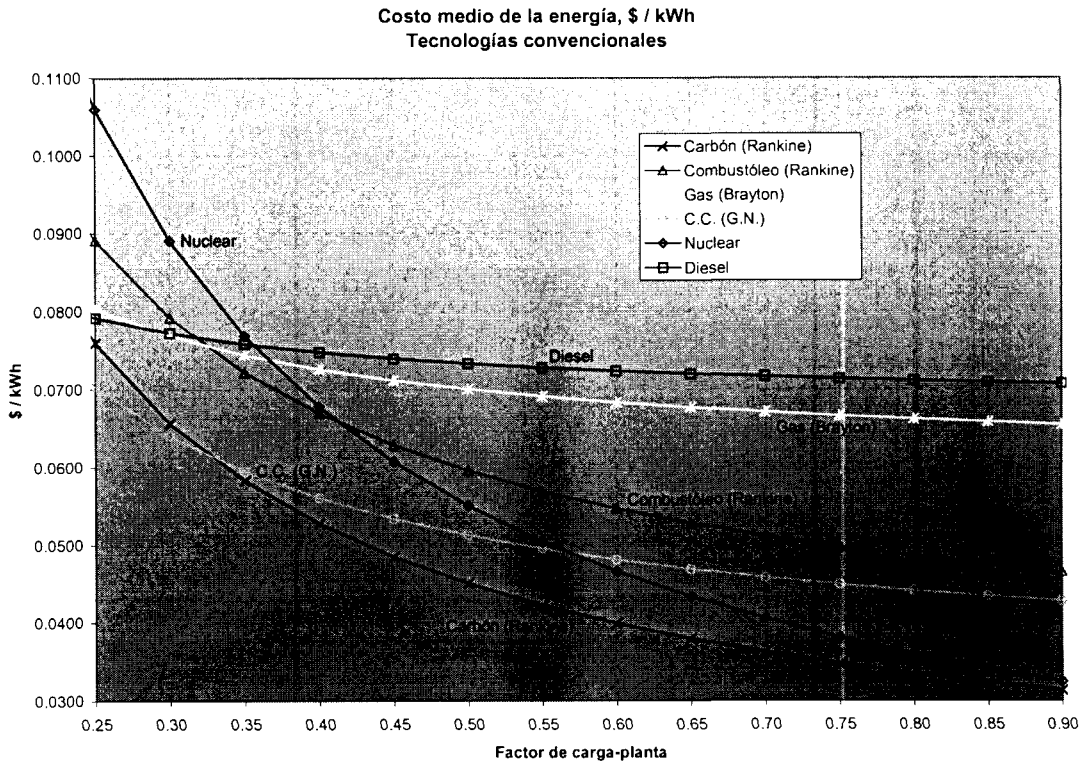
Costo Medio de la Energía, \$ / kWh											
Factor de Carga-Planta	Carbón (Rankine)	Combustóleo (Rankine)	Gas (Brayton)	C.C. (G.N.)	Nuclear	Diesel	Geotérmica	Mini Hidráulica	Solar	Eólica	Biogás
0.05	0.3233	0.3246	0.1628	0.2235	0.5132	0.1263	0.5358	0.2355	1.0304	0.2944	0.4626
0.10	0.1687	0.1773	0.1112	0.1278	0.2587	0.0969	0.2679	0.1178	0.5152	0.1472	0.2313
0.15	0.1172	0.1283	0.0941	0.0959	0.1738	0.0870	0.1786	0.0785	0.3435	0.0981	0.1542
0.20	0.0914	0.1037	0.0855	0.0800	0.1314	0.0821	0.1340	0.0589	0.2576	0.0736	0.1157
0.25	0.0760	0.0890	0.0803	0.0704	0.1060	0.0792	0.1072	0.0471	0.2061		0.0925
0.30	0.0657	0.0792	0.0789	0.0640	0.0890	0.0772	0.0893	0.0393	0.1717	0.0491	0.0771
0.35	0.0583	0.0722	0.0744	0.0595	0.0769	0.0758	0.0765	0.0336	0.1472	0.0421	0.0661
0.40	0.0528	0.0669	0.0726	0.0561	0.0678	0.0748	0.0670	0.0294		0.0368	0.0578
0.45	0.0485	0.0629	0.0712	0.0534	0.0607	0.0740	0.0595	0.0262	0.1145	0.0327	0.0514
0.50	0.0450	0.0596	0.0700	0.0513	0.0551	0.0733	0.0536		0.1030	0.0294	0.0463
0.55	0.0422	0.0569	0.0691	0.0495	0.0504	0.0728	0.0487	0.0214	0.0937	0.0268	0.0421
0.60	0.0399	0.0547	0.0683	0.0481	0.0466	0.0723		0.0196	0.0859	0.0245	0.0386
0.65	0.0379	0.0528	0.0676	0.0469	0.0433		0.0412	0.0181	0.0793	0.0226	0.0356
0.70	0.0362	0.0512	0.0671	0.0458	0.0405	0.0716	0.0383	0.0168	0.0736	0.0210	0.0330
0.75	0.0347	0.0498	0.0666	0.0449	0.0381	0.0713	0.0357	0.0157	0.0687	0.0196	0.0308
0.80	0.0334	0.0485	0.0662	0.0441	0.0360	0.0711	0.0335	0.0147	0.0644	0.0184	
0.85	0.0323	0.0475	0.0658	0.0434	0.0341	0.0709	0.0315	0.0139	0.0606	0.0173	0.0272
0.90						0.0707	0.0298	0.0131	0.0572	0.0164	0.0257
0.95	0.0304	0.0456	0.0651	0.0422	0.0310	0.0705	0.0282	0.0124	0.0542	0.0155	0.0243
1.00	0.0296	0.0449	0.0649	0.0417	0.0296	0.0704	0.0268	0.0118	0.0515	0.0147	0.0231

Gráficamente los datos de la tabla anterior se comportan como sigue:

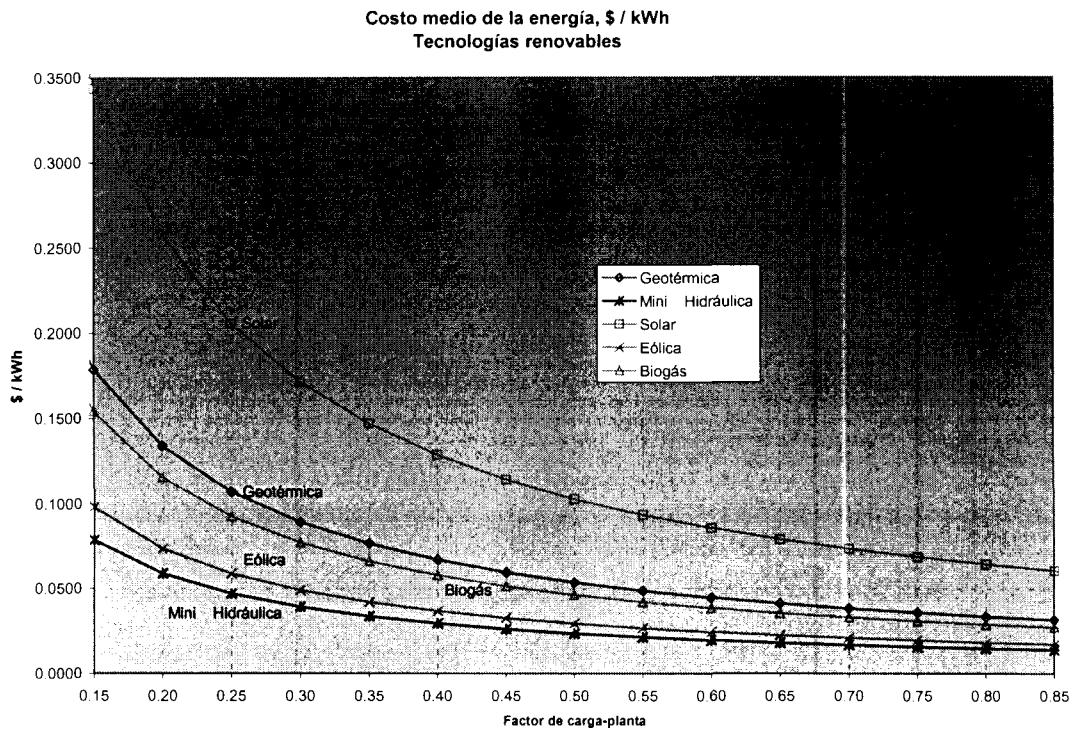
Gráfica 2 Costo medio de la energía



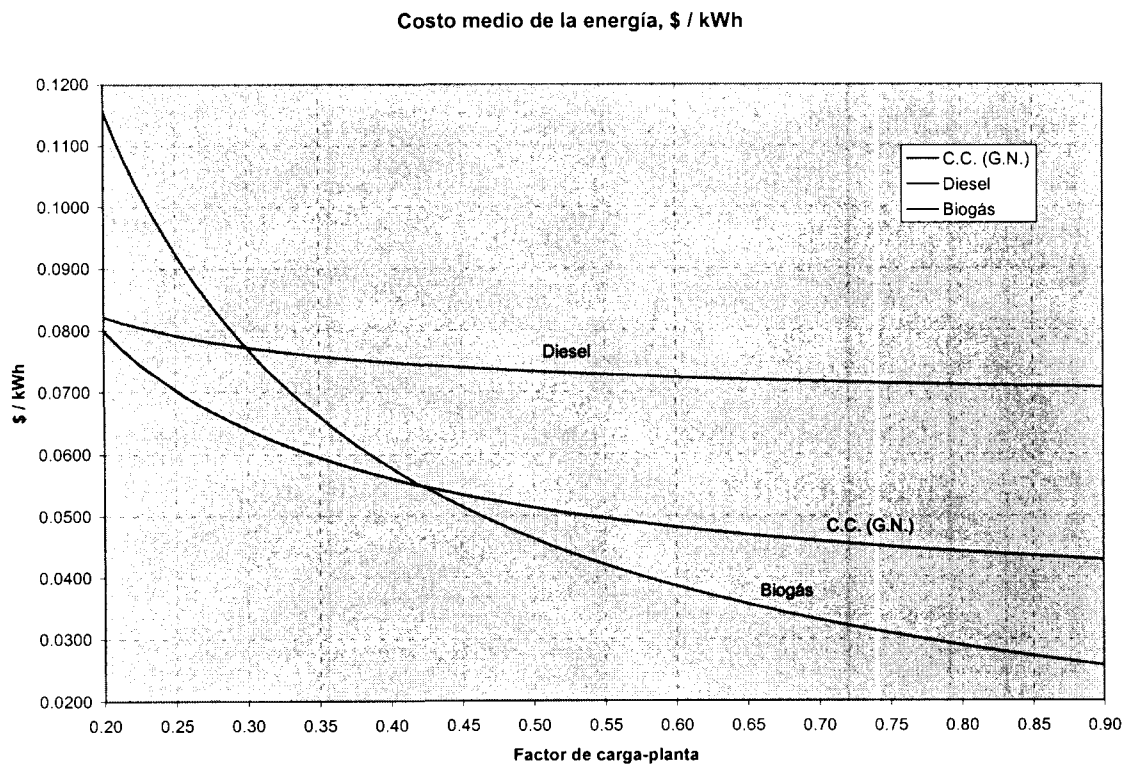
Gráfica 3 Costo medio de la energía (Tecnologías convencionales)



Gráfica 4 Costo medio de la energía (Tecnologías renovables)



Gráfica 5 Comparación Diesel – Ciclo Combinado – Biogás



CAPITULO 5

Porteo de energía eléctrica

Una de las piezas clave para la competencia es la red de transmisión, la cual presta servicios de transmisión de energía al sector privado. La evaluación de los cargos por servicios de transmisión de energía eléctrica es una labor muy compleja en sistemas de potencia y se vuelve más importante al introducir competencia en el suministro de energía eléctrica. En consecuencia muchos métodos se han propuesto en recientes años, algunos de estos métodos son:

- Sellos de correo (postage stamp, estampilla)
- Método del itinerario acordado (contract path methodology)
- Método del MW – Km. ó MW – milla

Sin embargo, debido la aproximación adoptada en algunos de los métodos mencionados, no son eficientes para reflejar las verdaderas señales. En consecuencia se han propuesto métodos basados en costos marginales e incrementales.

5.1 Sello de correos (Postage stamp, estampilla)

Este método es una aplicación de una tarifa que esta basada en un costo promedio. Para su cálculo se toma el costo total del servicio de transmisión y se divide por una medida del uso que cada beneficiario hace de la red de transmisión. Para medir el uso de la red, se puede utilizar la potencia (MW) consumida o generada en un determinado nodo en un determinado momento, o también se puede utilizar una medida de la energía (MWh) consumida o generada. En cualquiera de los casos se debe decidir en que momento o periodo se contabiliza esa medida. Si se usa la punta coincidente anual, o la no coincidente, en el caso de que la medida sea la potencia, y qué periodo se elige si la medida es de energía. Cada medida de uso lleva a unos resultados que pueden ser muy diferentes. La aplicación de natural del método de sello de correos es utilizar la potencia inyectada por los generadores y la retirada por los consumidores en un momento particular del funcionamiento del sistema que se considere apropiado con respecto a los fines que se persiguen.

Este método ha sido ampliamente aplicado en los Estados Unidos de Norteamérica en su formato de costos de \$/kW por cada unidad inyectada o retirada de cada nodo del sistema en el momento en que se presenta la punta del sistema. Su nombre se origina de que la tarifa es totalmente independiente del lugar en que se inyecte la potencia al sistema. Lo mismo da que se inyecte cerca o lejos de los centros de consumo, por que a cada kW se le impone un cargo que es igual para todos los nodos del sistema.

La principal ventaja de un método como este es su sencillez. Desafortunadamente es un método que por su sencillez no permite que se tengan señales adecuadas para que los usuarios de la red tomen decisiones convenientes a sus propósitos, ya que este tipo de

tarifas no tienen discriminación geográfica que permita que estas señales sean adecuadas para la optimización del sistema. Un usuario ubicado a 10 Km No puede tener las mismas señales que si lo esta a 100 Km.

Aunque desde el punto de vista cualitativo este método no es aceptable, si lo puede ser desde el punto de vista cuantitativo. Es decir, si la señal óptima de localización es muy débil en un determinado sistema, debido a que está muy desarrollado y no se prevén fuertes inversiones, utilizar un método como éste puede estar justificado.

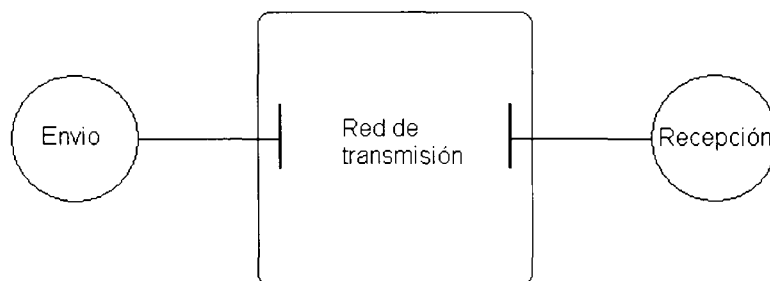
5.2 Método del itinerario acordado (Contract path method)

El método del itinerario acordado tiene origen en los EE. UU., donde ha sido utilizado frecuentemente para calcular los cargos por el servicio de transmisión basándose en un supuesto camino que debe recorrer la energía desde el punto de generación hasta el punto de consumo [1]. El trayecto que efectúa la energía entre estos dos puntos es determinado por acuerdo entre las partes. Es decir, vendedor, comprador y transmisor acuerdan sobre un mapa de la red el camino más lógico por el que el flujo de energía deberá discurrir. Evidentemente, es difícil que el flujo real producido por la transacción se ajuste al camino escogido.

El método se puede utilizar de varias formas, dependiendo del número de sistemas que sean utilizados para transmitir la energía.

En el primer caso la transacción atraviesa un solo sistema que se encuentra entre el vendedor y el generador. En la Figura 10 ilustra este caso, donde el generador y el comprador (envío y recepción) requieren los servicios del transmisor para realizar la transacción. Para establecer los cargos por el servicio de transmisión las tres partes se ponen de acuerdo en el recorrido lógico que efectuara la energía [1].

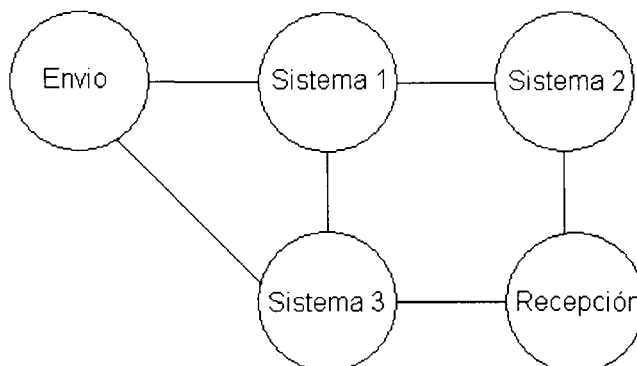
Figura 10 Ejemplo de *contract path* para un solo sistema



Una vez que se ha escogido el camino, se calculan los costos de la inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones que forman ese corredor. Una vez obtenido el costo se distribuye en función del flujo real que circula por ese camino y el flujo que se le supone a la transacción entre el generador y el receptor, con lo que se establece el cargo que debe pagar esa transacción.

