



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA**

**APLICACIÓN DEL BANCO DE ENERGÍA COMO
INCENTIVO PARA EL USO DE FUENTES
RENOVABLES EN LA GENERACIÓN DE
ELECTRICIDAD Y ANÁLISIS DE SU IMPACTO AL
SUMINISTRADOR.**

T E S I S

QUE PARA OPTAR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

ENERGÍA – ECONOMÍA DE LA ENERGÍA

P R E S E N T A :

ARLEM MARIEL CASTAÑEDA SÁNCHEZ

DIRECTOR:

DR. ARTURO GUILLERMO REINKING CEJUDO

2012

JURADO ASIGNADO

Presidente: Dr. Fernández Zayas José Luis
Secretario: Dr. Reinking Cejudo Arturo Guillermo
Vocal: Dra. Martín Del Campo Marquez Cecilia
1er. Suplente: Dr. Rodríguez Padilla Víctor
2do. Suplente: Dr. Álvarez Watkins Pablo

LUGAR DONDE SE REALIZO LA TESIS:

Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, México, D.F.

DIRECTOR DE TESIS:

Dr. Reinking Cejudo Arturo Guillermo

Firma

Índice

Índice	1
Índice de Figuras	4
Índice de Tablas	5
Siglas y Acrónimos	7
Resumen	9
Abstract	11
Introducción	13
Capítulo 1 Centrales eoloeléctricas	17
1.1 Aspectos técnicos	17
1.2 Contexto Mundial del aprovechamiento de la Energía Eólica	19
1.3 Incentivos para fuentes de energía renovable	21
1.3.1 Casos de aplicación de incentivos	23
1.4 Recurso eólico en México	25
Capítulo 2 Marco Regulatorio del Sector Eléctrico	27
2.1 Marco regulatorio del sector eléctrico	27
2.1.1 Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento	27
2.1.2 Ley de la Comisión Reguladora de energía y su Reglamento	29
2.2 Legislación e incentivos para fuentes de energía renovable	29
2.2.1 Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y Financiamiento para la Transición Energética y su Reglamento	30
2.2.2 Contrato de Interconexión para Centrales de Generación de Energía Eléctrica con Energía Renovable o Cogeneración Eficiente	30
2.2.3 Convenio para el Servicio de Transmisión de Energía Eléctrica para Fuente de Energía	31
2.2.4 Metodología para la determinación de cargos correspondientes a los servicios de transmisión que preste el suministrador a los permisionarios con centrales de generación de energía eléctrica con fuente de energía renovable o cogeneración eficiente.	32
2.2.5 Disposiciones generales para regular el acceso de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica con energías renovables o cogeneración eficiente a la infraestructura de transmisión de la Comisión Federal de Electricidad	34
2.2.6 Metodología para la determinación de Costos Totales de Corto Plazo	35

Capítulo 3 Costos de Abastecimiento y Esquemas Tarifarios	37
3.1 Costos de generación	37
3.1.1 Costos de inversión	38
3.1.2 Costos de los combustibles	38
3.1.3 Costos de operación y mantenimiento	40
3.2 Costos de Transmisión	41
3.3 Costos Marginales	41
3.3.1 Costo Marginal de Energía	42
3.3.2 Costo Marginal de Capacidad	42
3.4 Costos Totales de Corto Plazo (CTCP)	43
3.5 Esquema tarifario	46
3.5.1 Clasificación de las tarifas	46
3.5.2 Tarifas de Alta Tensión	47
3.5.2.1 Demanda facturable	49
3.5.2.2 Cargos por energía	50
3.5.3 Ajustes tarifarios	50
3.6 Relación existente entre Costos de Abastecimiento y Esquemas Tarifarios	51
Capítulo 4 Análisis de la Metodología del Banco de Energía	53
4.1 Aplicación del Banco de Energía	53
4.1.1 Venta directa al Suministrador	54
4.2 Compensaciones en el Banco de Energía	55
4.2.1 Compensaciones en el mismo mes	56
4.2.1.1 Compensación en periodos horarios análogos	56
4.2.1.2 Compensación en periodos horarios diferentes	57
4.2.1.2.1 Compensación del periodo horario intermedio al periodo horario punta:	58
4.2.1.2.2 Compensación del periodo horario intermedio al periodo horario base:	59
4.2.2 Compensaciones en meses posteriores	60
4.2.2.1 Compensaciones en periodos análogos	60
4.2.2.2 Compensaciones en periodos horarios diferentes	62
4.2.2.2.1 Compensación del periodo horario intermedio al periodo horario punta:	63
4.2.2.2.2 Compensación del periodo horario intermedio al periodo horario base:	63
4.3 Compensación en la Demanda Facturable	64

4.3.1	Potencia Complementaria	65
4.3.2	Potencia Autoabastecida	65
4.3.3	Cálculo de la Demanda Máxima Medida	66
Capítulo 5 Caso de estudio		71
5.1	Definición del caso de estudio	71
5.1.1	Ingresos y costos de referencia	71
5.1.2	Centro de consumo y central generadora en el mismo nodo	73
5.2	Centro de consumo y central generadora en nodos diferentes	76
5.2.1	Caso de generación en Nodo Sureste y compensación en Nodo Anáhuac	77
5.2.2	Caso de generación en Nodo Sureste y compensación en Nodo Yucatán	81
5.3	Comparación de resultados para compensación en el Nodo Anáhuac y en el Nodo Yucatán	85
5.4	Venta directa al Suministrador	87
5.5	Graficas del Recurso Eólico en el Istmo de Tehuantepec	90
5.6	Necesidades de Reserva adicional y Demanda Facturable	92
Conclusiones y recomendaciones		93
Anexo 1. Mapas		97
Referencias		101

Índice de Figuras

Figura 1.1 Calentamiento del aire en la atmosfera	17
Figura 1.2 Evolución de la capacidad instalada en energía eólica en el Mundo.	19
Figura 1.3 Participación porcentual en el total de capacidad eólica	20
Figura 1.4 Recurso eólico en México, velocidades del viento a 80 m	25
Figura 2.1 Evolución de los Cargos por Servicio de Transmisión.	34
Figura 2.2 Procedimiento administrativo para la obtención del servicio de transmisión	35
Figura 3.1 Sectores en el Sector Eléctrico	37
Figura 3.2 Histórico del precio del Gas Natural 1991-2012, \$USD/GJ	39
Figura 3.3 Histórico del precio del Carbón 1991-2012, \$USD/GJ	39
Figura 3.4 Histórico del precio del Combustóleo 1991-2012, \$USD/GJ	40
Figura 4.1 Compensaciones en periodos horarios análogos.	56
Figura 4.2 Compensaciones en periodos horarios diferentes, tarifas Marzo 2011	60
Figura 5.1 Evolución de la tarifa H-SL (Alta Tensión) de Oct. 2010 a Oct. 2011	73
Figura 5.2 Gráficas de disponibilidad del recurso eólico en Salina Cruz	91

Índice de Tablas

Tabla 1.1 Clasificación de los vientos	18
Tabla 1.2 Países con mayor aprovechamiento de energía eólica	20
Tabla 1.3 Impulso de mercado	22
Tabla 1.4 Arrastre de mercado	23
Tabla 2.1 Modalidades de participación privada en la generación de energía eléctrica.	28
Tabla 2.2 Características de los Contratos de Interconexión para Fuentes Renovables de Energía	31
Tabla 2.3 Niveles de tensión y cargos por Servicios de Transmisión	32
Tabla 2.4 Histórico de los Cargos por Servicios de Transmisión \$/kWh	33
Tabla 3.1 Costos fijos y costos variables	38
Tabla 3.2 Costos de Inversión	38
Tabla 3.3 Clasificaciones del Costo Marginal	42
Tabla 3.4 Costos Totales de Corto Plazo (CTCP) para todos los nodos del SEN.	44
Tabla 3.5 Periodos horarios del 1º de febrero al sábado anterior al primer domingo de abril	48
Tabla 3.6 Periodos horarios del primer domingo de abril al 31 de julio	48
Tabla 3.7 Periodos horarios del 1º de agosto al sábado anterior al último domingo de octubre	49
Tabla 3.8 Periodos horarios del último domingo de octubre al 31 de enero	49
Tabla 3.9 Factores de reducción para el cálculo de la demanda facturable	50
Tabla 4.1 Casos en los que se aplica el Banco de energía	53
Tabla 4.2 Tarifas en Alta Tensión H-SL, Marzo 2011	58
Tabla 4.3 Compensaciones en periodos horarios diferentes, tarifas Marzo 2011	59
Tabla 4.4 Compensaciones en meses posteriores, periodos horarios análogos	61
Tabla 4.5 Compensaciones en meses posteriores, periodos horarios diferentes	64
Tabla 4.6 Hora de Máxima Demanda	66
Tabla 4.7 Compensación en la Demanda Máxima Medida	68
Tabla 5.1 Ingresos y costos de referencia por kWh para el nodo Sureste, Marzo 2011	71
Tabla 5.2 Ingresos y costos de referencia por kWh para el nodo Sureste, Julio 2011	72
Tabla 5.3 Permisionario genera y consume 10 kWh en nodo Sureste, Marzo 2011	74
Tabla 5.4 Permisionario genera y consume 10 kWh en nodo Sureste, Julio 2011	75

Tabla 5.5 Costos Totales de Corto Plazo en nodos Sureste, Anáhuac y Yucatán	77
Tabla 5.6 Permisionario genera 10 kWh en nodo Sureste y consume en nodo Anáhuac, Marzo 2011	78
Tabla 5.7 Permisionario genera 10 kWh en nodo Sureste y consume en nodo Anáhuac, Julio 2011	80
Tabla 5.8 Permisionario genera 10 kWh en nodo Sureste y consume en nodo Yucatán, Marzo 2011	82
Tabla 5.9 Permisionario genera 10 kWh en nodo Sureste y consume en nodo Yucatán, Julio 2011	83
Tabla 5.10 Impactos al Suministrador en los nodos Anáhuac y Yucatán, Marzo 2011	85
Tabla 5.11 Impactos al Suministrador en los nodos Anáhuac y Yucatán, Julio 2011	86
Tabla 5.12 Venta directa al Suministrador, Marzo 2011	88
Tabla 5.13 Venta directa al Suministrador, Julio 2011	89

Siglas y Acrónimos

ACORE	<i>American Council On Renewable Energy</i>
AMDEE	Asociación Mexicana de Energía Eólica
AUT	Autoabastecedor
CFE	Comisión Federal de Electricidad
COPAR	Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CTCP	Costo Total de Corto Plazo
DOF	Diario Oficial de la Federación
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
LAERFTE	Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y Financiamiento para la Transición Energética
LAWEA	Wind Energy Association Latin America
LSPEE	Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
PIE	Productor Independiente de Energía
PUE	Programa Universitario de Energía
REEEP	<i>Renewable Energy & Energy Efficiency Partnership</i> Alianza para la Energía Renovable y la Eficiencia Energética
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SIN	Sistema Interconectado Nacional
WWEA	<i>World Wind Energy Association</i>

Esta pagina se dejo en blanco intencionalmente

Resumen

La generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables se enfrenta a problemas de disponibilidad del recurso. Las entidades regulatorias han desarrollado instrumentos que permiten eliminar ésta barrera. El Banco de Energía es un instrumento legal expuesto en el contrato de interconexión que firman los productores privados (Permisionarios) y la empresa estatal (Suministrador) que opera el sector eléctrico en México.