El escenario más completo para utilizar este método se muestra en la Figura 11, en el cual se busca determinar el conjunto de sistemas de transmisión que la energía de una transacción debe recorrer para llegar a su destino. La práctica más usual es aquella en la que los usuarios que efectúan la transacción pagan una cuota, que suele ser un sencillo sello de correos, a cada una de las compañías que prestan el servicio de transmisión. Esto es conocido en los EE. UU. Como *pancaking*, es decir, la cuota que se paga es el resultado de sumar las diversas cuotas que cada trayectoria de un sistema tenga estipulado.

Figura 11 Ejemplo de *contract path* con varios sistemas



Como es fácilmente comprensible, el uso de este método solo está justificado cuando la importancia de las transacciones que se llevan a cabo es escasa y, por lo tanto, no valga la pena averiguar lo que realmente sucede en la red cuando se efectúa la transacción, lo que no tiene que ocurrir en la mayoría de los casos.

Normalmente la realización de transacciones produce efectos no deseados en las redes de compañías vecinas, como es el caso de los conocidos *loop flows*. Estos no son más que flujos que aparecen en redes de transmisión vecinas que no son parte directa del contrato de *wheeling*. Las modificaciones del flujo de redes vecinas pueden llegar a causar serios inconvenientes que no pueden ser ignorados.

Otra deficiencia de este método es que puede llevar al establecimiento de cuotas excesivas para transacciones en puntos alejados, ya que al no tener en cuenta la realidad del comportamiento del sistema, no puede ser capaz de observar que una transacción de ese tipo no tiene por qué llevar realmente a un flujo que vaya del nodo de inyección al nodo de consumo, de tal forma que el sistema que presta el servicio de transmisión se puede reajustar para que eso no suceda.

Por todo ello la aplicación de este método no se ajusta a al contexto de los sistemas modernos donde un procedimiento de estas características no es apropiado, aunque siempre es posible su uso como primera aproximación más o menos razonable. Tal sería el caso de su utilización en el ámbito de la directiva europea.

Para ejemplificar el concepto de contract path, se considera el siguiente caso [1]:

La Figura 12 muestra un sistema de 4 nodos con una carga de 4500 MW en el nodo 4, y un generador en los nodos 1, 2 y 3. El sistema tiene dos líneas entre los nodos 1 y 2, y la otras dos entre los nodos 1 y 3. Además, el sistema tiene 3 líneas entre los nodos 3 y 4, y otras 3 entre los nodos 2 y 4. Los parámetros de cada línea individual se muestran en la Tabla 15. Considerando que los generadores tienen contratos a largo plazo para suministrar energía a la carga L_4 y que están comprometidos como se muestra en la Tabla 16 y en la Figura 13, además de indicar las trayectorias para los servicios de transmisión de cada generador.

Figura 12 Sistema de 4 nodos usado para ilustrar el concepto de *contract path*

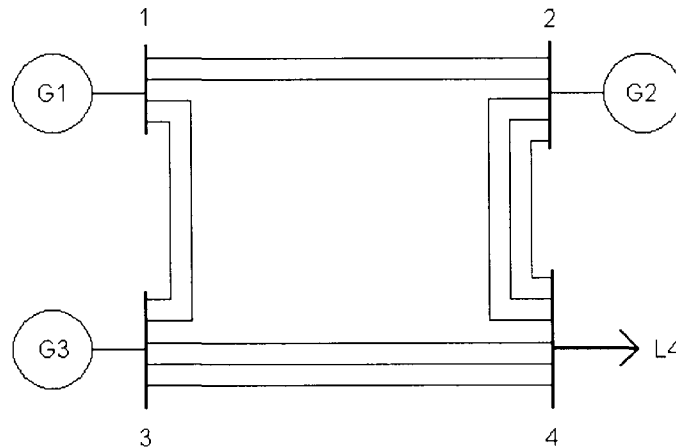


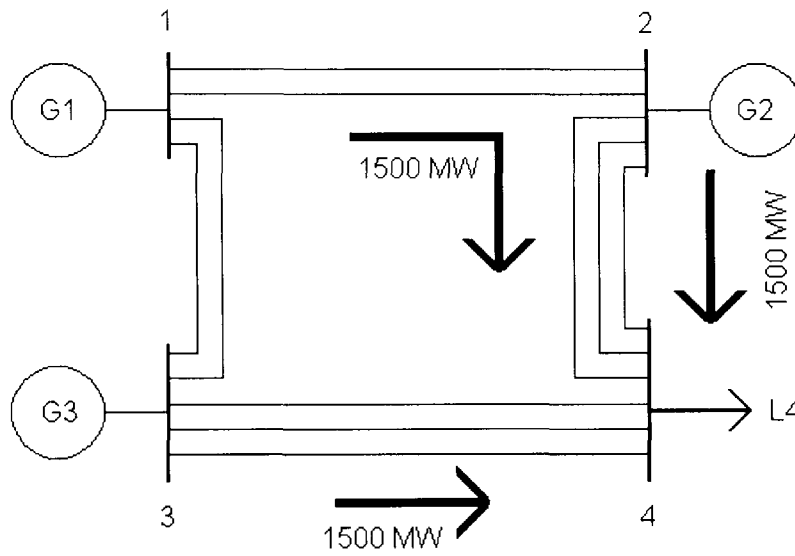
Tabla 15 Datos de las líneas

1 - 2	1.0	1500
1 - 2	1.0	1500
1 - 3	2.0	375
1 - 3	2.0	375
2 - 4	1.5	1500
2 - 4	1.5	1500
2 - 4	1.5	1500
3 - 4	1.5	1500
3 - 4	1.5	1500
3 - 4	1.5	1500

Tabla 16 Datos del contrato

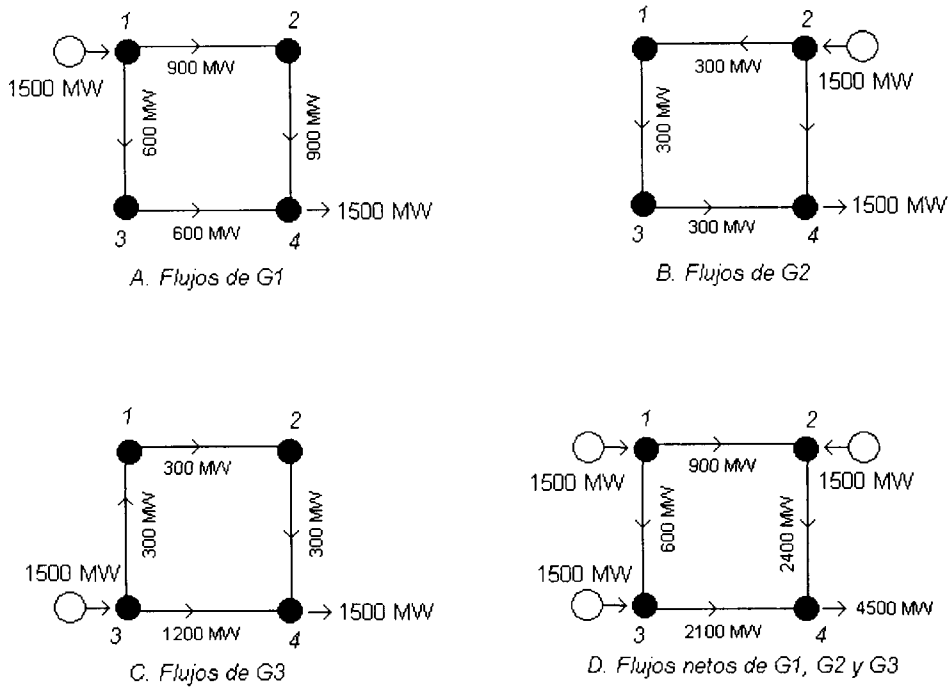
$G_1 \rightarrow L_4$	1500	1 - 2 - 3	1500
$G_2 \rightarrow L_4$	1500	2 - 4	1500
$G_3 \rightarrow L_4$	1500	3 - 4	1500

Figura 13 Servicios de transmisión



A continuación se muestran los flujos para cada uno de los contratos:

Figura 14 Flujos para cada transacción



5.3 Método del MW – Km. (o MW – Milla)

El método del KW – Km. fue propuesto para solventar la falta de precisión de los métodos anteriores. El método trata de reflejar, además de la incidencia que sobre los flujos de la red tienen las transacciones, la cantidad de red que es necesario analizar [1]. Es decir, no debería ser lo mismo transmitir 10 MW a 10 Km que transmitir la misma potencia a 100 Km.; la utilización de la red no es la misma y eso debe tomarse en cuenta.

Existen muchas variantes que tienen que ver con la implantación práctica del método, para ejemplificar este método se considera el siguiente caso [1]:

La figura 15 muestra un sistema de 3 nodos y un escenario de 5 transacciones entre unidades generadoras y cargas. En la tabla 17 se muestran los datos del sistema. Sea $L_{n,j}$ la carga en el nodo n , suministrada por el generador j . considerando que una carga de 150 MW esta conectada al nodo 2, la cual es suministrada por el generador 1 ($L_{2,1} = 60$ MW) y por el generador 3 ($L_{2,3} = 90$ MW). Además otra carga de 600 MW esta conectada al nodo 3, y es suministrada por los tres generadores, 240 MW del generador 1, 200 MW del generador 2 y 160 MW provenientes del generador 3 ($L_{3,1} = 240$ MW, $L_{3,2} = 200$ MW, $L_{3,3} = 160$ MW).

Figura 15 Sistema de 3 nodos con 5 transacciones

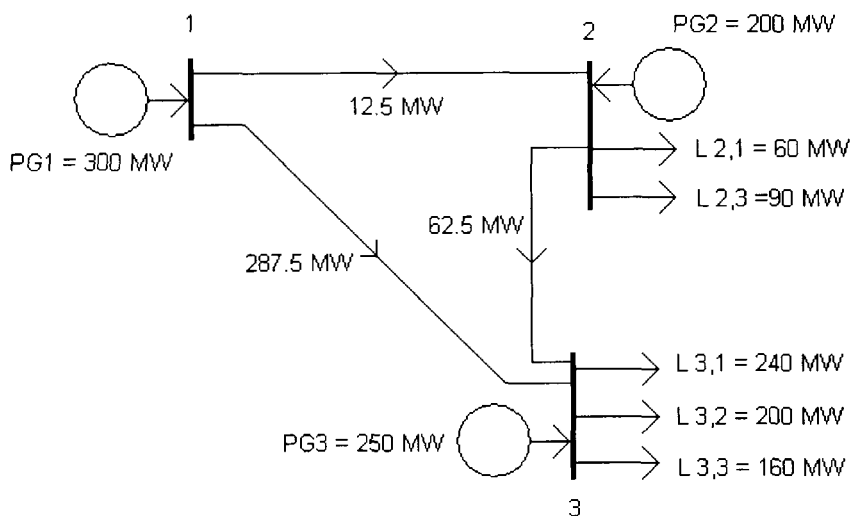


Tabla 17 Datos del sistema

1 – 2	0.0	0.30	20.0	5.0
1 – 3	0.0	0.10	10.0	23.0
2 – 3	0.0	0.40	40.0	10.0

Considerando que en el sistema las pérdidas son mínimas y usando las ecuaciones de flujos de carga de corriente directa, y que el nodo 3 es el de referencia ($\delta_3 = 0.0$), y que P_i es la inyección neta en el nodo i (generación neta – carga neta), se tienen los siguientes cálculos para determinar los flujos:

$$\begin{bmatrix} 1/0.3+1/0.1 & -1/0.3 \\ -1/0.3 & 1/0.3+1/0.4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.0875 & 0.05 \\ 0.05 & 0.2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \end{bmatrix}$$

Sea f_{mn} el flujo del nodo m al nodo n , y x_{mn} la reactancia de la línea conectada entre los nodos m y n :

$$f_{mn} = \frac{\delta_m - \delta_n}{x_{mn}}$$

Si $f_{m-n,j}$ es la carga de línea $m - n$ debida a la transacción j

Transacción 1

$P_1 = 60$ MW (inyección neta en el nodo 1)

$P_2 = -60$ MW (inyección neta en el nodo 2)

$$\begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.0875 & 0.05 \\ 0.05 & 0.2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 60 \\ -60 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2.25 \\ -9 \end{bmatrix}$$

$$f_{1-2,1} = \frac{\delta_1 - \delta_2}{x_{12}} = \frac{2.25 + 9}{0.3} = 37.5 \text{ MW} \quad f_{1-3,1} = \frac{\delta_1 - \delta_3}{x_{13}} = \frac{2.25 - 0}{0.1} = 22.5 \text{ MW}$$

$$f_{2-3,1} = \frac{\delta_2 - \delta_3}{x_{23}} = \frac{-9 - 0}{0.4} = -22.5 \text{ MW}$$

Transacción 2

$P_1 = 240$ MW

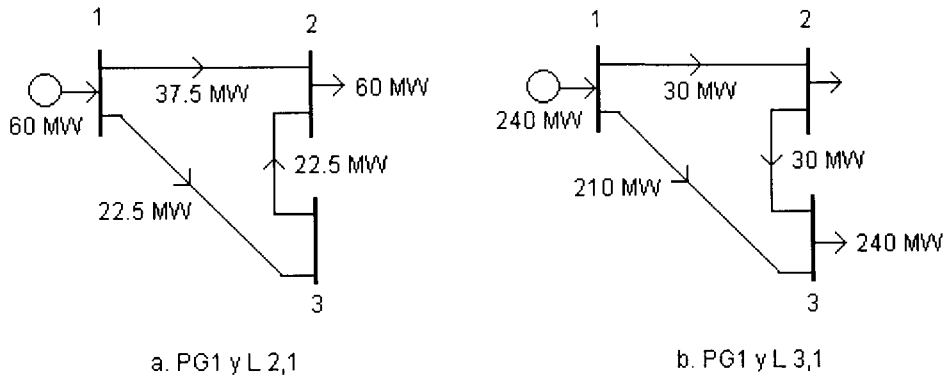
$P_2 = 0.0$ MW

$$\begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.0875 & 0.05 \\ 0.05 & 0.2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 240 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 21 \\ 12 \end{bmatrix}$$

$$f_{1-2,1} = \frac{\delta_1 - \delta_2}{x_{12}} = \frac{21 - 12}{0.3} = 30.0 \text{ MW} \qquad f_{1-3,1} = \frac{\delta_1 - \delta_3}{x_{13}} = \frac{21 - 0}{0.1} = 210 \text{ MW}$$

$$f_{2-3,1} = \frac{\delta_2 - \delta_3}{x_{23}} = \frac{12 - 0}{0.4} = 30.0 \text{ MW}$$

Figura 16 Transacciones de PG₁.



Transacción 3

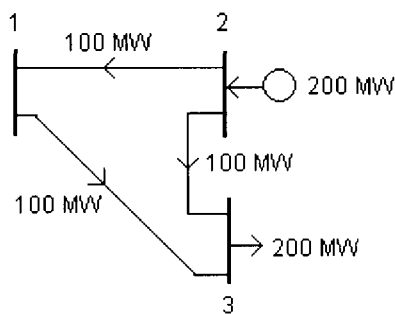
$P_1 = 0.0 \text{ MW}$
 $P_2 = 200 \text{ MW}$

$$\begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.0875 & 0.05 \\ 0.05 & 0.2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 200 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 10 \\ 40 \end{bmatrix}$$

$$f_{1-2,1} = \frac{\delta_1 - \delta_2}{x_{12}} = \frac{10 - 40}{0.3} = -100 \text{ MW} \qquad f_{1-3,1} = \frac{\delta_1 - \delta_3}{x_{13}} = \frac{10 - 0}{0.1} = 100 \text{ MW}$$

$$f_{2-3,1} = \frac{\delta_2 - \delta_3}{x_{23}} = \frac{40 - 0}{0.4} = 100 \text{ MW}$$

Figura 17 Transacción de PG₂ y L_{3,2}



Transacción 4

$P_1 = 0.0 \text{ MW}$

$P_2 = -90 \text{ MW}$

$$\begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.0875 & 0.05 \\ 0.05 & 0.2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ -90 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -4.5 \\ -18 \end{bmatrix}$$

$$f_{1-2,1} = \frac{\delta_1 - \delta_2}{x_{12}} = \frac{-4.5 + 18}{0.3} = 45 \text{ MW} \qquad f_{1-3,1} = \frac{\delta_1 - \delta_3}{x_{13}} = \frac{-4.5 - 0}{0.1} = -45 \text{ MW}$$

$$f_{2-3,1} = \frac{\delta_2 - \delta_3}{x_{23}} = \frac{-18 - 0}{0.4} = -45 \text{ MW}$$

Transacción 5

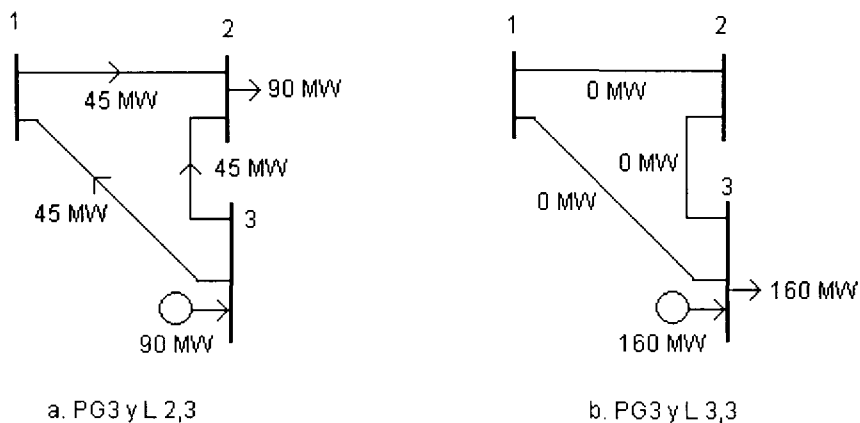
$P_1 = 0.0 \text{ MW}$

$P_2 = 0.0 \text{ MW}$

$$\begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.0875 & 0.05 \\ 0.05 & 0.2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$f_{1-2,1} = \frac{\delta_1 - \delta_2}{x_{12}} = 0.0 \qquad f_{1-3,1} = \frac{\delta_1 - \delta_3}{x_{13}} = 0.0 \qquad f_{2-3,1} = \frac{\delta_2 - \delta_3}{x_{23}} = 0.0$$

Figura 18 Transacciones de PG₃.



Ahora se determinará el flujo total que en cada línea:

$$f_{12} = f_{12,1} + f_{12,2} + f_{12,3} + f_{12,4} + f_{12,5} = 37.5 + 30 - 100 + 45 + 0 = 12.5 \text{ MW}$$

$$f_{13} = f_{13,1} + f_{13,2} + f_{13,3} + f_{13,4} + f_{13,5} = 22.5 + 210 + 100 - 45 + 0 = 287.5 \text{ MW}$$

$$f_{23} = f_{23,1} + f_{23,2} + f_{23,3} + f_{23,4} + f_{23,5} = -22.5 + 30 + 100 - 45 + 0 = 62.5 \text{ MW}$$

Sea D_{m-n} la longitud de la línea $m - n$ en millas, y R_{m-n} la renta requerida por unidad de longitud de la línea $m - n$ (\$ / Milla). El método de MW – Milla estima las cuotas por servicio de transmisión para cada línea con la siguiente ecuación:

$$C_{m-n,j} = \frac{f_{m-n,j} * D_{m-n} * R_{m-n}}{f_{m-n}}$$

Donde:

$C_{m-n,j}$ es la cuota la línea $m - n$ correspondiente a la transacción j

Cuotas correspondientes a la línea 1 – 2

$$C_{1-2,1} = \frac{f_{1-2,1} * D_{1-2} * R_{1-2}}{f_{1-2}} = \frac{37.5 * 20 * 5}{12.5} = \$300$$

$$C_{1-2,2} = \frac{f_{1-2,2} * D_{1-2} * R_{1-2}}{f_{1-2}} = \frac{30 * 20 * 5}{12.5} = \$240$$

$$C_{1-2,3} = \frac{f_{1-2,3} * D_{1-2} * R_{1-2}}{f_{1-2}} = \frac{100 * 20 * 5}{12.5} = \$800$$

$$C_{1-2,4} = \frac{f_{1-2,4} * D_{1-2} * R_{1-2}}{f_{1-2}} = \frac{45 * 20 * 5}{12.5} = \$360$$

$$C_{1-2,5} = \frac{f_{1-2,5} * D_{1-2} * R_{1-2}}{f_{1-2}} = \frac{0 * 20 * 5}{12.5} = \$0.0$$

Cuotas correspondientes a la línea 1 – 3

$$C_{1-3,1} = \frac{f_{1-3,1} * D_{1-3} * R_{1-3}}{f_{1-3}} = \frac{22.5 * 10 * 23}{287.5} = \$18$$

$$C_{1-3,2} = \frac{f_{1-3,2} * D_{1-3} * R_{1-3}}{f_{1-3}} = \frac{210 * 10 * 23}{287.5} = \$168$$

$$C_{1-3,3} = \frac{f_{1-3,3} * D_{1-3} * R_{1-3}}{f_{1-3}} = \frac{100 * 10 * 23}{287.5} = \$80$$

$$C_{1-3,4} = \frac{f_{1-3,4} * D_{1-3} * R_{1-3}}{f_{1-3}} = \frac{45 * 10 * 23}{287.5} = \$36$$

$$C_{1-3,5} = \frac{f_{1-3,5} * D_{1-3} * R_{1-3}}{f_{1-3}} = \frac{0 * 10 * 23}{287.5} = \$0.0$$

Cuotas correspondientes a la línea 2 – 3

$$C_{2-3,1} = \frac{f_{2-3,1} * D_{2-3} * R_{2-3}}{f_{2-3}} = \frac{22.5 * 40 * 10}{62.5} = \$144$$

$$C_{2-3,2} = \frac{f_{2-3,2} * D_{2-3} * R_{2-3}}{f_{2-3}} = \frac{30 * 40 * 10}{62.5} = \$192$$

$$C_{2-3,3} = \frac{f_{2-3,3} * D_{2-3} * R_{2-3}}{f_{2-3}} = \frac{100 * 40 * 10}{62.5} = \$640$$

$$C_{2-3,4} = \frac{f_{2-3,4} * D_{2-3} * R_{2-3}}{f_{2-3}} = \frac{45 * 40 * 10}{62.5} = \$288$$

$$C_{2-3,5} = \frac{f_{2-3,5} * D_{2-3} * R_{2-3}}{f_{2-3}} = \frac{0 * 40 * 10}{62.5} = \$0.0$$

En la siguiente tabla se reúne la información:

Tabla 18 Impacto de cada transacción en las líneas

1.	60 MW: PG ₁ - L _{2,1}	37.5	300	22.5	18	-22.5	144	462
2.	240 MW: PG ₁ - L _{3,1}	30.0	240	210	168	30	192	600
3.	200 MW: PG ₂ - L _{3,2}	-100	800	100	80	100	640	1520
4.	90 MW: PG ₃ - L _{2,3}	45.0	360	-45	36	-45	288	684
5.	160 MW: PG ₃ - L _{3,3}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>Total</i>		12.5	1700	287.5	302	62.5	1264	3266

5.4 Metodología para la determinación de los cargos por servicios de transmisión de energía eléctrica en el sistema eléctrico Mexicano

Ante la escasez de los recursos presupuestales, en 1992 se adecuó la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) para incorporar una mayor participación privada en la generación de electricidad. Entre los esquemas de inversión abiertos a la inversión privada se tienen los de cogeneración, autoabastecimiento y producción independiente. Asimismo, los particulares pueden participar en las actividades de exportación e importación de electricidad para usos propios.

A través de estos esquemas se incrementa la capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. En el caso de los proyectos de producción independiente, la electricidad generada se destina en su totalidad a la Comisión Federal de Electricidad, para la prestación del servicio público de energía eléctrica. Por su parte, los proyectos privados para autoconsumo (cogeneración y autoabastecimiento), permiten a CFE liberar parte de su capacidad para la prestación del servicio público.

Para que los esquemas privados para autoconsumo (cogeneración y autoabastecimiento) cumplan con su objetivo es necesario solicitar un servicio de transmisión y hacer uso de la red nacional de transmisión, a continuación se presenta la metodología para determinar los cargos por hacer tal uso, teniendo como objetivos principales [14]:

- Mejorar la eficiencia global de uso del sistema
- Permitir que Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro puedan recuperar los costos causados por prestar Servicios de Transmisión.
- Asegurar pagos justos por parte de los Permisionarios de generación, exportación e importación de energía eléctrica que utilicen los Servicios de Transmisión.
- Promover la participación social y privada en el desarrollo eficiente de proyectos de generación, exportación e importación de energía eléctrica,
- Diseñar un régimen predecible, estable y transparente que ofrezca flexibilidad y no imponga cargas innecesarias a las empresas.

Los servicios de transmisión de energía eléctrica se clasifican en dos categorías, de acuerdo al nivel de tensión con que opera cada elemento de transmisión: para tensiones mayores o iguales a 69 kV y para tensiones menores a 69 kV. En este documento se analizara la metodología para servicios de transmisión en niveles de tensión mayores a 69 kV

5.4.1 Cargo por Servicios de Transmisión para tensiones mayores o iguales a 69 kV

El cargo por el servicio a tensiones mayores de 69 kV será igual a la suma de los siguientes costos [14]:

- a. Costo fijo por el uso de la red
- b. Costo variable por el uso de la red
- c. Costo fijo por administración del convenio

El procedimiento para el cálculo de los componentes del cargo tomara en cuenta a los usuarios de la red en forma separada. El impacto que provoca cada servicio de transmisión solicitado, se determina considerando dos casos: la transacción de transmisión básica (sin el servicio solicitado) y la transacción de transmisión (con el servicio solicitado).

El impacto que sobre el sistema provoque cada servicio de transmisión solicitado se determinará mediante el uso de un modelo de flujos de carga de corriente alterna. El modelo a utilizar deberá incluir la información de todos los elementos con niveles de tensión mayores o iguales a 69 kV que conforman la red del sistema. Cuando se requiera de obras de expansión deberán ser incorporadas como parte de la información utilizada en el modelo.

El modelo de flujos se aplicará considerando dos casos:

- Uso de la red para la transacción de transmisión básica (sin el servicio).
- Uso de la red para la transacción (con el servicio)

En ambos casos los flujos se obtendrán en el lado receptor en cada uno de los elementos de la red incluidos en el modelo.

El modelo de flujos se aplicará tomando en cuenta dos escenarios de demanda:

- El de demanda máxima
- El de demanda mínima

Esto, para el año calendario en el que se inicia el Servicio de Transmisión Solicitado.

Una vez firmado el Convenio de Servicio de Transmisión a que hace referencia el artículo 36 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, la Transacción de Transmisión convenida será considerada como parte del caso sin el servicio para efectos del cálculo de los cargos correspondientes a las solicitudes de transmisión posteriores. El Suministrador deberá reservar la capacidad requerida por el Servicio de Transmisión para el periodo de ejecución del Convenio.

Para ejemplificar la metodología se considera el siguiente sistema:

Figura 19 Caso de estudio

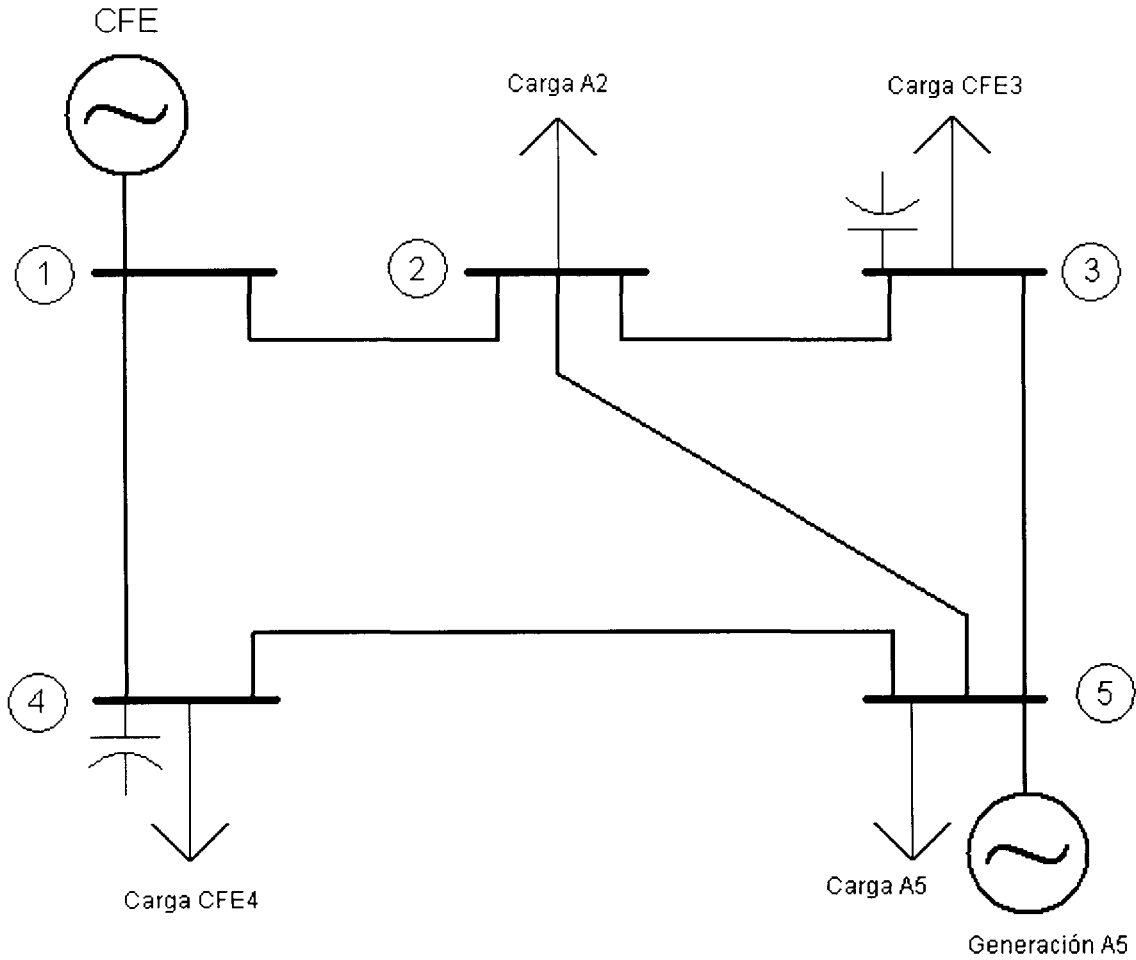


Tabla 19 Datos de las líneas para el caso de estudio

Datos de las líneas de transmisión											
Línea		Z serie en p.u.		Y serie en p.u.			X/R	MVA de Carga	Longitud Km	Capacidad MW	Costo US\$/km
Nodo	Nodo	R	X	G+jB	Y	θ					
1	2	0.01081	0.06486	2.5-15i	15.20691	-1.406	6	6.6	100	150	347,875
1	4	0.02353	0.09412	2.5-10i	10.30776	-1.326	4	4.0	100	150	347,875
2	3	0.01176	0.04706	5-20i	20.61553	-1.326	4	6.6	100	150	347,875
2	5	0.01471	0.05882	4-16i	16.49242	-1.326	4	7.0	100	150	347,875
3	5	0.01176	0.05294	4-18i	18.43909	-1.352	4.5	8.0	100	150	347,875
4	5	0.01176	0.05294	4-18i	18.43909	-1.352	4.5	6.0	100	150	347,875

- Los datos de las líneas se encuentran normalizados con una base de 100 MVA y 115 kV [3].
- El costo de la línea esta en base a la inversión que deberá hacerse en los próximos 4 años en la red de transmisión de US \$7,144,300,000 para incorporar 20537 Km. de líneas [10].