Los casos en los que se aplica el Banco de Energía se aplica cuando existe recurso renovable y se puede generar energía eléctrica, pero el Permisionario no tiene consumo. Y cuando no existe recurso renovable y por lo tanto no se puede generar energía eléctrica y el Permisionario demanda electricidad.

El objetivo de este trabajo es identificar los impactos sobre el Suministrador de la aplicación de lo dispuesto en el marco legal del Banco de Energía a la operación de una central eólica de un Permisionario. El Banco de Energía plantea las compensaciones tanto de energía como de potencia y puntualiza el periodo horario (base, intermedio y punta) en el que se genera electricidad y en el que se consume la energía eléctrica.

El alcance de este trabajo se centra en identificar los impactos de las compensaciones de energía de una central eólica de gran escala típica ubicada en el Istmo de Tehuantepec. Se analizaron diversos casos de aplicación según la ubicación de la central generadora y del centro de consumo, contrastando los impactos que puede tener la aplicación del Banco de energía sobre las finanzas del Suministrador. El análisis se repitió para dos meses de diferentes periodos estacionales con el fin de contrastar el efecto de estas variantes. En el análisis se consideraron los Costos Totales de Largo Plazo que son diferentes en todos los nodos de interconexión de la Republica Mexicana y las Tarifas de Alta Tensión que son iguales para todas las regiones tarifarias.

Los resultados demuestran que el Suministrador se encuentra en desventaja cuando la compensación de energía se hace en el periodo intermedio, es decir, que el Permisionario entrega energía en horario punta o en horario base y la solicita al Suministrador en horario intermedio. Así las compensaciones realizadas en periodos base y punta evitan pérdidas al Suministrador, en el Istmo de Tehuantepec el recurso es predominante en el periodo intermedio, por lo que para este caso de estudio se entregaría más energía el periodo intermedio y se solicitaría al Suministrador en los periodos base y punta.

Esta pagina se dejo en blanco intencionalmente

Abstract

The generation of electricity from renewable sources is facing problems of resource availability. Regulatory agencies have developed instruments to remove this barrier. The Energy Bank is a legal instrument outlined in the interconnection agreement signed by the private producers (Licensees) and the state company (Supplier) that operates the electricity sector in Mexico.

The Energy Bank is applied when there is a renewable resource and can generate electricity, but the Licensee does not have consumption. And when there is not a renewable resource and therefore cannot generate electricity, and electricity demand Licensee.

The aim of this study is to identify the impacts of the Supplier pursuant to the legal framework of the Energy Bank to the operation of a wind farm of a Licensee. The Energy Bank raised the compensation of both energy and power and specifies the rate schedule (base, intermediate and on-peak) in which electricity is generated and consumed.

The scope of this work focuses on identifying the impacts of energy offsets a typical large-scale wind farm located in the Isthmus of Tehuantepec. We analyzed several cases of application based on the location of the generating station and the center of consumption, contrasting the impact it can have the application of the Energy Bank on the finances of the Supplier. This analysis was repeated for two months in different seasonal periods in order to compare the effect of these variants. The analysis considered Long-Term Total Costs that are different on each node of interconnection of the Mexican Republic and the High Voltage Rates are the same for all regions pricing.

The results show that the Supplier is at a disadvantage when the power compensation is done in the intermediate period, i.e. the energy delivery schedule Licensee on-peak or base time and time requests the Supplier in intermediate. This compensation made in base and on-peak periods to avoid losses Supplier, in the Isthmus of Tehuantepec the wind is predominant in the intermediate period, so for this case study would provide more energy in the intermediate period and request the supplier in base and on-peak period.

Esta pagina se dejo en blanco intencionalmente

Introducción

A lo largo del tiempo el Sector Eléctrico Mexicano ha sufrido procesos de transformación y adaptación según el requerimiento social, político, técnico y ambiental. El impacto al medio ambiente ha provocado preocupación a nivel mundial, por lo que el Sector Eléctrico ha modificado el uso de ciertos combustibles en la generación de electricidad y ha implementado diversos programas de ahorro de energía.

En los últimos años se ha determinado que el aprovechamiento de energías renovables es importante para contrarrestar los efectos adversos que el desarrollo ha provocado al medio ambiente. Ésta, entre otras razones, ha desencadenado una política pública enfocada a incentivar la inversión en este tipo de fuentes de energía.

Si bien existen diversos tipos de energías renovables, los más usados en México son la energía eólica y la energía solar. Actualmente, el aprovechamiento de la energía eólica para la generación de energía eléctrica se ha dado principalmente en Oaxaca, en los distritos de Juchitán y Tehuantepec, ubicados en el Istmo de Tehuantepec, donde ya se encuentran en operación diversos parques eólicos operados por la empresa estatal, Comisión Federal de Electricidad (Suministrador), y más predominantemente los construidos y operados por empresas privadas bajo la modalidad de autoabastecedores (Permisionarios).

En los últimos años se ha modificado el marco legal y se ha creado una nueva legislación que permite incentivar la inversión en las fuentes renovables de energía para la producción de energía eléctrica. Entre los incentivos propuestos por la legislación actual destacan la depreciación acelerada de los activos fijos, y de manera técnica el acceso a la red y la existencia del Banco de Energía.