Las siguientes tablas muestran los escenarios de demanda y los resultados del análisis de flujos de potencia:

Tabla 20 Escenario de demanda máxima con el servicio de transmisión

Demanda máxima con el servicio						
Nodo	Generación		Carga		V p.u	δ°
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
1	152.34	12.67	-----	-----	1.010	0
2	-----	-----	60.00	30.00	0.996	-3.173
3	-----	-----	70.00	20.00	0.993	-4.098
4	-----	-----	80.00	25.00	0.994	-3.449
5	125.00	103.52	65.00	30.00	1.010	-3.139
Total	277.34	116.19	275.00	105.00	-----	-----

Tabla 21 Escenario de demanda mínima con el servicio de transmisión

Demanda mínima con el servicio						
Nodo	Generación		Carga		V p.u	δ°
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
1	75.55	0.51	-----	-----	1.010	0
2	-----	-----	30.00	15.00	1.004	-1.577
3	-----	-----	35.00	2.00	1.004	-2.050
4	-----	-----	40.00	5.00	1.005	-1.733
5	62.00	39.11	32.00	15.00	1.010	-1.542
Total	137.55	39.62	137.00	37.00	-----	-----

Tabla 22 Escenario de demanda máxima sin el servicio de transmisión

Demanda máxima sin el servicio						
Nodo	Generación		Carga		V p.u	δ°
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
1	152.72	57.41	-----	-----	1.010	0
2	-----	-----	0.00	0.00	0.983	-2.738
3	-----	-----	70.00	20.00	0.969	-4.096
4	-----	-----	80.00	25.00	0.970	-3.738
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.973	-3.545
Total	152.72	57.41	150.00	45.00	-----	-----

Tabla 23 Escenario de demanda mínima sin el servicio de transmisión

Demanda mínima sin el servicio						
Nodo	Generación		Carga		V p.u	δ°
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)		
1	75.59	9.71	-----	-----	1.010	0
2	-----	-----	0.00	0.00	1.003	-1.396
3	-----	-----	35.00	2.00	0.999	-2.081
4	-----	-----	40.00	5.00	0.998	-1.904
5	0.00	0.00	0.00	0.00	1.000	-1.806
Total	75.59	9.71	75.00	7.00	-----	-----

Tabla 24 Escenario de demanda media con el servicio de transmisión

Demanda media con el servicio						
Nodo	Generación		Carga		V p.u	δ°
	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)		
1	113.78	6.17	-----	-----	1.010	0
2	-----	-----	45.00	22.50	1.000	-2.369
3	-----	-----	52.50	11.00	0.999	-3.066
4	-----	-----	60.00	15.00	1.000	-2.584
5	93.50	70.94	48.50	22.50	1.010	-2.333
Total	207.28	77.11	206.00	71.00	-----	-----

Tabla 25 Escenario de demanda media sin el servicio de transmisión

Demanda media sin el servicio						
Nodo	Generación		Carga		V p.u	δ°
	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)		
1	113.94	32.55	-----	-----	1.010	0
2	-----	-----	0.00	0.00	0.993	-2.059
3	-----	-----	52.50	11.00	0.984	-3.072
4	-----	-----	60.00	15.00	0.984	-2.807
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.987	-2.663
Total	113.94	32.55	112.50	26.00	-----	-----

Tabla 26 Flujo de potencia en cada línea, bajo el escenario de demanda máxima con el servicio

Flujo de líneas Demanda máxima con el servicio				
1	2	87.475	9.945	88.039
2	1	-86.654	-5.017	86.799
1	4	64.870	2.727	64.927
4	1	-63.897	1.162	63.908
2	3	33.282	-2.563	33.381
3	2	-33.150	3.092	33.294
2	5	-6.629	-22.421	23.380
5	2	6.710	22.745	23.714
3	5	-36.850	-23.092	43.487
5	3	37.075	24.107	44.223
4	5	-16.103	-26.162	30.721
5	4	16.215	26.668	31.210

Tabla 27 Flujo de potencia en cada línea, bajo el escenario de demanda mínima sin el servicio

Flujo de líneas Demanda mínima con el servicio				
1	2	43.444	2.513	43.516
2	1	-43.243	-1.309	43.263
1	4	32.104	-2.005	32.166
4	1	-31.865	2.959	32.002
2	3	16.582	-4.483	17.178
3	2	-16.548	4.621	17.181
2	5	-3.339	-9.208	9.795
5	2	3.353	9.264	9.852
3	5	-18.452	-6.621	19.604
5	3	18.497	6.822	19.715
4	5	-8.135	-7.959	11.381
5	4	8.150	8.027	11.439

Tabla 28 Flujo de potencia en cada línea, bajo el escenario de demanda máxima sin el servicio

Flujo de líneas Demanda máxima sin el servicio				
1	2	78.265	31.048	84.198
2	1	-77.514	-26.540	81.931
1	4	74.456	26.366	78.987
4	1	-73.017	-20.610	75.870
2	3	52.218	16.982	54.911
3	2	-51.851	-15.513	54.122
2	5	25.295	9.557	27.040
5	2	-25.184	-9.112	26.782
3	5	-18.149	-4.487	18.695
5	3	18.193	4.684	18.786
4	5	-6.983	-4.390	8.248
5	4	6.991	4.428	8.276

Tabla 29 Flujo de potencia en cada línea, bajo el escenario de demanda mínima sin el servicio

Flujo de líneas Demanda mínima sin el servicio				
1	2	38.942	5.462	39.324
2	1	-38.778	-4.479	39.036
1	4	36.652	4.247	36.897
4	1	-36.338	-2.991	36.461
2	3	26.049	2.389	26.158
3	2	-25.969	-2.069	26.051
2	5	12.730	2.090	12.900
5	2	-12.705	-1.992	12.861
3	5	-9.031	0.069	9.032
5	3	9.041	-0.026	9.041
4	5	-3.662	-2.009	4.177
5	4	3.664	2.018	4.183

Tabla 30 Flujo de potencia en cada línea, bajo el escenario de demanda media con el servicio

Flujo de líneas Demanda media con el servicio				
1	2	65.368	5.992	65.642
2	1	-64.911	-3.252	64.993
1	4	48.411	0.182	48.412
4	1	-47.871	1.981	47.912
2	3	24.922	-3.518	25.169
3	2	-24.847	3.816	25.139
2	5	-5.011	-15.730	16.509
5	2	5.051	15.891	16.674
3	5	-27.653	-14.816	31.372
5	3	27.769	15.338	31.723
4	5	-12.129	-16.981	20.868
5	4	12.181	17.211	21.085

Tabla 31 Flujo de potencia en cada línea, bajo el escenario de demanda media sin el servicio

Flujo de líneas Demanda media sin el servicio				
1	2	58.500	17.722	61.126
2	1	-58.104	-15.346	60.097
1	4	55.435	14.826	57.383
4	1	-54.676	-11.788	55.932
2	3	39.104	9.571	40.258
3	2	-38.911	-8.798	39.893
2	5	19.000	5.775	19.859
5	2	-18.942	-5.540	19.735
3	5	-13.589	-2.202	13.767
5	3	13.612	2.306	13.806
4	5	-5.324	-3.212	6.218
5	4	5.329	3.234	6.233

5.4.1.1 Costo fijo por el uso de la red

El costo fijo es igual a la suma de los siguientes componentes [14]:

1. Costo por el uso de la infraestructura de transmisión. Este costo esta relacionado con la inversión inicial de la red de transmisión.
2. Costo por capacidad de generación y transmisión debido a pérdidas de potencia. Este costo esta relacionado con la inversión que se hace para generar energía exclusivamente para pérdidas, y con la inversión que se hace para incrementar la capacidad en las líneas de transmisión para llevar las pérdidas hasta el punto requerido.

Cálculo del costo por uso de la infraestructura de transmisión.

Para calcular el uso de la infraestructura de transmisión serán considerados los flujos máximos para cada elemento. Estos flujos serán obtenidos con el modelo de flujos de carga de acuerdo a las fórmulas siguientes:

$$F_{jcon} = \max\{|f_{j\min con}|, |f_{j\max con}|\}$$

$$F_{jsin} = \max\{|f_{j\min sin}|, |f_{j\max sin}|\}$$

Donde:

j es el índice del Elemento de la Red; $j = 1, 2, \dots, J$

F_{jcon} es el flujo máximo en j con el servicio

F_{jsin} es el flujo máximo en j sin el servicio

$f_{jmaxcon}$ es el flujo en j con el escenario de demanda máxima con el servicio

$f_{jmaxsin}$ es el flujo en j con el escenario de demanda máxima sin el servicio

$f_{jmincon}$ es el flujo en j con el escenario de demanda mínima con el servicio

$f_{jminsin}$ es el flujo en j con el escenario de demanda mínima sin el servicio.

Las tablas 32 y 33 muestran los flujos de potencia (MW) para los escenarios de demanda máxima y mínima con el servicio y sin el servicio de transmisión para los elementos de la red de transmisión.

Tabla 32 Flujo de potencia máximo en cada elemento de la red para los escenarios de demanda máxima y mínima con el servicio de transmisión

Cálculo del costo por el uso de la infraestructura de transmisión <i>F_jmáxcon</i> y <i>F_jmíncon</i> , MW						
Caso	Flujo	Elemento j	Tipo	P	Q	S
Con el servicio, demanda máxima	Máximo	1	Línea 1-2	87.475	9.945	88.039
		2	Línea 1-4	64.870	2.727	64.927
		3	Línea 2-3	33.282	3.092	33.381
		4	Línea 2-5	6.710	22.745	23.714
		5	Línea 3-5	37.075	24.107	44.223
		6	Línea 4-5	16.215	26.668	31.210
Con el servicio, demanda mínima	Máximo	1	Línea 1-2	43.444	2.513	43.516
		2	Línea 1-4	32.104	2.959	32.166
		3	Línea 2-3	16.582	4.621	17.181
		4	Línea 2-5	3.353	9.264	9.852
		5	Línea 3-5	18.497	6.822	19.715
		6	Línea 4-5	8.150	8.027	11.439

Tabla 33 Flujo de potencia máximo en cada elemento de la red para los escenarios de demanda máxima y mínima sin el servicio de transmisión

Cálculo del costo por el uso de la infraestructura de transmisión <i>F_jmáxsin</i> y <i>F_jmínsin</i> , MW						
Caso	Flujo	Elemento j	Tipo	P	Q	S
Sin el servicio, demanda máxima	Máximo	1	Línea 1-2	78.265	31.048	84.198
		2	Línea 1-4	74.456	26.366	78.987
		3	Línea 2-3	52.218	16.982	54.911
		4	Línea 2-5	25.295	9.557	27.040
		5	Línea 3-5	18.193	4.684	18.786
		6	Línea 4-5	6.991	4.428	8.276
Sin el servicio, demanda mínima	Máximo	1	Línea 1-2	38.942	5.462	39.324
		2	Línea 1-4	36.652	4.247	36.897
		3	Línea 2-3	26.049	2.389	26.158
		4	Línea 2-5	12.730	2.090	12.900
		5	Línea 3-5	9.041	0.069	9.041
		6	Línea 4-5	3.664	2.018	4.183

Tabla 34 Flujo máximo en cada elemento con el servicio de transmisión

Cálculo del costo por el uso de la infraestructura de transmisión <i>F_jcon</i> , MW						
Caso	Flujo	Elemento j	Tipo	P	Q	S
Con el servicio	Máximo	1	Línea 1-2	87.475	9.945	88.039
		2	Línea 1-4	64.870	2.959	64.927
		3	Línea 2-3	33.282	4.621	33.381
		4	Línea 2-5	6.710	22.745	23.714
		5	Línea 3-5	37.075	24.107	44.223
		6	Línea 4-5	16.215	26.668	31.210

Tabla 35 Flujo máximo en cada elemento sin el servicio de transmisión

Cálculo del costo por el uso de la infraestructura de transmisión						
$F_{j\sin}, MW$						
Caso	Flujo	Elemento	Tipo	P	Q	S
Sin el servicio	Máximo	1	Línea 1-2	78.265	31.048	84.198
		2	Línea 1-4	74.456	26.366	78.987
		3	Línea 2-3	52.218	16.982	54.911
		4	Línea 2-5	25.295	9.557	27.040
		5	Línea 3-5	18.193	4.684	18.786
		6	Línea 4-5	6.991	4.428	8.276

Con el objeto de reflejar el costo del uso de la red, se aplicarán ponderaciones w_j para definir el uso de los Elementos de la Red. Estas ponderaciones serán igual a los costos por unidad de capacidad de transmisión de dichos Elementos:

$$w_j = c_j L_j \text{ (\$/MW)}$$

Donde L_j representa la longitud de la línea en Km. y c_j el costo unitario del MW de capacidad por kilómetro de longitud, es decir, en $\text{\$/ (MW-Km.)}$. En el caso de transformadores y capacitores serie, las ponderaciones w_j corresponderán al costo por MW del elemento de la red y L_j será igual a uno, por lo que c_j se expresará en $\text{\$/MW}$.

De acuerdo a la tabla 19, el costo unitario por Km. es usado en la tabla 36 para calcular el costo total de cada línea, con el objeto de obtener el costo unitario c_j y la ponderación w_j .

Tabla 36 Ponderación w_j para cada elemento de la red

Costo del uso de la red						
Ponderación w_j (\\$/MW) para definir el uso de los elementos de la red						
Elemento j	Tipo	L_j Longitud, km	Capacidad, MW	Costo Total, \\$	c_j \$/ (MW-km)	w_j \$/MW
1	Línea 1-2	100	150	347,874,568	23,192	2,319,164
2	Línea 1-4	100	150	347,874,568	23,192	2,319,164
3	Línea 2-3	100	150	347,874,568	23,192	2,319,164
4	Línea 2-5	100	150	347,874,568	23,192	2,319,164
5	Línea 3-5	100	150	347,874,568	23,192	2,319,164
6	Línea 4-5	100	150	347,874,568	23,192	2,319,164

El uso de la red para el caso con el servicio de transmisión solicitado URT_{ser} se define como el máximo entre cero y la suma ponderada de la diferencia de los flujos máximos en los j elementos individuales de la red de transmisión, esto es:

$$URT_{con} = \max \left\{ \sum_j w_j * [F_{jcon} - F_{j\sin}] , 0 \right\}$$

El uso de la red para el caso sin el servicio de transmisión solicitado URT_{sin} se define como la suma ponderada de los flujos máximos en los j elementos individuales de la red de transmisión, es decir:

$$URT_{sin} = \sum_j w_j * F_{jsin}$$

El uso total de la red de transmisión URT se define como:

$$URT = URT_{con} + URT_{sin}$$

Tabla 37 Calculo del uso de la red con y sin el servicio de transmisión

Uso Total de la red de transmisión URT, \$						
Elemento j	Tipo	$w_j * [F_{jcon} - F_{jsin}]$	URT_{con}	$w_j * F_{jsin}$	URT_{sin}	URT
1	Línea 1-2	21,360,014	43,792,520	181,509,093	592,357,577	636,150,098
2	Línea 1-4	0		172,676,536		
3	Línea 2-3	0		121,103,221		
4	Línea 2-5	0		58,663,451		
5	Línea 3-5	43,792,520		42,191,575		
6	Línea 4-5	21,391,238		16,213,701		

El factor de reparto para la transacción del servicio r_{con} se define como:

$$r_{con} = \frac{URT_{con}}{URT}$$

Por lo tanto el factor de reparto para la transacción sin el servicio r_{sin} esta expresado como:

$$r_{sin} = \frac{URT_{sin}}{URT}$$

Tal que:

$$r_{con} + r_{sin} = 1$$

Tabla 38 Calculo de los factores de reparto con y sin el servicio de transmisión

Factor de reparto para la transacción con y sin el servicio			$r_{ser} = \frac{UTR_{ser}}{UTR}$
r_{con}	r_{sin}	r	$r_{sin} = \frac{UTR_{sin}}{UTR}$
0.0688	0.9312	1.0000	

El costo total por el uso de la infraestructura de transmisión para el sistema CT representa el costo incremental (costo en que se incurre para incrementar, en una unidad, la capacidad del sistema) total de largo plazo de la red en niveles de tensión mayores o iguales a 69 kV, expresado en \$/mes. CT se repartirá entre la transacción de transmisión y la transacción de transmisión básica.

Para estimar el costo incremental total de largo plazo de la red de transmisión del ejemplo, se ha estimado la inversión total de la red, la vida útil de la red y un interés anual. En la tabla 39 se calcula el CT de acuerdo a la formula 4.10:

$$A = P \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (4.10)$$

Tabla 39 Costo incremental de largo plazo, CT

Cálculo del CT , \$					
Inversión (\$)	Vida de la red (años)	Vida de la red (meses)	Interés anual (%)	Interés mensual (%)	Mensualidad (\$)
208,724,741	15	180	10%	0.833%	2,242,967

El costo por el uso de la infraestructura de transmisión para cada transacción quedará determinado por:

$$CT_{con} = CT * r_{con} \text{ $/mes}$$

$$CT_{sin} = CT * r_{sin} \text{ $/mes}$$

Tabla 40 Calculo del costo por el uso de la infraestructura de transmisión con y sin el servicio de transmisión

El costo por el uso de la infraestructura de transmisión para cada transacción, \$		
CT	CT_{con}	CT_{sin}
2,242,967	154,406	2,088,561

Cálculo del costo por capacidad de transmisión y generación debido a pérdidas de potencia

Este costo será positivo o negativo si las pérdidas con el servicio son mayores o menores, respectivamente, a las pérdidas sin el servicio y tendrá dos componentes [14]:

1. Costo de infraestructura de transmisión asociado a pérdidas de potencia debido al servicio de transmisión solicitado. Este costo está relacionado con la inversión que se hace para generar energía exclusivamente para pérdidas.
2. Costo de capacidad de generación asociado a pérdidas de potencia debido al servicio de transmisión solicitado. Este costo está relacionado con la inversión que se hace para incrementar la capacidad en las líneas de transmisión para transmitir las pérdidas hasta el punto requerido.