El Banco de Energía es un instrumento que permite al Permisionario resolver el principal problema de las energías renovables que es la intermitencia del recurso. Con éste instrumento el Permisionario genera electricidad en el momento en que el recurso está disponible y obligando al Suministrador a recibir la energía y a compensarla en algún otro momento en que el Permisionario la requiera pero que por falta del recurso no la puede autogenerar en un momento dado.

La generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables se enfrenta a problemas de disponibilidad del recurso. Las entidades regulatorias han desarrollado instrumentos que permiten eliminar ésta barrera. El Banco de Energía es un instrumento legal expuesto en el contrato de interconexión que firman los productores privados (Permisionarios) y la empresa estatal (Suministrador) que opera el sector eléctrico en México.

Los casos en los que se aplica el Banco de Energía se aplica cuando existe recurso renovable y se puede generar energía eléctrica, pero el Permisionario no tiene consumo. Y cuando no existe recurso renovable y por lo tanto no se puede generar energía eléctrica y el Permisionario demanda electricidad.

El objetivo de este trabajo es identificar los impactos sobre el Suministrador de la aplicación de lo dispuesto en el marco legal del Banco de Energía a la operación de una central eólica de un Permisionario. El Banco de Energía plantea las compensaciones tanto de energía como de potencia y puntualiza el periodo horario (base, intermedio y punta) en el que se genera electricidad y en el que se consume la energía eléctrica.

El alcance de este trabajo se centra en identificar los impactos de las compensaciones de energía de una central eólica de gran escala típica ubicada en el Istmo de Tehuantepec. Se analizaron diversos casos de aplicación según la ubicación de la central generadora y del centro de consumo, contrastando los impactos que puede tener la aplicación del Banco de energía sobre las finanzas del Suministrador. El análisis se repitió para dos meses de diferentes periodos estacionales con el fin de contrastar el efecto de estas variantes. En el análisis se consideraron los Costos Totales de Largo Plazo que son diferentes en todos los nodos de interconexión de la Republica Mexicana y las Situación que sin duda repercute de alguna manera en la operación técnica y económica del Suministrador.

El objetivo de este trabajo es identificar los impactos sobre el Suministrador de la aplicación de lo dispuesto en el marco legal del Banco de Energía a la operación de una central eólica de un autoabastecedor.

En el primer capítulo se aborda de manera general los aspectos técnicos del recurso eólico existente, así como de las centrales eólicas. Se hace una descripción del contexto mundial en el aprovechamiento de energía eólica para la generación de electricidad y se hará un recuento de los incentivos aplicados en algunos países del mundo que han permitido a nuestro país plantearse un marco regulatorio de fomento a las energías renovables.

En el segundo capítulo se describe el marco regulatorio del Sector Eléctrico en México, y se enfatizan aquellos instrumentos legales que promueven el aprovechamiento de fuentes

renovables de energía para la generación de energía eléctrica que establecen los aspectos técnicos y legales que las centrales generadoras deben cumplir para beneficiarse de estos incentivos.

En el tercer capítulo se expone de manera descriptiva un breve resumen de los costos de abastecimiento que se encuentran implicados en la generación de electricidad, posteriormente se hace una descripción de los costos marginales que teóricamente son aquellos que mantienen un vínculo con las tarifas eléctricas.

En el cuarto capítulo se analiza la metodología del Banco de Energía descrita en el contrato de interconexión aplicable a centrales generadoras que aprovechan fuentes de energía renovables. Se exponen ejemplos sencillos para comprender la aplicación de este incentivo, en compensaciones de energía y en compensaciones de potencia.

En el quinto capítulo se aborda el análisis de una central eólica de gran escala típica ubicada en el Istmo de Tehuantepec. Se analizan diversos casos de aplicación según la ubicación de la central generadora y del centro de consumo, contrastando los impactos que puede tener la aplicación del Banco de Energía sobre las finanzas del Suministrador. Así mismo, se consideran dos meses de diferentes periodos estacionales con el fin de comparar el efecto de estas variantes al análisis. Finalmente se expone el impacto de la venta directa de energía al Suministrador por parte del Permisionario. En este análisis se descarta la aplicación de las reglas establecidas para la compensación de demanda facturable.

Por último en el sexto capítulo se resaltan las conclusiones más importantes.

Esta pagina se dejo en blanco intencionalmente

Capítulo 1 Centrales eoloelectricas

1.1 Aspectos técnicos

El viento se caracteriza por ser un recurso inagotable, razón por la cual ha sido clasificado como fuente renovable de energía.

El viento se origina a partir de la interacción de la energía solar con la atmosfera terrestre. La radiación solar transmite calor a la superficie terrestre provocando variaciones de temperatura en el aire de la atmosfera. En lugares cálidos cercanos al Ecuador el calor por metro cuadrado es mayor que en los lugares fríos, como se muestra en la Figura 1.1 (a). Cerca del Ecuador se produce una disminución en la densidad por lo que el aire frio se desplaza a las partes bajas de la atmosfera y el aire caliente tiende a ir a la parte superior, Figura 1.1 (b).