Para medir el impacto del Servicio de transmisión solicitado sobre las pérdidas de potencia en el sistema, se utilizará el modelo de flujos de carga de corriente alterna, simulando el sistema para los casos con y sin el servicio de transmisión bajo los escenarios de demanda máxima y mínima. Las pérdidas máximas se definen como:

$$P_{j\text{con}va} = \max\{P_{j\text{max con}va}, P_{j\text{min con}va}\}$$

$$P_{j\text{sin}va} = \max\{P_{j\text{max sin}va}, P_{j\text{min sin}va}\}$$

Donde:

$P_{j\text{con}va}$ es la pérdida de potencia máxima en j , para el caso con el servicio, bajo el nivel de tensión v , en la región a .

$P_{j\text{sin}va}$ es la pérdida de potencia máxima en j , para el caso sin el servicio, bajo el nivel de tensión v , en la región a .

$P_{j\text{max con}va}$ es la pérdida de potencia en j , bajo el escenario de demanda máxima, para el caso con el servicio, bajo el nivel de tensión v , en la región a .

$P_{j\text{min con}va}$ es la pérdida de potencia en j , bajo el escenario de demanda mínimo, para el caso con el servicio, bajo el nivel de tensión v , en la región a .

$P_{j\text{max sin}va}$ es la pérdida de potencia en j , bajo el escenario de demanda máximo, para el caso sin el servicio, bajo el nivel de tensión v , en la región a .

$P_{j\text{min sin}va}$ es la pérdida de potencia en j , bajo el escenario de demanda mínimo, para el caso sin el servicio, bajo el nivel de tensión v , en la región a .

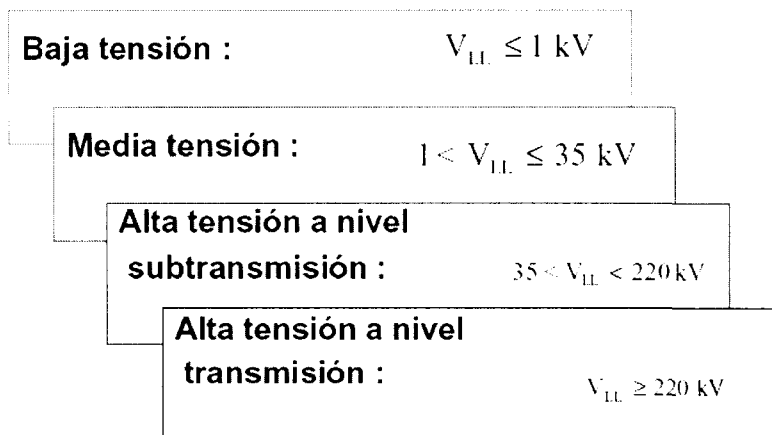
La tabla 41 describe las regiones tarifarias en las que se divide el país.

Tabla 41 Regiones tarifarias y zonas conurbanas [16]

Baja California	Municipios del Estado de Baja California.		Municipios del Estado de SONORA: San Luis Río Colorado.
Baja Cal. Sur	Municipios del Estado de Baja California Sur.		
Noroeste NV	Todos los municipios del Estado de Sonora excepto el comprendido en la Región Baja California.		Municipios del Estado de SINALOA.
Norte	Municipios de los Estados de CHIHUAHUA y DURANGO.	Municipios del Estado de ZACATECAS: Chalchihuites, Jiménez del Teúl, Sombrerete, Sain Alto, Jerez, Juan Aldama, Río Grande, General Francisco Murguía, Mazapil, Melchor Ocampo.	Municipios del estado de Coahuila: Torreón, San Pedro de las Colonias, Matamoros, Viesca, Parras de la Fuente, Francisco I. Madero, Ocampo y Sierra Mojada.
Noreste	Municipios de los Estados de NUEVO LEON y TAMAULIPAS.	Municipios del Estado de SAN LUIS POTOSI: Vanegas, Cedral, Cerritos, Guadalcázar, Ciudad Fernández, Ríoverde, San Ciro de Acosta, Lagunillas, Santa Catarina, Rayón, Cárdenas, Alaquines, Ciudad del Maíz, Ciudad Valles, Tamazopo, Aquismón, Axtla de Terrazas, Tamazunchale, Huehuetlán, Tamuín, Tancanhuitz, Tlanajas, San Antonio, Coxcatlán, Tampamolón, San Vicente Tancuayalab, Ebano, Xilitla, Tampacán, Tanquián de Escobedo.	Municipios del Estado de VERACRUZ: Pánuco, Tempoal, Pueblo Viejo, Tampico Alto, Ozuluama de Mazcارةñas, El Higo, Huayacocotla.
Central	Todas las Delegaciones del DISTRITO FEDERAL.	Municipios del Estado de MEXICO: Tultepec, Tultitlán, Ixtapaluca, Chalco de Díaz Covarrubias, Huixquilucan de Degollado, San Mateo Atenco, Toluca, Tepotzotlán, Cuautitlán, Coacalco, Cuautitlán Izcalli, Atizapán de Zaragoza, Tlalnepantla, Naucalpan de Juárez, Ecatepec, Chimalhuacán, San Vicente Chicoloapan, Texcoco, Ciudad Nezahualcóyotl, Los Reyes La Paz.	Municipios del Estado de MORELOS: Cuernavaca.
Sur	Municipios de los Estados de ZACATECAS, SAN LUIS POTOSI y VERACRUZ no comprendidos en la REGION NORTE o en la REGION NORESTE.	Municipios de los Estados de: NAYARIT, JALISCO, COLIMA, MICHOACAN, AGUASCALIENTES, GUANAJUATO, QUERETARO, HIDALGO, GUERRERO, TLAXCALA, PUEBLA, OAXACA, CHIAPAS, TABASCO.	Municipios de los Estados de MEXICO y MORELOS no comprendidos en la REGION CENTRAL.
Peninsular	Todos los municipios de los Estados de: YUCATAN, CAMPECHE y QUINTANA ROO.		

Los niveles de tensión se describen en la figura 20:

Figura 20 Niveles de tensión [16]



Para este caso:

- $v = 115 \text{ kV}$
- $a = \text{Noreste (Tarifa HS)}$

Las pérdidas en las líneas para el caso de estudio se muestran a continuación, las cuales servirán para calcular la pérdida máxima en cada elemento para los casos con y sin el servicio.

Tabla 42 Pérdida de potencia en cada elemento, bajo el escenario de demanda máxima con el servicio

Pérdidas en líneas Demanda máxima con el servicio				
1	2	0.8214	4.9285	4.9965
1	4	0.9723	3.8894	4.0091
2	3	0.1322	0.5288	0.5451
2	5	0.0811	0.3243	0.3343
3	5	0.2256	1.0150	1.0397
4	5	0.1123	0.5055	0.5179

Tabla 43 Pérdida de potencia en cada elemento, bajo el escenario de demanda mínima con el servicio

Pérdidas en líneas Demanda mínima con el servicio				
1	2	0.2007	1.2041	1.2207
1	4	0.2387	0.9546	0.9840
2	3	0.0344	0.1377	0.1420
2	5	0.0140	0.0560	0.0577
3	5	0.0448	0.2017	0.2066
4	5	0.0151	0.0679	0.0696

Tabla 44 Pérdida de potencia en cada elemento, bajo el escenario de demanda máxima sin el servicio

Pérdidas en líneas Demanda máxima sin el servicio				
1	2	0.7513	4.5079	4.5701
1	4	1.4391	5.7562	5.9334
2	3	0.3672	1.4690	1.5142
2	5	0.1113	0.4453	0.4590
3	5	0.0438	0.1972	0.2020
4	5	0.0085	0.0383	0.0392

Tabla 45 Pérdida de potencia en cada elemento, bajo el escenario de demanda mínima sin el servicio

Pérdidas en líneas Demanda mínima sin el servicio				
1	2	0.1639	0.9833	0.9968
1	4	0.3140	1.2561	1.2947
2	3	0.0801	0.3203	0.3302
2	5	0.0243	0.0974	0.1004
3	5	0.0096	0.0433	0.0444
4	5	0.0021	0.0093	0.0095

Tabla 46 Pérdida de potencia en cada elemento, bajo el escenario de demanda media con el servicio

Pérdidas en líneas Demanda media con el servicio				
1	2	0.4566	2.7399	2.7777
1	4	0.5406	2.1624	2.2289
2	3	0.0745	0.2981	0.3073
2	5	0.0401	0.1603	0.1653
3	5	0.1161	0.5223	0.5350
4	5	0.0513	0.2307	0.2364

Tabla 47 Pérdida de potencia en cada elemento, bajo el escenario de demanda media sin el servicio

Pérdidas en líneas Demanda media sin el servicio				
1	2	0.3960	2.3758	2.4086
1	4	0.7595	3.0381	3.1316
2	3	0.1934	0.7735	0.7973
2	5	0.0588	0.2353	0.2425
3	5	0.0230	0.1036	0.1062
4	5	0.0047	0.0211	0.0216

Tabla 48 Pérdida de potencia máxima en cada elemento con y sin el servicio

Pérdidas máximas en las líneas con y sin el servicio de transmisión <i>P_{jconva} y P_{jsinva}, MW</i>				
Caso	Pérdida	Elemento j	Tipo	P
Con el servicio	Máximo	1	Línea 1-2	0.8214
		2	Línea 1-4	0.9723
		3	Línea 2-3	0.1322
		4	Línea 2-5	0.0811
		5	Línea 3-5	0.2256
		6	Línea 4-5	0.1123
Sin el servicio	Máximo	1	Línea 1-2	0.7513
		2	Línea 1-4	1.4391
		3	Línea 2-3	0.3672
		4	Línea 2-5	0.1113
		5	Línea 3-5	0.0438
		6	Línea 4-5	0.0085

El incremento (o decremento) en pérdidas de potencia que se asocian al costo de infraestructura de transmisión debido al servicio de transmisión solicitado en cada nivel de tensión *v* y Región *a*, se obtendrá de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$\Delta P_{serva} = \sum_j P_{jconva} - \sum_j P_{jsinva}$$

Donde:

ΔP_{serva} es el incremento o decremento en pérdidas de potencia que se asocia al costo de infraestructura de transmisión debido al servicio en cada nivel de tensión *v* y región *a* del sistema.

Tabla 49 Incremento o decremento en pérdidas de potencia asociado al costo de infraestructura de la red de transmisión debido al servicio de transmisión

Incremento o decremento en Pérdidas (Transmisión) MW		
$\sum P_{jconva}$	$\sum P_{jsinva}$	ΔP_{conva}
2.3449	2.7213	-0.3763

El costo de infraestructura de transmisión asociado a pérdidas de potencia, *CITP*, debido al servicio de transmisión solicitado está dado por:

$$CITP = \sum_v \sum_a CMC_{transva} * \Delta P_{serva} \text{ \$/mes}$$

Donde:

$CMC_{transva}$ (\$/MW-mes) es el costo mensual de capacidad en transmisión para cada nivel tensión *v* y Región *a*. Es el resultado de dividir el costo total por el uso de la infraestructura de transmisión para el sistema *CT* sobre la capacidad de transmisión.

Tabla 50 Costo de infraestructura de transmisión asociado a pérdidas de potencia debido al servicio de transmisión, *CITP*

Costo de infraestructura de transmisión asociado a pérdidas de potencia	
<i>CMC transva</i> \$/MW	<i>CITP</i> , \$
2,492	-938

Para el cálculo de las pérdidas de potencia asociadas al costo de capacidad de generación sólo se tomará en cuenta el escenario de demanda máxima. El incremento o decremento en pérdidas de potencia que se asocia al costo de capacidad de generación debido al servicio de transmisión solicitado, en cada nivel de tensión *v* y región *a* del sistema, se obtendrá de la forma siguiente:

$$\Delta\Omega_{\max\ serva} = \sum_j P_{j\max\ conva} - \sum_j P_{j\max\ sin\ va}$$

Donde:

$\Delta\Omega_{\max\ serva}$ es el incremento o decremento en pérdidas de potencia que se asocia al costo de capacidad de generación debido al servicio de transmisión solicitado bajo el escenario de demanda máximo en cada nivel de tensión *v* y región *a* del sistema

Tabla 51 Incremento o decremento en pérdidas de potencia asociado al costo de capacidad de generación debido al servicio de transmisión

Incremento o decremento en Pérdidas (Generación) MW		
$\sum P_{j\max\ conva}$	$\sum P_{j\max\ sin\ va}$	$\Delta\Omega_{\max\ con\ va}$
2.3449	2.7213	-0.3763

El costo de capacidad de generación asociado a pérdidas de potencia, *CCGP*, debido al servicio de transmisión solicitado quedará determinado por:

$$CCGP = CMC_{gen} * \sum_v \sum_a \Delta\Omega_{\max\ serva} \text{ \$/mes}$$

Donde:

CMC_{gen} (\$/MW-mes) es el costo mensual de capacidad en generación. Este costo se estima como el promedio del costo por capacidad de generación de 3 tecnologías como las fuentes del sistema por parte del suministrador [capítulo 4].

Tabla 52 Costo mensual de capacidad en generación

Cálculo del costo mensual en generación		
Tecnología	Costo Fijo FC (\$/kW) cada mes	CMC _{gen} \$/MW
Carbón (Rankine)	11.283	8,597
Combustóleo (Rankine)	10.746	
Gas (Brayton)	3.761	

Tabla 53 Costo de capacidad de generación asociado a pérdidas de potencia debido al servicio de transmisión, *CCGP*

Costo de capacidad de generación asociado a Pérdidas de Potencia	
CMC _{gen} \$/MW	CCGP, \$
8,597	-3,235

Si el permisionario proporciona con su propia generación la potencia y energía equivalentes a las pérdidas ocasionadas por el servicio de transmisión solicitado, no se aplicará el cargo que permite recuperar costo de capacidad de generación asociado a Pérdidas de Potencia.

Calculo del costo fijo

El costo fijo por el uso de la red para el servicio de transmisión solicitado, *CFUR*, se determina mediante la suma del costo por el uso de la infraestructura de transmisión, del costo de infraestructura de transmisión asociado a pérdidas de potencia debido al servicio de transmisión solicitado y del costo de capacidad de generación asociado a pérdidas de potencia debido al servicio de transmisión solicitado [14]:

$$CFUR = CT_{ser} + CITP + CCGP \text{ ($/mes)}$$

Para fuentes renovables:

$$CFUR = [CT_{ser} + CITP + CCGP] * FP \text{ ($/mes)}$$

Donde:

FP es el factor de planta mensual de la fuente de energía renovable.

Tabla 54 Calculo del costo fijo por el uso de la red, *CFUR*

Costo fijo por uso de la red			
<i>CTcon, \$</i>	<i>CITP, \$</i>	<i>CCGP, \$</i>	<i>CFUR, \$</i>
154,406	-938	-3,235	150,232

Considerando que la carga del permisionario tiene un factor de carga unitario y la potencia porteada es de 60 MW, tipo de cambio de 11 pesos por dólar, y que el mes de facturación tiene 730 horas, la energía y su costo de porteo serán los mostrados en la tabla 55.

Tabla 55 Calculo del costo fijo por uso de la red por cada kW porteado

Costo fijo por uso de la red, Pesos / kW	
<i>Flujo porteado, kW</i>	<i>CFUR, Pesos / kW</i>
60,000	28

Si se considera un costo de 160,000 US\$ / Km. para una línea de 115 kV, se tiene un costo fijo por uso de la red de 11 pesos por cada kW porteado.

Tabla 56 Costo fijo por uso de la red para una línea de 115

Costo fijo por uso de la red			
<i>CTcon, \$</i>	<i>CITP, \$</i>	<i>CCGP, \$</i>	<i>CFUR, \$</i>
71,017	-431	-3,235	67,350

Costo fijo por uso de la red, Pesos / kW	
<i>Flujo porteado, kW</i>	<i>CFUR, Pesos / kW</i>
60,000	12

5.4.1.2 Costo variable por el uso de la red

El costo variable por el uso de la red es el costo de la energía generada para cubrir las pérdidas ocasionadas por el servicio de transmisión solicitado. A fin de encontrar este costo, se calculan por medio del modelo de producción (programa de cómputo que asigna la generación a las unidades generadoras a fin de que la generación total sea la de menor costo) y del modelo de flujos de carga, para los casos con y sin el servicio de transmisión solicitado, las variables siguientes [14]:

- Potencias generadas
- Pérdidas de Potencia
- Pérdidas de energía

Las potencias generadas con y sin el servicio de transmisión solicitado para el escenario de demanda máxima en el año calendario analizado se obtendrán mediante el uso del modelo de producción, propuesto por el suministrador y aprobado por la Comisión Reguladora de Energía.

Con el modelo de flujos de carga de corriente alterna y considerando las potencias obtenidas mediante el modelo de producción, se calcularán las pérdidas de potencia para cada elemento de la red considerado en el modelo, bajo los escenarios de demanda en cada nivel de tensión y región, con el servicio y sin el servicio. Las pérdidas de potencia ocasionadas por el Servicio de transmisión para cada escenario de demanda “e”, nivel de tensión “v” y región “a”, se definen como:

$$\Delta\Omega_{eserva} = \sum P_{jeconva} - \sum P_{jesinva}$$

La suma se realiza sobre todos los elementos de la red considerados en el modelo de flujos para el nivel de tensión v y Región a.

Tabla 57 Pérdidas de potencia ocasionadas por el servicio de transmisión para cada escenario de demanda

Pérdidas de Potencia ocasionadas por el Servicio de Transmisión para cada Escenario de Demanda “e”, nivel de tensión “v” y región “a” MW						
Caso	Escenario	Elemento	Tipo	P	$\sum P_{jeconva}$	$\Delta\Omega_{e con va}$
Con el servicio Demanda mínima		1	Línea 1-2	0.2007		
		2	Línea 1-4	0.2387		
		3	Línea 2-3	0.0344		
		4	Línea 2-5	0.0140		
		5	Línea 3-5	0.0448		
		6	Línea 4-5	0.0151		
Sin el servicio Demanda mínima		1	Línea 1-2	0.1639		-0.0463
		2	Línea 1-4	0.3140		
		3	Línea 2-3	0.0801		
		4	Línea 2-5	0.0243		
		5	Línea 3-5	0.0096		
		6	Línea 4-5	0.0021		
Con el servicio Demanda media	e = 2	1	Línea 1-2	0.4566	1.2792	
		2	Línea 1-4	0.5406		
		3	Línea 2-3	0.0745		
		4	Línea 2-5	0.0401		
		5	Línea 3-5	0.1161		
		6	Línea 4-5	0.0513		
Sin el servicio Demanda media	e = 2	1	Línea 1-2	0.3960	1.4354	-0.1562
		2	Línea 1-4	0.7595		
		3	Línea 2-3	0.1934		
		4	Línea 2-5	0.0588		
		5	Línea 3-5	0.0230		
		6	Línea 4-5	0.0047		
Con el servicio Demanda máxima	e = 3	1	Línea 1-2	0.8214	2.3449	
		2	Línea 1-4	0.9723		
		3	Línea 2-3	0.1322		
		4	Línea 2-5	0.0811		
		5	Línea 3-5	0.2256		
		6	Línea 4-5	0.1123		
Sin el servicio Demanda máxima	e = 3	1	Línea 1-2	0.7513	2.7213	-0.3763
		2	Línea 1-4	1.4391		
		3	Línea 2-3	0.3672		
		4	Línea 2-5	0.1113		
		5	Línea 3-5	0.0438		
		6	Línea 4-5	0.0085		

El resultado de aplicar la formulación para calcular las pérdidas de potencia ocasionadas por el servicio de transmisión muestra que para el caso de estudio las pérdidas de potencia son mayores cuando el escenario de demanda es sin el servicio de transmisión, lo que quiere decir que el servicio de transmisión genera una disminución en las pérdidas de potencia. Para este caso en particular se considera que el permisionario proporciona la capacidad y energía equivalente a las pérdidas ocasionadas por el servicio de transmisión.

Para fines de simulación, a las pérdidas de potencia calculadas conforme al párrafo se les aplicará un factor de carga igual a uno para obtener las pérdidas de energía ocasionadas por el servicio de transmisión solicitado. A las pérdidas de energía para efectos de simulación durante el periodo horario t se les denominará ΔES_t y se definirán de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$\Delta ES_t = T_{max} * \sum_v \sum_a \Delta \Omega_{eserva}$$

Donde:

T_{max} es el número de horas correspondiente al periodo horario t en el mes de facturación.

Tabla 58 Periodo de facturación y horas correspondientes al periodo para tarifa HS (Horario de verano) [16]

HS			
Del 16 de mayo al sábado anterior al último domingo de octubre			
Día de la semana	Periodo de facturación t		
	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes		0:00 - 13:00	13:00 - 17:00
		17:00 - 20:00	
		23:00 - 24:00	20:00 - 23:00
sábado		0:00 - 24:00	
domingo y festivo		0:00 - 24:00	

Día de la semana	Periodo de facturación t		
	Horas Base	Horas Intermedio	Horas Punta
lunes a viernes		286	88
		66	
		22	66
sábado		96	
domingo y festivo		96	
Total	0	566	154

Tabla 59 Periodo de facturación y horas correspondientes al periodo para tarifa HS (Horario fuera de verano) [16]

HS			
Del último domingo de octubre al 15 de mayo			
Día de la semana	Periodo de facturación t		
	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 17:00 22:00 - 24:00	17:00 - 22:00	
sábado	0:00 - 18:00 22:00 - 24:00	18:00 - 22:00	
domingo y festivo	0:00 - 19:00 21:00 - 24:00	19:00 - 21:00	
Día de la semana	Periodo de facturación t		
	Horas Base	Horas Intermedio	Horas Punta
lunes a viernes	374 44	110	
sábado	72 8	16	
domingo y festivo	76 12	8	
Total	586	134	0

El costo variable por el uso de la red, “CVUR”, se calculará multiplicando la energía obtenida con fines de simulación por el factor de carga observado en el mes de facturación correspondiente para la o las cargas convenidas del servicio de transmisión solicitado, es decir:

$$CVUR = FC * \sum_t ENER_t * \Delta ES_t \text{ \$/mes}$$

Donde:

$ENER_t$ es el costo por energía correspondiente al periodo horario t

FC es el factor de carga observado en el mes de facturación correspondiente para la o las cargas del servicio de transmisión solicitado.

Para determinar el factor $ENER_t$, es necesario conocer la tarifa correspondiente al nivel de tensión, a continuación se presentan las tarifas para el suministro y venta:

Figura 21 Clasificación de tarifas [16]

- **TARIFAS ESPECIFICAS**
 - domésticas (1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E)
 - servicio público (5 y 5A)
 - agrícolas (9 y 9M) (6)
 - temporal (7)
- **TARIFAS GENERALES**
 - baja tensión (2 y 3)
 - media tensión (OM y HM)
 - alta tensión (HS, HSL, HT y HTL) ←
- **TARIFAS DE RESPALDO**
 - (HM-R, HM-RF, HM-RM, HS-R, HS-RF, HS-RM, HT-R, HT-RF, HT-RM)
- **TARIFAS DE SERVICIO INTERRUMPIBLE**
 - (I-15 e I-30)

Para el caso de estudio los precios correspondientes a la tarifa H-S, región Noreste para el año 2003 son [16]:

Tabla 60 Tarifa H-S

Tarifa H-S													
Cargos	Dic./02	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic
Dem. F. (\$/kW)	103.3	104	105	108	115	119	119	114	109	111	113	116	115
Ener. P. (\$/kWh)	1.5913	1.6	1.61	1.66	1.78	1.84	1.83	1.8	1.68	1.7	1.75	1.78	1.8
Ener. I.(\$/kWh)	0.4622	0.47	0.47	0.48	0.52	0.53	0.53	0.5	0.49	0.49	0.51	0.52	0.5
Ener. B.(\$/kWh)	0.3887	0.39	0.39	0.41	0.43	0.45	0.45	0.4	0.41	0.42	0.43	0.44	0.4

El factor de carga FC correspondiente para la o las cargas del servicio de transmisión solicitado se calcula de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$FC = \frac{EP}{24 * nd * PC}$$

Donde:

EP es la energía transportada por el servicio de transmisión solicitado en el mes de facturación a todos los puntos de carga

nd es el número de días del mes de facturación

PC es la capacidad de porteo contratada para todos los Puntos de Carga.

Si el permisionario proporciona la capacidad y energía equivalente a las pérdidas con su propia generación, no se aplicará el cargo para recuperar el costo variable por el uso de la red.

Para el caso de estudio:

Tabla 61 Costo variable por el uso de la red, $CVUR$

Costo variable por el uso de la red
$CVUR, \\$
0.00

Calculo del costo mínimo por servicios de transmisión

El costo mínimo por los servicios de transmisión solicitados que se presten en tensiones mayores o iguales a 69 kV será calculado de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$CMIN = m * ETPR$$

Donde:

$CMIN$ es el costo mínimo por el servicio

m es el cargo por kWh de energía transmitida medida en el punto de carga

$ETPR$ es la energía transmitida medida en el o los puntos de carga en niveles de tensión mayores o iguales a 69 kV.

El procedimiento para determinar el cargo “ m ” por kWh de energía transmitida medida en el punto de carga, será propuesto por el suministrador y aprobado por la CRE, la cual podrá solicitar la información necesaria para su cálculo y requerir del suministrador las aclaraciones que considere pertinentes.

El costo mínimo será aplicado cuando la suma del costo fijo por el uso de la red más el costo variable por el uso de la red sea menor al costo mínimo:

$$CFUR + CVUR < CMIN$$

5.4.1.3 Costo fijo por administración del convenio

El costo fijo por administración se calculará tomando en cuenta los costos relacionados con el proceso comercial para proporcionar el servicio y su monto será aprobado por la CRE a solicitud del suministrador.

Este concepto de costo reconoce diferencias entre permisionarios, pero no es directamente proporcional a su demanda o a su energía consumida y, por lo tanto, será facturado como un costo mensual por punto de carga.

CAPITULO 6

Discusión de resultados

1. El comportamiento de los combustibles resulta fundamental en el proceso de generación de energía eléctrica, repercutiendo finalmente en el costo de la energía eléctrica, claro depende de la tecnología utilizada para la generación. Debido a la tendencia tecnológica a través de unidades de ciclo combinado y/o cogeneración, sin duda, el precio del gas natural representa un factor indicativo y comparativo adecuado
2. Los costos de capacidad de generación o *costos fijos*, representan el costo total mensual de largo plazo de una planta generadora de energía eléctrica y son usados para determinar los cargos por demanda de las tarifas eléctricas. Bajo el esquema de autoabastecimiento, pueden representar el costo por capacidad comprada.
3. Los *costos variables* (costos de los combustibles) al igual que los *costos fijos* son usados para determinar los ajustes mensuales en las tarifas eléctricas. La volatilidad del precio del gas natural determina el éxito de una planta del sector privado, ya que una mala cobertura de gas natural generará un precio de energía eléctrica más alto que el del sector público.
4. El *costo medio de la energía eléctrica* proporciona un panorama sobre la programación de las plantas y/o unidades generadoras. El comportamiento de la demanda define también esta situación. De acuerdo a los resultados del capítulo 4, de las tecnologías que utilizan combustibles fósiles, el costo de producción de una planta generadora utilizando carbón como combustible (Rankine) es el más bajo, por lo tanto sería la planta base del conjunto de tecnologías, al igual que la nuclear.
5. El *Heat Rate* de una planta define la eficiencia de la misma haciendo que el costo de producción o costo medio de energía eléctrica se vea afectado considerablemente. Una planta con un Heat Rate “mejorado” tiene un costo medio de la energía competitivo.
6. Para las fuentes renovables un *factor de carga-planta* alto genera un costo medio de la energía competitivo.
7. De los métodos contemplados en el documento el más detallado es la metodología Mexicana.
8. No todos los métodos utilizados para determinar los cargos por servicios de transmisión ofrecen señales económicas razonables para orientar a los generadores.
9. El porteo de energía se define como el intercambio de energía entre dos agentes a través de la red de un tercero. La metodología para determinar los cargos por servicios de transmisión o porteo, se encuentra muy detallada resultando

10. complicado su análisis ya que es necesario contar con información de todos los elementos de la red de transmisión (parámetros de líneas y transformadores principalmente) en todos sus niveles de tensión y todas las regiones tarifarias. Los modelos de flujos de potencia y de producción son otro de factor que hacen complicado el cálculo de los costos por ser vicios de transmisión, teniendo que contar con la información adecuada para el despacho económico de las plantas.
11. La metodología utilizada en México para determinar los cargos por servicios de transmisión no está sujeta a la existencia de un mercado competitivo, por lo que puede aplicarse para cobrar los servicios de porteo que una empresa de electricidad bajo el esquema de autoabastecedor, con cogeneración y consumo en puntos remotos.
12. La Metodología Mexicana puede seguir aplicándose para cobrar el servicio de transmisión en una industria eléctrica reestructurada, con base en múltiples sociedades de autoabastecimiento.
13. El avance tecnológico a través de unidades generadoras turbogas y de ciclos combinados y la reducción de la escala necesaria para la generación eficiente de energía eléctrica hacen ya innecesaria la integración vertical de la industria en una sola empresa generadora de electricidad. De esta forma, ya no existen argumentos en favor de la eficiencia económica que justifiquen la existencia de un monopolio natural en manos del Estado para la provisión de servicios de electricidad
14. La ausencia de competencia en los mercados de electricidad ofrece pocos incentivos para la eficiencia productiva y genera desperdicios en la asignación de los recursos productivos.
15. Un mercado con empresas privadas en competencia y con libre entrada a la industria permite obtener resultados eficientes en la asignación de los recursos, toda vez que los derechos de propiedad sobre los beneficios y los insumos productivos están bien definidos.
16. La evidencia confirma que la participación de la iniciativa privada en la industria eléctrica en mercados competitivos ofrece fuertes incentivos para introducir nuevas tecnologías, reducir los costos operativos y mejorar la calidad de los servicios que se prestan a los usuarios a un precio menor al que prevalece bajo un monopolio.
17. Cuando existe competencia los consumidores pueden evaluar la calidad de los bienes o servicios que reciben a cada precio; es decir, pueden “premiar” o “castigar” a sus proveedores mediante la cantidad de bienes o servicios que demandan.
18. Entre los muchos beneficios que pueden esperarse por la conformación de una estructura competitiva en el sector eléctrico están: una mayor inversión en las tecnologías de generación eléctrica más eficientes y económicas, así como una distribución geográfica más eficiente de los activos que, por ejemplo, tenga en

cuenta los costos del capital y la operación, así como los de transmisión y distribución. Si bien un mercado eléctrico competitivo representa a largo plazo menores precios por la energía eléctrica, es posible que en el corto plazo existan consumidores que enfrenten pérdidas en su bienestar por la eliminación de los subsidios cruzados, al pasar del monopolio a la competencia.

19. En efecto, la reestructuración de la industria eléctrica puede significar en algunos casos mayores precios por la energía eléctrica al eliminarse los subsidios cruzados. Sin embargo, según la experiencia de varios países, los grupos más afectados por la eliminación de los subsidios son los de altos ingresos, por el mayor uso que hacen de las redes eléctricas. Para enfrentar el problema, en diversos países se ha establecido un período de transición; los subsidios sólo permanecen para los grupos de bajos ingresos y con cargo al presupuesto público, para evitar distorsiones en los precios relativos. Además, para hacer menos costoso el acceso a la energía eléctrica, algunos países aplican durante el período de transición programas de apoyo a la conexión de redes privadas con el objeto de que los subsidios no se conviertan en un factor de marginación para las personas de menores ingresos.

Glosario de términos

- **Convenio.** Convenio para el Servicio de Transmisión firmado entre el **Permisionario** y el **Suministrador**.
- **Costo Incremental.** Es el costo en que se incurre para incrementar, en una unidad, la capacidad del **Sistema**.
- **Elemento.** Cada una de las líneas y transformadores del **Sistema**.
- **Escenario de Demanda.** La situación en la cual se caracterizan las condiciones de comportamiento del **Modelo de Flujos** para un nivel de demanda en el **Sistema**.
- **Lado Receptor.** Punto de un **Elemento** donde se entrega la energía eléctrica que pasa a través de dicho **Elemento**.
- **Metodología de Transmisión.** La Metodología que se describe en la presente Resolución.
- **Modelo de Flujos.** Programa de cómputo que simula el comportamiento del **Sistema** eléctrico bajo un conjunto dado de condiciones.
- **Modelo de Producción.** Programa de cómputo que asigna la generación a las unidades generadoras a fin de que la generación total sea la de menor costo.
- **Pérdidas de Potencia.** Potencia (kW) y energía (kWh) perdida en la operación del **Sistema**.
- **Periodos Horarios.** Los definidos en las tarifas eléctricas.
- **Permisionario.** El titular de un permiso de generación, exportación o importación de energía eléctrica
- **Punto de Carga.** Cada uno de los sitios en donde el **Suministrador** entrega la energía transportada al **Permisionario** y a los socios.
- **Punto de Carga para Distribución.** Nodo en el que se entrega la energía eléctrica a tensiones menores de 69 kV.
- **Punto de Interconexión.** El sitio en donde el **Permisionario** entrega al **Sistema** la energía producida por su fuente de energía.
- **Punto de Recepción.** Cada uno de los puntos en donde el **Suministrador** entrega la energía transportada.