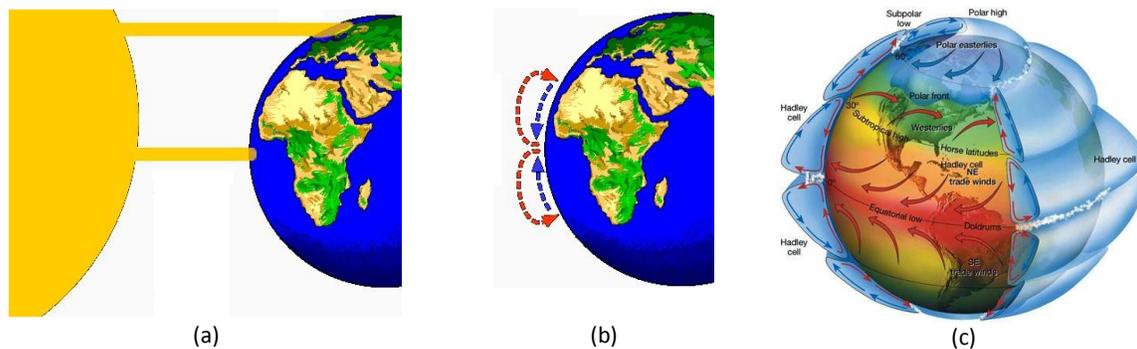


Figura 1.1 Calentamiento del aire en la atmosfera

Fuente: El autor a partir de [<http://www.windpower.org>]

El movimiento de rotación de la tierra provoca el Efecto de Coriolis mostrado en la Figura 1.1 (c), que ocasiona la desviación de los vientos atmosféricos¹. El flujo de las masas de aire está explicado por la diferencias de presión atmosférica entre dos puntos.

Las corrientes de aire pueden presentar diferentes velocidades, intensidades y direcciones. La Escala Beaufort² expresa la fuerza del viento, como se observa en la Tabla 1.1, dicha escala consta

¹ Los Alisios son vientos regulares y moderados que soplan sobre la mitad del globo a una velocidad media de unos 20 Km/h. Son cálidos y secos en origen pero al atravesar las extensiones oceánicas se cargan de humedad y se enfrían. Los vientos Alisios circulan en el hemisferio Norte en dirección predominante desde el Nor-Este y Sur-Este en el hemisferio Sur. Son bastante constantes en el verano y más irregulares en invierno, en que se ven afectados por otros factores meteorológicos.

de doce grados definidos a partir de la relación causa y efecto de la intensidad del viento sobre el mar.

Tabla 1.1 Clasificación de los vientos

Grados Beaufort	Viento [m/s]	Descripción	Presión [N/m ²]	Efectos
0	0 a 0.2	Calma	...	El humo se eleva verticalmente.
1	0.3 a 1.5	Ventolina	0,13	El viento inclina el humo, pero no hace girar las veletas.
2	1.6 a 3.3	Brisa muy débil	0,8	Las hojas se mueven, el aire se siente en el rostro.
3	3.4 a 5.4	Brisa débil	3,2	Las hojas y ramas pequeñas se mueven continuamente.
4	5.5 a 7.9	Brisa moderada	6,4	El viento levanta polvo y hojas.
5	8.0 a 10.7	Brisa fresca	13	Los árboles pequeños empiezan a balancearse.
6	10.8 a 13.8	Brisa fuerte	22	Se mueven las ramas grandes, resulta difícil usar paraguas.
7	13.9 a 17.1	Viento fuerte	33	Los árboles se agitan, se hace molesto caminar cara al viento.
8	17.2 a 20.7	Viento duro	52	Se rompen las ramas pequeñas de los árboles, se hace difícil caminar.
9	20.8 a 24.4	Temporal fuerte	69	Las ramas medianas de los árboles se quiebran.
10	24.5 a 28.4	Temporal	95	Los árboles son arrancados y dañadas las techumbres.
11	28.5 a 32.6	Temporal muy duro	117	Destrozos extensos.
12	Más de 32.7	Huracán	160	Destrozos intensos.

Fuente: El autor a partir de [<http://www.portalciencia.net>]

El viento no presenta una intensidad continua ya que depende de diversos factores, anteriormente explicados, y debido a esto se le considera como una fuente intermitente. El aprovechamiento de la energía cinética del viento para la generación de energía eléctrica es mediante aerogeneradores que realizan esta transformación de energía. La dirección predominante del viento determina la orientación de los generadores, pues el aprovechamiento máximo de la energía cinética del viento se cumple cuando la dirección del viento predominante y las aspas del aerogenerador forman un ángulo recto. La tecnología actual requiere de una velocidad mínima de 4 m/s para producir electricidad y una velocidad del viento máxima de 25

² Adoptada por el Comité Meteorológico Internacional en 1894. <http://www.alquiler-directo.com/alquiler-barcos/escala-beaufort.php>

m/s, cuando se presentan vientos con velocidades mayores las aspas son orientadas en la misma dirección del viento para evitar daños en los aerogeneradores.

1.2 Contexto Mundial del aprovechamiento de la Energía Eólica

El consumo anual de energía eléctrica en el mundo es de 21,325 TWh a finales de 2010³, en la Figura 1.2 se muestra que la evolución de la capacidad instalada ha tenido un crecimiento significativo, en 1996 era de solo 6.1 GW y en 2010 presentó una capacidad de 197 GW.

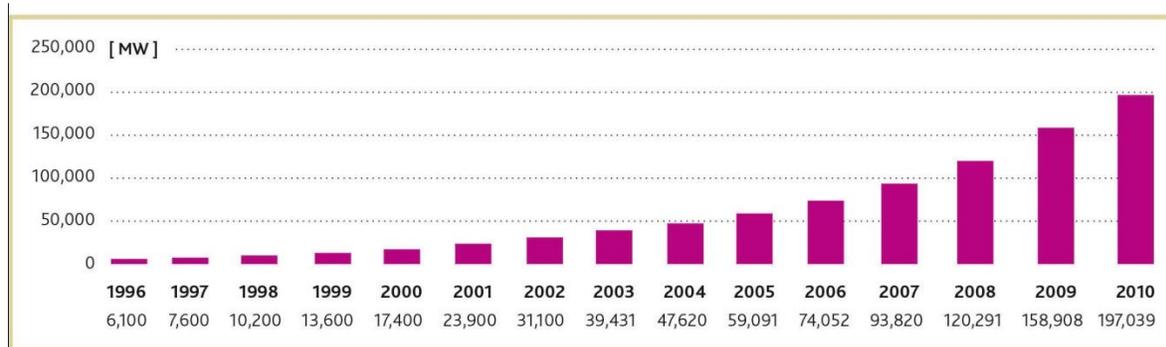


Figura 1.2 Evolución de la capacidad instalada en energía eólica en el Mundo.