- **Red.** Conjunto de **Elementos** interconectados.
- **Servicio de Transmisión.** El servicio de conducir energía eléctrica de uno o varios nodos hacia otro u otros nodos de la **Red**.
- **Servicio de Transmisión Solicitado.** El **Servicio de Transmisión** requerido por un **Permisionario**.
- **Sistema.** El **Sistema** Eléctrico Nacional.
- **Suministrador.** Comisión Federal de Electricidad y/o Luz y Fuerza del Centro.
- **Transacción de Transmisión.** El uso que se hace de la **Red** del **Sistema** incluyendo las cargas y la generación de un **Servicio de Transmisión Solicitado**.
- **Transacción de Transmisión Básica.** La **Transacción de Transmisión** que realiza el **Suministrador** desde distintos puntos de generación e importación hasta los distintos puntos de recepción a los niveles de tensión mayores o iguales a 69 kV para su distribución, sin incluir las cargas y la generación del **Servicio de Transmisión Solicitado**.
- **Tarifa Eléctrica.** Es la suma del precio del despacho de generación, los precios regulados de transmisión y distribución menos el subsidio en los casos de que se aplique.
- **Transmisión.** Conducción de la electricidad a través de redes de alta tensión.
- **Costo medio de la energía.** Representa el costo de producción de la energía.
- **Costo fijo.** Representa el costo mensual por capacidad de largo plazo
- **Costo variable.** Representa el costo del combustible
- **Poder calorífico.** Es la capacidad que tiene un combustible para generar una cierta cantidad de calor.
- **Heat Rate.** Indica el grado de aprovechamiento del calor en una planta generadora de energía eléctrica.
- **Costo de capacidad de generación.** Representa el costo del MW instalado y depende de la tecnología de generación.
- **Capacidad.** Es la potencia máxima a la cual puede suministrar energía eléctrica una unidad generadora, una central de generación o un dispositivo eléctrico, la cual es

especificada por el fabricante o por el usuario, dependiendo del estado de los equipos.

- **Capacidad efectiva.** Es la capacidad de una unidad generadora que se determina tomando en cuenta las condiciones ambientales y el estado físico de las instalaciones y corresponde a la capacidad de placa corregida por efecto de degradaciones permanentes debidas al deterioro o desgaste de los equipos que forman parte de la unidad.
- **Capacidad de transmisión.** Es la potencia máxima que se puede transmitir a través de una línea de transmisión, tomando en cuenta restricciones técnicas de operación como: límite térmico, caída de voltaje, límite de estabilidad, etc.
- **Energía neta.** Es la energía total entregada a la red y es igual a la generación neta de las centrales del sistema más la energía de importaciones de otros sistemas eléctricos, más la energía adquirida de excedentes de autoabastecedores y cogeneradores.
- **Carga.** Es la potencia requerida por los dispositivos de consumo y se mide en unidades de potencia eléctrica (kW, MW); cada vez que un usuario acciona un interruptor para conectar o desconectar un aparato de consumo eléctrico produce una variación en su demanda de electricidad.
- **Demanda.** Es la potencia a la cual se debe suministrar la energía eléctrica requerida en un instante dado (demanda instantánea en MW). El valor promedio dentro de cierto intervalo es igual a la energía requerida entre el número de unidades de tiempo del intervalo (MWh/h). En CFE se mide la demanda instantánea y se lleva un registro de las demandas horarias que se presentan a lo largo del año.
- **Demanda máxima.** Valor máximo de las demandas horarias en el año (MWh/h).
- **Demanda media.** Es igual a la energía necesaria en MWh en el año dividida entre el número de horas del año (MWh/h).
- **Factor de carga.** Es la relación entre la demanda media y el valor de la demanda máxima registradas en un período determinado. El factor de carga se acerca a la unidad medida que la curva de carga es más plana.
- **Factor de planta.** Indica el grado en que fue utilizada la capacidad de las unidades generadoras y se calcula como la relación entre la carga promedio de la unidad durante el período y su capacidad efectiva. Este índice puede ser menor o igual al factor de disponibilidad pero nunca mayor. En las unidades de carga base el factor de planta es cercano al factor de disponibilidad, mientras que en las unidades de carga pico el factor de planta puede ser mucho menor que el factor de disponibilidad.

- **Factor de carga-planta.** Representa el grado de disponibilidad y de aprovechamiento de la generación y de la carga, respectivamente.
- **Impedancia.** Resistencia aparente de un circuito al flujo de la corriente alterna, equivalente a la resistencia efectiva cuando la corriente es continua.
- **Pérdidas.** Término aplicado a la energía (MWh) o a la potencia eléctrica (MW), que se pierde en los procesos de transmisión y distribución. Las pérdidas se deben principalmente a la transformación de una parte de la energía eléctrica en calor disipado en los conductores o aparatos.

Anexos

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos

Título Primero

Capítulo I

De las Garantías Individuales

Artículo 25. (Reforma publicada en el D.O.F. del 3 de febrero de 1983)

Texto vigente

Corresponde al Estado la rectoría del desarrollo nacional para garantizar que éste sea integral y sustentable que fortalezca la Soberanía de la Nación y su régimen democrático y que, mediante el fomento del crecimiento económico y el empleo y una más justa distribución del ingreso y la riqueza, permita el pleno ejercicio de la libertad y la dignidad de los individuos, grupos y clases sociales, cuya seguridad protege esta Constitución.

El Estado planeará, conducirá, coordinará y orientará la actividad económica nacional, y llevará al cabo la regulación y fomento de las actividades que demande el interés general en el marco de libertades que otorga esta Constitución.

Al desarrollo económico nacional concurrirán, con responsabilidad social, el sector público, el sector social y el sector privado, sin menoscabo de otras formas de actividad económica que contribuyan al desarrollo de la Nación.

El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos que en su caso se establezcan.

Asimismo, podrá participar por sí o con los sectores social y privado, de acuerdo con la ley, para impulsar y organizar las áreas prioritarias del desarrollo.

Bajo criterios de equidad social y productividad se apoyará e impulsará a las empresas de los sectores social y privado de la economía, sujetándolos a las modalidades que dicte el interés público y al uso, en beneficio general, de los recursos productivos, cuidando su conservación y el medio ambiente.

La ley establecerá los mecanismos que faciliten la organización y la expansión de la actividad económica del sector social: de los ejidos, organizaciones de trabajadores, cooperativas, comunidades, empresas que pertenezcan mayoritaria o exclusivamente a los

trabajadores y, en general, de todas las formas de organización social para la producción, distribución y consumo de bienes y servicios socialmente necesarios.

La ley alentará y protegerá la actividad económica que realicen los particulares y proveerá las condiciones para que el desenvolvimiento del sector privado contribuya al desarrollo económico nacional, en los términos que establece esta Constitución.

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos

Título Primero

Capítulo I

De las Garantías Individuales

Artículo 27. (Reforma publicada en el D.O.F. del 28 de enero de 1992)

Texto vigente

La propiedad de las tierras y aguas comprendidas dentro de los límites del territorio nacional, corresponde originariamente a la Nación, la cual ha tenido y tiene el derecho de transmitir el dominio de ellas a los particulares, constituyendo la propiedad privada.

Las expropiaciones sólo podrán hacerse por causa de utilidad pública y mediante indemnización.

La Nación tendrá en todo tiempo el derecho de imponer a la propiedad privada las modalidades que dicte el interés público, así como el de regular, en beneficio social, el aprovechamiento de los elementos naturales susceptibles de apropiación, con objeto de hacer una distribución equitativa de la riqueza pública, cuidar de su conservación, lograr el desarrollo equilibrado del país y el mejoramiento de las condiciones de vida de la población rural y urbana. En consecuencia, se dictarán las medidas necesarias para ordenar los asentamientos humanos y establecer adecuadas provisiones, usos, reservas y destinos de tierras, aguas y bosques, a efecto de ejecutar obras públicas y de planear y regular la fundación, conservación, mejoramiento y crecimiento de los centros de población; para preservar y restaurar el equilibrio ecológico; para el fraccionamiento de los latifundios; para disponer, en los términos de la ley reglamentaria, la organización y explotación colectiva de los ejidos y comunidades; para el desarrollo de la pequeña propiedad rural; para el fomento de la agricultura, de la ganadería, de la silvicultura y de las demás actividades económicas en el medio rural, y para evitar la destrucción de los elementos naturales y los daños que la propiedad pueda sufrir en perjuicio de la sociedad.

Corresponde a la Nación el dominio directo de todos los recursos naturales de la plataforma continental y los zócalos submarinos de las islas; de todos los minerales o sustancias que en vetas, mantos, masas o yacimientos, constituyan depósitos cuya naturaleza sea distinta de los componentes de los terrenos, tales como los minerales de los que se extraigan metales y metaloides utilizados en la industria; los yacimientos de piedras preciosas, de sal de gema y las salinas formadas directamente por las aguas marinas; los productos derivados de la descomposición de las rocas, cuando su explotación necesite trabajos subterráneos; los yacimientos minerales u orgánicos de materias susceptibles de ser utilizadas como fertilizantes; los combustibles minerales sólidos; el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos; y el espacio situado sobre el territorio nacional, en la extensión y términos que fije el Derecho Internacional.

Son propiedad de la Nación las aguas de los mares territoriales en la extensión y términos que fije el Derecho Internacional; las aguas marinas interiores; las de las lagunas y esteros que se comuniquen permanente o intermitentemente con el mar; las de los lagos interiores de formación natural que estén ligados directamente a corrientes constantes; las de los ríos y sus afluentes directos o indirectos, desde el punto del cauce en que se inicien las primeras aguas permanentes, intermitentes o torrenciales, hasta su desembocadura en el mar, lagos, lagunas o esteros de propiedad nacional; las de las corrientes constantes o intermitentes y sus afluentes directos o indirectos, cuando el cauce de aquéllas en toda su extensión o en parte de ellas, sirva de límite al territorio nacional o a dos entidades federativas, o cuando pase de una entidad federativa a otra o cruce la línea divisoria de la República; las de los lagos, lagunas o esteros cuyos vasos, zonas o riberas, estén cruzados por líneas divisorias de dos o más entidades o entre la República y un país vecino; o cuando el límite de las riberas sirva de lindero entre dos entidades federativas o a la República con un país vecino; las de los manantiales que broten en las playas, zonas marítimas, cauces, vasos o riberas de los lagos, lagunas o esteros de propiedad nacional, y las que se extraigan de las minas; y los cauces, lechos o riberas de los lagos y corrientes interiores en la extensión que fije la ley. Las aguas del subsuelo pueden ser libremente alumbradas mediante obras artificiales y apropiarse por el dueño del terreno; pero cuando lo exija el interés público o se afecten otros aprovechamientos; el Ejecutivo Federal podrá reglamentar su extracción y utilización y aun establecer zonas vedadas, al igual que para las demás aguas de propiedad nacional. Cualesquiera otras aguas no incluidas en la enumeración anterior, se considerarán como parte integrante de la propiedad de los terrenos por los que corran o en los que se encuentren sus depósitos, pero si se localizaren en dos o más predios, el aprovechamiento de estas aguas se considerará de utilidad pública, y quedará sujeto a las disposiciones que dicten los Estados.

En los casos a que se refieren los dos párrafos anteriores, el dominio de la Nación es inalienable e imprescriptible y la explotación, el uso o el aprovechamiento de los recursos de que se trata, por los particulares o por sociedades constituidas conforme a las leyes mexicanas, no podrá realizarse sino mediante concesiones, otorgadas por el Ejecutivo Federal, de acuerdo con las reglas y condiciones que establezcan las leyes. Las normas legales relativas a obras o trabajos de explotación de los minerales y sustancias a que se refiere el párrafo cuarto, regularán la ejecución y comprobación de los que se efectúen o deban efectuarse a partir de su vigencia, independientemente de la fecha de otorgamiento de las concesiones, y su inobservancia dará lugar a la cancelación de éstas. El Gobierno Federal tiene la facultad de establecer reservas nacionales y suprimirlas. Las declaratorias correspondientes se harán por el Ejecutivo en los casos y condiciones que las leyes prevean. Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos o de minerales radioactivos, no se otorgarán concesiones ni contratos, ni subsistirán los que en su caso se hayan otorgado y la Nación llevará a cabo la explotación de esos productos, en los términos que señale la Ley Reglamentaria respectiva. Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.

Corresponde también a la Nación el aprovechamiento de los combustibles nucleares para la generación de energía nuclear y la regulación de sus aplicaciones en otros propósitos. El uso de la energía nuclear sólo podrá tener fines pacíficos.

La Nación ejerce en una zona económica exclusiva situada fuera del mar territorial y adyacente a éste, los derechos de soberanía y las jurisdicciones que determinen las leyes del Congreso. La zona económica exclusiva se extenderá a doscientas millas náuticas, medidas a partir de la línea de base desde la cual se mide el mar territorial. En aquellos casos en que esa extensión produzca superposición con las zonas económicas exclusivas de otros Estados, la delimitación de las respectivas zonas se hará en la medida en que resulte necesario, mediante acuerdo con estos Estados.

La capacidad para adquirir el dominio de las tierras y aguas de la Nación, se regirá por las siguientes prescripciones:

- I. Sólo los mexicanos por nacimiento o por naturalización y las sociedades mexicanas tienen derecho para adquirir el dominio de las tierras, aguas y sus accesiones o para obtener concesiones de explotación de minas o aguas. El Estado podrá conceder el mismo derecho a los extranjeros, siempre que convengan ante la Secretaría de Relaciones en considerarse como nacionales respecto de dichos bienes y en no invocar por lo mismo, la protección de sus gobiernos por lo que se refiere a aquéllos; bajo la pena, en caso de faltar al convenio, de perder en beneficio de la Nación los bienes que hubieren adquirido en virtud de lo mismo. En una faja de cien kilómetros a lo largo de las fronteras y de cincuenta en las playas, por ningún motivo podrán los extranjeros adquirir el dominio directo sobre tierras y aguas.

El Estado, de acuerdo con los intereses públicos internos y los principios de reciprocidad, podrá, a juicio de la Secretaría de Relaciones, conceder autorización a los Estados extranjeros para que adquieran, en el lugar permanente de la residencia de los Poderes Federales, la propiedad privada de bienes inmuebles necesarios para el servicio directo de sus embajadas o legaciones;

- II. Las asociaciones religiosas que se constituyan en los términos del artículo 130 y su ley reglamentaria tendrán capacidad para adquirir, poseer o administrar, exclusivamente, los bienes que sean indispensables para su objeto, con los requisitos y limitaciones que establezca la ley reglamentaria;
- III. Las instituciones de beneficencia, pública o privada, que tengan por objeto el auxilio de los necesitados, la investigación científica, la difusión de la enseñanza, la ayuda recíproca de los asociados, o cualquier otro objeto lícito, no podrán adquirir más bienes raíces que los indispensables para su objeto, inmediata o directamente destinados a él, con sujeción a lo que determine la ley reglamentaria;

-
- IV.** Las sociedades mercantiles por acciones podrán ser propietarias de terrenos rústicos pero únicamente en la extensión que sea necesaria para el cumplimiento de su objeto.

En ningún caso las sociedades de esta clase podrán tener en propiedad tierras dedicadas a actividades agrícolas, ganaderas o forestales en mayor extensión que la respectiva equivalente a veinticinco veces los límites señalados en la fracción XV de este artículo. La ley reglamentaria regulará la estructura de capital y el número mínimo de socios de estas sociedades, a efecto de que las tierras propiedad de la sociedad no excedan en relación con cada socio los límites de la pequeña propiedad. En este caso, toda propiedad accionaria individual, correspondiente a terrenos rústicos, será acumulable para efectos de cómputo. Asimismo, la ley señalará las condiciones para la participación extranjera en dichas sociedades.

La propia ley establecerá los medios de registro y control necesarios para el cumplimiento de lo dispuesto por esta fracción;

- V.** Los bancos debidamente autorizados, conforme a las leyes de instituciones de crédito, podrán tener capitales impuestos, sobre propiedades urbanas y rústicas de acuerdo con las prescripciones de dichas leyes, pero no podrán tener en propiedad o en administración más bienes raíces que los enteramente necesarios para su objeto directo;
- VI.** Los estados y el Distrito Federal, lo mismo que los municipios de toda la República, tendrán plena capacidad para adquirir y poseer todos los bienes raíces necesarios para los servicios públicos.

Las leyes de la Federación y de los Estados en sus respectivas jurisdicciones, determinarán los casos en que sea de utilidad pública la ocupación de la propiedad privada, y de acuerdo con dichas leyes la autoridad administrativa hará la declaración correspondiente. El precio que se fijará como indemnización a la cosa expropiada, se basará en la cantidad que como valor fiscal de ella figure en las oficinas catastrales o recaudadoras, ya sea que este valor haya sido manifestado por el propietario o simplemente aceptado por él de un modo tácito por haber pagado sus contribuciones con esta base. El exceso de valor o el demérito que haya tenido la propiedad particular por las mejoras o deterioros ocurridos con posterioridad a la fecha de la asignación del valor fiscal, será lo único que deberá quedar sujeto a juicio pericial y a resolución judicial. Esto mismo se observará cuando se trate de objetos cuyo valor no esté fijado en las oficinas rentísticas.