Fuente: El autor a partir de [GWEC, 2011]

Este crecimiento se debió principalmente a que en Europa se establecieron metas específicas de participación de energía eólica en el parque generador del mercado regional de energía. Con el establecimiento de incentivos⁴ Alemania y España fueron algunos de los pioneros en el aprovechamiento de la energía eólica. En años recientes, Estados Unidos⁵ se ubicó en el primer lugar de los países con mayor capacidad instalada.

En la Tabla 1.2 se muestran los países con mayor aprovechamiento de la energía eólica para la generación de energía eléctrica.

Actualmente China es el líder mundial de aprovechamiento de energía eólica, a finales de 2010 contaba con una capacidad instalada de 44.7 GW aportando el 22.7% de la capacidad total en el mundo, como se muestra en la Figura 1.3.

³ BP, 2011

⁴ *Feed-in tariffs*, que será explicado más adelante.

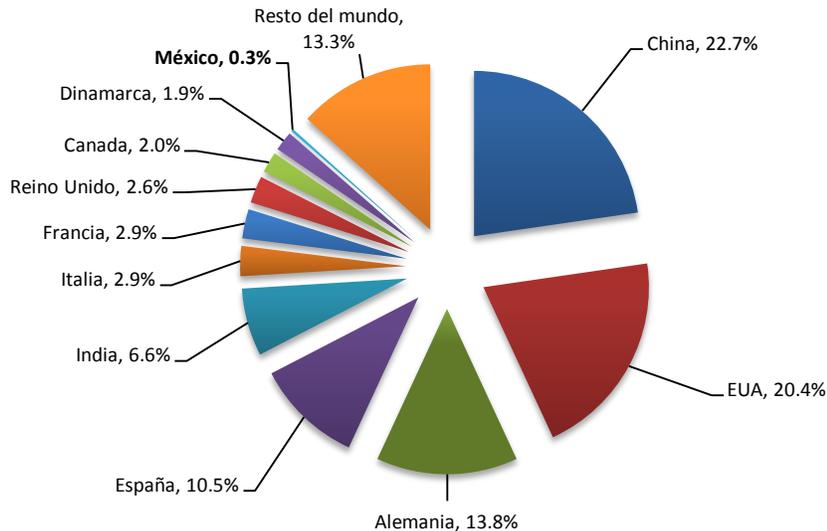
⁵ *Renewable Portfolio Standards*, que será explicado más adelante.

Tabla 1.2 Países con mayor aprovechamiento de energía eólica

Capacidad Mundial al año 2010		
Posición	País	MW
1	China	44 733
2	EUA	40 180
3	Alemania	27 214
4	España	20 676
5	India	13 065
6	Italia	5 797
7	Francia	5 660
8	Reino Unido	5 204
9	Canadá	4 009
10	Dinamarca	3 752
25	México	521
	Resto del mundo	26 228
	Total Posición 1 -10	170 290
	Total Mundial	197 039

Fuente: El autor a partir de [GWEC, 2011 y WWEA, 2011]

Estados Unidos cerró ese año con una capacidad de 40 GW, que representa el 20.4% del total de capacidad eólica, dejándolo en la segunda posición.

**Figura 1.3 Participación porcentual en el total de capacidad eólica**

Fuente: El autor a partir de [GWEC, 2011]

En 2005, Alemania era el líder mundial en energía eólica con 18.4 GW y España ocupaba el segundo lugar con 10 GW. En 2010, Alemania se encuentra en el tercer sitio con 27.2 GW y España

en el cuarto lugar con 20.6 GW, dejando atrás las primeras posiciones de aprovechamiento de esta fuente renovable, debido a que ya han alcanzado una madurez en su mercado eólico, esto aunado a que su extensión territorial es pequeña y esto limita su nivel de aprovechamiento. Reino Unido, Dinamarca, China, Alemania y España, entre algunos otros países, han desarrollado parques eólicos en el mar.⁶

México se encuentra en la posición número 25 y a finales de 2010 contaba con 521 MW, que representa sólo el 0.3% de la capacidad total en el mundo.

En la siguiente sección se hará una breve descripción de los incentivos que se han utilizado en otros países con el fin de promover el aprovechamiento de energías renovables.

1.3 Incentivos para fuentes de energía renovable

Existen esquemas regulatorios que promueven la inversión en el aprovechamiento de fuentes renovables de energía. De manera general estos incentivos se clasifican en dos tipos: los de impulso de mercado (*market push*) y los de arrastre de mercado (*market pull*).

Los esquemas regulatorios de impulso de mercado se basan en la promoción masiva de un producto y posteriormente dar a elegir al consumidor. Por lo que en este esquema se busca disminuir los gastos de inversión y de operación y mantenimiento de la tecnología que hace posible el desarrollo de las fuentes renovables de energía.

En la Tabla 1.3, se muestran los mecanismos más utilizados en el esquema de impulso de mercado. Los incentivos tributarios o fiscales minimizan los impuestos y promueven créditos de inversión en este tipo de tecnologías.

Los incentivos de pago directo en efectivo promueven un aumento en las instalaciones que emplean energías renovables en términos cualitativos, la principal diferencia entre los incentivos tributarios y los de pago directo en efectivo es que estos últimos ofrecen un pago que es proporcional a la producción de energía.

⁶ *Offshore*

En los programas de capital de bajo costo, el gobierno con la ayuda de instituciones especializadas, públicas o privadas, promueve ofertas de financiamiento preferencial a tecnologías renovables.⁷

Tabla 1.3 Impulso de mercado

Esquemas regulatorios de impulso del mercado	
Incentivos tributarios o fiscales	Exenciones de impuestos para minimizar la desventaja competitiva.
	Créditos a los impuestos de inversión, dispensas a los impuestos de propiedad, reembolsos a los impuestos a las ventas y depreciación acelerada.
Incentivos de pago directo en efectivo	Incentivo de producción directa mediante pagos fijos.
	Variantes: incentivos a la inversión directa o las donaciones.
Programas de capital de bajo costo	Prestamos preferenciales o mecanismos de bonos de desarrollo económico, bonos verdes y fondos especiales.
	Agregación de proyectos, para minimizar los costos por economía de escala y los costos asociados al financiamiento y riesgos de proyecto pequeños.

Fuente: El autor a partir de [REEEP, 2007]

Los esquemas regulatorios de arrastre de mercado están basados en ingresar al mercado un producto de manera obligatoria, eliminando la posibilidad de elección del consumidor. En este esquema se establecen participaciones mínimas de energías renovables en el parque generador que son de carácter obligatorio.

En la Tabla 1.4 se muestran los mecanismos que se aplican en el esquema de arrastre de mercado. Las normas de cartera renovables establecen obligatoriamente la participación de las tecnologías renovables bajo parámetros objetivos. Este mecanismo es compatible con mercados reformados, pues crea la comercialización de certificados o créditos de energías renovables, se debe considerar que el tiempo en que se crea la industria es largo.

Los mecanismos de licitación son procesos de selección convocados por el estado y siempre es elegido el que ofrece el menor costo. Se considera que el costo incremental del proyecto de energía renovable es asumido por el estado, bajo este esquema se corre el riesgo de favorecer la industria extranjera y frenar la industria local.

⁷ REEEP, 2007.

Tabla 1.4 Arrastre de mercado

Esquemas regulatorios de arrastre del mercado	
Normas de cartera renovables	Cuotas que exigen la participación mínima con objetivos realistas.
	Contratos de compra – venta de energía a largo plazo.
	Ventas globales a través del mercado minorista o mayorista.
Mecanismos de licitación⁸	Se les ofrece un contrato a largo plazo, que garantiza la compra de una cantidad de energía a un precio específico
	Promueve la reducción del costo de la tecnología si la industria está previamente establecida. No crean mercados por sí mismas.
Tarifas reguladas⁹	Garantizar acceso a la red, con reglas de despacho prioritarias para fuentes renovables.
	Contratos de largo plazo con un compromiso de pago con precio fijo. La tarifa deberá ser ajustada periódicamente.

Fuente: El autor a partir de [REEEP, 2007]

Las tarifas reguladas son las que se establecen específicamente para la energía que es producida con fuentes renovables de energía. Este monto es fijo, establecido por el estado, por el periodo de tiempo que se establezca en el contrato que deberá ser válido por un periodo de 15 a 20 años. Con este mecanismo se tienen altos niveles de penetración de las energías renovables en periodos de tiempo relativamente pequeños, genera oportunidades en el desarrollo de manufactura local y promueve la inversión privada.

1.3.1 Casos de aplicación de incentivos

En esta sección se describirán solo algunos de los incentivos que se perciben como políticas semejantes a las que se aplican en México. En general, se encontraron algunas semejanzas con el sistema de Medición Neta (*net metering*) aplicada en algunos estados de Estados Unidos.¹⁰

✦ California, EUA. *Net metering*, la generación neta excedida (NEG¹¹) se carga a la cuenta siguiente de un cliente hasta 12 meses. Cualquier NEG restante al final del periodo de 12 meses es otorgada a la empresa del cliente. Los clientes sujetos a tarifas de tiempo de uso están obligados a entregar la

⁸ *Tendering*

⁹ *Feed-in Tariffs* o sistemas de primas.

¹⁰ ACORE, 2011.

¹¹ *Net Excess Generation* (NEG)

electricidad al sistema por el mismo tiempo de uso al precio de aquellos que pagan por comprar energía. Los clientes generadores conservan la propiedad de todos los créditos de energía renovable (RECs¹²) asociados con la generación de electricidad.

✦ Minnesota, EUA. *Net metering*, cada empresa eléctrica debe compensar a los clientes la generación neta excedida (NEG) mediante la tasa promedio de energía de empresas eléctricas de venta al menudeo, que es definida como la renta total anual de ventas de electricidad menos la renta anual de cargas fijas, dividido por las ventas anuales de kWh. La compra de NEG a una tasa de venta al menudeo de empresas eléctricas distingue a la ley de medición neta de Minnesota de las leyes y programas de medición neta de otros estados.

✦ Texas, EUA. *Net metering*, los clientes generadores reciben crédito de las empresas por cada kWh generado. La generación neta excedida (NEG) es transferida al siguiente mes como un crédito. Al final del periodo anual, la utilidad debe compensar al cliente de cualquier crédito de NEG restante para evitar el costo en la tarifa de la empresa. La cantidad del crédito es calculada multiplicando las horas de kWh netas de electricidad alimentada a la red, por el precio corriente de combustible.