El ejercicio de las acciones que corresponden a la Nación, por virtud de las disposiciones del presente artículo, se hará efectivo por el procedimiento judicial; pero dentro de este procedimiento y por orden de los tribunales

correspondientes, que se dictará en el plazo máximo de un mes, las autoridades administrativas procederán desde luego a la ocupación, administración, remate o venta de las tierras o aguas de que se trate y todas sus accesiones, sin que en ningún caso pueda revocarse lo hecho por las mismas autoridades antes que se dicte sentencia ejecutoriada;

- VII.** Se reconoce la personalidad jurídica de los núcleos de población ejidales y comunales y se protege su propiedad sobre la tierra, tanto para el asentamiento humano como para actividades productivas.

La ley protegerá la integridad de las tierras de los grupos indígenas.

La ley, considerando el respeto y fortalecimiento de la vida comunitaria de los ejidos y comunidades, protegerá la tierra para el asentamiento humano y regulará el aprovechamiento de tierras, bosques y aguas de uso común y la provisión de acciones de fomento necesarias para elevar el nivel de vida de sus pobladores.

La ley, con respeto a la voluntad de los ejidatarios y comuneros para adoptar las condiciones que más les convengan en el aprovechamiento de sus recursos productivos, regulará el ejercicio de los derechos de los comuneros sobre la tierra y de cada ejidatario sobre su parcela. Asimismo establecerá los procedimientos por los cuales ejidatarios y comuneros podrán asociarse entre sí, con el Estado o con terceros y otorgar el uso de sus tierras; y, tratándose de ejidatarios, transmitir sus derechos parcelarios entre los miembros del núcleo de población; igualmente fijará los requisitos y procedimientos conforme a los cuales la asamblea ejidal otorgará al ejidatario el dominio sobre su parcela. En caso de enajenación de parcelas se respetará el derecho de preferencia que prevea la ley.

Dentro de un mismo núcleo de población, ningún ejidatario podrá ser titular de más tierra que la equivalente al 5% del total de las tierras ejidales. En todo caso, la titularidad de tierras en favor de un solo ejidatario deberá ajustarse a los límites señalados en la fracción XV.

La asamblea general es el órgano supremo del núcleo de población ejidal o comunal, con la organización y funciones que la ley señale. El comisariado ejidal o de bienes comunales, electo democráticamente en los términos de la ley, es el órgano de representación del núcleo y el responsable de ejecutar las resoluciones de la asamblea.

La restitución de tierras, bosques y aguas a los núcleos de población se hará en los términos de la ley reglamentaria;

VIII. Se declaran nulas:

- a)** Todas las enajenaciones de tierras, aguas y montes pertenecientes a los pueblos, rancherías, congregaciones o comunidades, hechas por los jefes políticos, gobernadores de los Estados, o cualquiera otra autoridad local en contravención a lo dispuesto en la ley de 25 de junio de 1856 y demás leyes y disposiciones relativas;
- b)** Todas las concesiones, composiciones o ventas de tierras, aguas y montes, hechas por las Secretarías de Fomento, Hacienda o cualquiera otra autoridad federal, desde el día primero de diciembre de 1876, hasta la fecha, con las cuales se hayan invadido y ocupado ilegalmente los ejidos, terrenos de común repartimiento o cualquiera otra clase, pertenecientes a los pueblos, rancherías, congregaciones o comunidades y núcleos de población.
- c)** Todas las diligencias de apeo o deslinde, transacciones, enajenaciones o remates practicados durante el periodo de tiempo a que se refiere la fracción anterior, por compañías, jueces u otras autoridades de los Estados o de la Federación, con los cuales se hayan invadido u ocupado ilegalmente tierras, aguas y montes de los ejidos, terrenos de común repartimiento, o de cualquier otra clase, pertenecientes a núcleos de población.

Quedan exceptuadas de la nulidad anterior, únicamente las tierras que hubieren sido tituladas en los repartimientos hechos con apego a la ley de 25 de junio de 1856 y poseídas en nombre propio a título de dominio por más de diez años cuando su superficie no exceda de cincuenta hectáreas.

IX La división o reparto que se hubiere hecho con apariencia de legítima entre los vecinos de algún núcleo de población y en la que haya habido error o vicio, podrá ser nulificada cuando así lo soliciten las tres cuartas partes de los vecinos que estén en posesión de una cuarta parte de los terrenos, materia de la división, o una cuarta parte de los mismos vecinos cuando estén en posesión de las tres cuartas partes de los terrenos;

X. Derogada;

XI. Derogada;

XII. Derogada;

XIII. Derogada;

XIV. Derogada;

XV. En los Estados Unidos Mexicanos quedan prohibidos los latifundios.

Se considera pequeña propiedad agrícola la que no exceda por individuo de cien hectáreas de riego o humedad de primera o sus equivalentes en otras clases de tierras.

Para los efectos de la equivalencia se computará una hectárea de riego por dos de temporal, por cuatro de agostadero de buena calidad y por ocho de bosque, monte o agostadero en terrenos áridos.

Se considerará, asimismo, como pequeña propiedad, la superficie que no exceda por individuo de ciento cincuenta hectáreas cuando las tierras se dediquen al cultivo de algodón, si reciben riego; y de trescientas, cuando se destinen al cultivo del plátano, caña de azúcar, café, henequén, hule, palma, vid, olivo, quina, vainilla, cacao, agave, nopal o árboles frutales.

Se considerará pequeña propiedad ganadera la que no exceda por individuo la superficie necesaria para mantener hasta quinientas cabezas de ganado mayor o su equivalente en ganado menor, en los términos que fije la ley, de acuerdo con la capacidad forrajera de los terrenos.

Cuando debido a obras de riego, drenaje o cualesquiera otras ejecutadas por los dueños o poseedores de una pequeña propiedad se hubiese mejorado la calidad de sus tierras, seguirá siendo considerada como pequeña propiedad, aun cuando, en virtud de la mejoría obtenida, se rebasen los máximos señalados por esta fracción, siempre que se reúnan los requisitos que fije la ley.

Cuando dentro de una pequeña propiedad ganadera se realicen mejoras en sus tierras y éstas se destinen a usos agrícolas, la superficie utilizada para este fin no podrá exceder, según el caso, los límites a que se refieren los párrafos segundo y tercero de esta fracción que correspondan a la calidad que hubieren tenido dichas tierras antes de la mejora;

XVI Derogada;

XVII El Congreso de la Unión y las legislaturas de los estados, en sus respectivas jurisdicciones, expedirán leyes que establezcan los procedimientos para el fraccionamiento y enajenación de las extensiones que llegaren a exceder los límites señalados en las fracciones IV y XV de este artículo.

El excedente deberá ser fraccionado y enajenado por el propietario dentro del plazo de un año contado a partir de la notificación correspondiente. Si transcurrido el plazo el excedente no se ha enajenado, la venta deberá hacerse mediante pública almoneda. En igualdad de condiciones, se respetará el derecho de preferencia que prevea la ley reglamentaria.

Las leyes locales organizarán el patrimonio de familia, determinando los bienes que deben constituirlo, sobre la base de que será inalienable y no estará sujeto a embargo ni a gravamen ninguno;

XVIII Se declaran revisables todos los contratos y concesiones hechos por los gobiernos anteriores desde el año 1876, que hayan traído por consecuencia el acaparamiento de tierras, aguas y riquezas naturales de la Nación, por una sola persona o sociedad y se faculta al Ejecutivo de la Unión para declararlos nulos cuando impliquen perjuicios graves para el interés público.

XIX Con base en esta Constitución, el Estado dispondrá las medidas para la expedita y honesta impartición de la justicia agraria, con objeto de garantizar la seguridad jurídica en la tenencia de la tierra ejidal, comunal y de la pequeña propiedad, y apoyará la asesoría legal de los campesinos, y

Son de jurisdicción federal todas las cuestiones que por límites de terrenos ejidales y comunales, cualquiera que sea el origen de éstos, se hallen pendientes o se susciten entre dos o más núcleos de población; así como las relacionadas con la tenencia de la tierra de los ejidos y comunidades. Para estos efectos y, en general, para la administración de justicia agraria, la ley instituirá tribunales dotados de autonomía y plena jurisdicción, integrados por magistrados propuestos por el Ejecutivo Federal y designados por la Cámara de Senadores o, en los recesos de ésta, por la Comisión Permanente.

La ley establecerá un órgano para la procuración de justicia agraria, y

XX. El Estado promoverá las condiciones para el desarrollo rural integral, con el propósito de generar empleo y garantizar a la población campesina el bienestar y su participación e incorporación en el desarrollo nacional, y fomentará la actividad agropecuaria y forestal para el óptimo uso de la tierra, con obras de infraestructura, insumos, créditos, servicio de capacitación y asistencia técnica. Asimismo expedirá la legislación reglamentaria para planear y organizar la producción agropecuaria, su industrialización y comercialización, considerándolas de interés público.

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos

Título Primero

Capítulo I

De las Garantías Individuales

Artículo 28. (Reforma publicada en el D.O.F. del 2 de marzo de 1995)

Texto vigente

En los Estados Unidos Mexicanos quedan prohibidos los monopolios, las prácticas monopólicas, los estancos y las exenciones de impuestos en los términos y condiciones que fijan las leyes. El mismo tratamiento se dará a las prohibiciones a título de protección a la industria.

En consecuencia, la ley castigará severamente, y las autoridades perseguirán con eficacia, toda concentración o acaparamiento en una o pocas manos de artículos de consumo necesario y que tenga por objeto obtener el alza de los precios; todo acuerdo, procedimiento o combinación de los productores, industriales, comerciantes o empresarios de servicios, que de cualquier manera hagan, para evitar la libre concurrencia o la competencia entre sí y obligar a los consumidores a pagar precios exagerados y, en general, todo lo que constituya una ventaja exclusiva indebida a favor de una o varias personas determinadas y con perjuicio del público en general o de alguna clase social.

Las leyes fijarán bases para que se señalen precios máximos a los artículos, materias o productos que se consideren necesarios para la economía nacional o el consumo popular, así como para imponer modalidades a la organización de la distribución de esos artículos, materias o productos, a fin de evitar que intermediaciones innecesarias o excesivas provoquen insuficiencia en el abasto, así como el alza de precios. La ley protegerá a los consumidores y propiciará su organización para el mejor cuidado de sus intereses.

No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: correos, telégrafos y radiotelegrafía; petróleo y los demás hidrocarburos; petroquímica básica; minerales radioactivos y generación de energía nuclear; electricidad y las actividades que expresamente señalen las leyes que expida el Congreso de la Unión. La comunicación vía satélite y los ferrocarriles son áreas prioritarias para el desarrollo nacional en los términos del artículo 25 de esta Constitución; el Estado al ejercer en ellas su rectoría, protegerá la seguridad y la soberanía de la Nación, y al otorgar concesiones o permisos mantendrá o establecerá el dominio de las respectivas vías de comunicación de acuerdo con las leyes de la materia.

El Estado contará con los organismos y empresas que requiera para el eficaz manejo de las áreas estratégicas a su cargo y en las actividades de carácter prioritario donde, de acuerdo con las leyes, participe por sí o con los sectores social y privado.

El Estado tendrá un banco central que será autónomo en el ejercicio de sus funciones y en su administración. Su objetivo prioritario será procurar la estabilidad del poder adquisitivo de la moneda nacional, fortaleciendo con ello la rectoría del desarrollo nacional que corresponde al Estado. Ninguna autoridad podrá ordenar al banco conceder financiamiento.

No constituyen monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva, a través del banco central en las áreas estratégicas de acuñación de moneda y emisión de billetes. El banco central, en los términos que establezcan las leyes y con la intervención que corresponda a las autoridades competentes, regulará los cambios, así como la intermediación y los servicios financieros, contando con las atribuciones de autoridad necesarias para llevar a cabo dicha regulación y proveer a su observancia. La conducción del banco estará a cargo de personas cuya designación será hecha por el Presidente de la República con la aprobación de la Cámara de Senadores o de la Comisión Permanente, en su caso; desempeñarán su encargo por períodos cuya duración y escalonamiento provean al ejercicio autónomo de sus funciones; sólo podrán ser removidas por causa grave y no podrán tener ningún otro empleo, cargo o comisión, con excepción de aquéllos en que actúen en la representación del banco y de los no remunerados en asociaciones docentes, científicas, culturales o de beneficencia. Las personas encargadas de la conducción del banco central, podrán ser sujetos de juicio político conforme a lo dispuesto por el artículo 110 de esta Constitución.

No constituyen monopolios las asociaciones de trabajadores formadas para proteger sus propios intereses y las asociaciones o sociedades cooperativas de productores para que, en defensa de sus intereses o del interés general, vendan directamente en los mercados extranjeros los productos nacionales o industriales que sean la principal fuente de riqueza de la región en que se produzcan o que no sean artículos de primera necesidad, siempre que dichas asociaciones estén bajo vigilancia o amparo del Gobierno Federal o de los estados, y previa autorización que al efecto se obtenga de las legislaturas respectivas en cada caso. Las mismas legislaturas, por sí o a propuesta del Ejecutivo, podrán derogar, cuando así lo exijan las necesidades públicas, las autorizaciones concedidas para la formación de las asociaciones de que se trata.

Tampoco constituyen monopolios los privilegios que por determinado tiempo se concedan a los autores y artistas para la producción de sus obras y los que para el uso exclusivo de sus inventos, se otorguen a los inventores y perfeccionadores de alguna mejora.

El Estado, sujetándose a las leyes, podrá en casos de interés general, concesionar la prestación de servicios públicos o la explotación, uso y aprovechamiento de bienes de dominio de la Federación, salvo las excepciones que las mismas prevengan. Las leyes fijarán las modalidades y condiciones que aseguren la eficacia de la prestación de los

servicios y la utilización social de los bienes, y evitarán fenómenos de concentración que contraríen el interés público.

La sujeción a regímenes de servicio público se apegará a lo dispuesto por la Constitución y sólo podrá llevarse a cabo mediante ley.

Se podrán otorgar subsidios a actividades prioritarias, cuando sean generales, de carácter temporal y no afecten sustancialmente las finanzas de la Nación. El Estado vigilará su aplicación y evaluará los resultados de ésta.

Bibliografía

- [1] Shahidehpour M., and Alomoush M., Restructured Electrical Power Systems: Operation, Trading and Volatility. Marcel Dekker, 2001
- [2] Steven Stoft, Power System Economics: Designing Markets for Electricity, Book of related interest from IEEE press.
- [3] John J. Grainger & William D. Stevenson Jr., Análisis de Sistemas de Potencia, Mc. Graw Hill.
- [4] Leland T. Blank & Anthony J. Tarquin, Ingeniería Económica, Mc. Graw Hill, 4ª Ed.
- [5] Albert Thumann, P.E., C.E.M., Plant Engineers & Managers: Guide to Energy Conservation, The Fairmont Press & Prentice Hall, 8ª Ed.
- [6] Apertura del sector eléctrico, serie de propuestas, No.21, BBVA – Bancomer.
- [7] Propuesta de modernización Sector Eléctrico, Secretaría de Energía, México, D.F. 2001.
- [8] Prospectiva del sector eléctrico 2001-2010, Secretaría de Energía, Dirección general de formulación de política energética, Primera Edición, 2001.
- [9] Prospectiva del Sector Eléctrico 2000 - 2009, Secretaría de Energía, Subsecretaría de Política y Desarrollo de Energéticos y Unidad de Comunicación social.
- [10] Prospectiva del Sector Eléctrico 2002 - 2011, Secretaría de Energía, Subsecretaría de Política y Desarrollo de Energéticos y Unidad de Comunicación social.
- [11] El Sector Energía en México: Análisis y Prospectiva, Luis Téllez K. Secretario de Energía, Secretaria de Energía, Primera Edición 2000.
- [12] Propuesta de Modernización del Sector Eléctrico.
- [13] Resolución Núm. RES/140/2001, Metodología para la determinación de los cargos por servicios de transmisión de energía eléctrica para fuente de energía renovable, Comisión Reguladora de Energía, <http://www.cre.gob.mx>
- [14] Resolución Núm. RES/146/2001, Metodología para la determinación de los cargos por servicios de transmisión de energía eléctrica, Comisión Reguladora de Energía, <http://www.cre.gob.mx>

- [15] Página electrónica de la Secretaría de energía, <http://www.energia.gob.mx/>
- [16] Página electrónica de la Comisión Federal de Electricidad, <http://www.cfe.gob.mx/>
- [17] Balance nacional de energía 2001, Secretaría de Energía, Subsecretaría de Política Energética y Desarrollo Tecnológico, México D.F., Noviembre de 2001.
- [18] Sector Energético Mexicano del Futuro: Análisis y Recomendaciones, Centro de Estudios de Energía, Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey.
- [19] Página electrónica de la Comisión Reguladora de Energía <http://www.cre.gob.mx>