✦ Washington, EUA. *Net metering*, la ley de medición neta aplica a sistemas por arriba de 100 kW de capacidad de electricidad generada usando solar, eólica, hidroeléctrica, biogás de desperdicios de animales o calor combinado incluyendo celdas de combustible. Todos los clientes son elegibles y todas las empresas - incluyendo empresas municipales y cooperativas eléctricas - deben ofrecer la medición neta.

¹² Renewable Energy Credits (RECs)

✈ Australia. *Feed-in tariff*, este sistema de primas es muy semejante al sistema de medición neta, con la diferencia de que se paga mensualmente por la generación neta.

El sistema que tiene Australia es un falso sistema de primas. El sistema de primas o *feed-in tariff* requiere de un medidor independiente que mide la energía entregada a la red, misma que es pagada a una tarifa preferencial. El sistema de medición neta o *net metering* no requiere de un medidor adicional y la energía compensada se paga a un precio de referencia que no está primado. Las diferencias económicas entre estos dos sistemas son muy importantes.

1.4 Recurso eólico en México

En México, se tiene buen recurso eólico en Baja California, Tamaulipas, Chiapas y Oaxaca. En la Figura 1.4, se puede observar que el mejor recurso eólico se encuentra al sureste de Oaxaca. En esta zona, el Istmo de Tehuantepec, se presentan velocidades del viento mayores a 8.5 m/s.

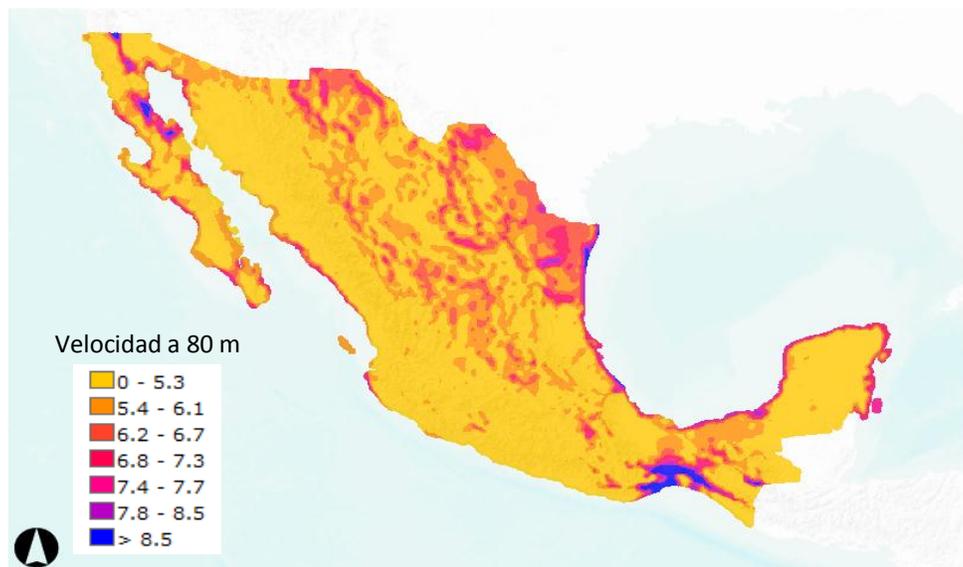


Figura 1.4 Recurso eólico en México, velocidades del viento a 80 m

Fuente: El autor a partir de [<http://www.iie.org.mx>]

En el Anexo 1, se pueden observar algunos mapas detallados de las zonas con recurso eólico.

Esta pagina se dejo en blanco intencionalmente

Capítulo 2 Marco Regulatorio del Sector Eléctrico

El sector eléctrico, siempre ha sido un motor importante para el desarrollo de los países en el mundo, y su uso se ha vuelto indispensable para el desarrollo de cualquier industria. Es por esto que se ha convertido en uno de los servicios que hasta hace algunos años se consideraban ‘servicio público’.

El inicio del sector eléctrico en México se dio mediante la participación de varias empresas privadas, que ofrecían sus servicios para la generación de energía eléctrica. Es hasta finales de la década de los 20’s que se crea el primer Código Nacional de Energía, con el fin de normalizar los parámetros en las instalaciones eléctricas. En ese mismo periodo se crea la Comisión Federal de Electricidad, que nacionaliza a las dos grandes empresas privadas que dirigían el sector eléctrico. En la década de los 90’s, se le permite a las empresas privadas la generación de electricidad. A partir de esa última reforma la participación de las empresas privadas se ha visto incentivada y su crecimiento ha sido notable en las últimas dos décadas.

2.1 Marco regulatorio del sector eléctrico

La Constitución Política de México es el documento que regula de manera general al gobierno federal de nuestro país. En materia energética, el Artículo 27 menciona el tratamiento que se le debe dar a los recursos energéticos, éste indica que la Nación es la única que puede generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer la energía eléctrica siempre que sea destinada para el servicio público.

2.1.1 Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento¹³

La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) y su Reglamento tienen como objetivo regular las actividades del sector eléctrico. Antes de 1992 el sector eléctrico era operado de manera integral por la empresa eléctrica estatal (CFE), actualmente el servicio público de energía eléctrica únicamente comprende la planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y la realización de las obras, instalaciones y trabajos que se requiera para la ejecución, operación y mantenimiento del SEN. La generación, conducción, transformación, distribución y venta de

¹³ Apartado basado en LSPEE, 2011 y RLSPEE, 2001.

energía eléctrica; y los trabajos necesarios para realizar la planeación, ejecución, operación y mantenimiento del SEN.¹⁴

En 1992, se reformó la LSPEE, permitiendo la participación de las empresas privadas en el sector eléctrico en actividades que no intervinieran con el servicio público.

Tabla 2.1 Modalidades de participación privada en la generación de energía eléctrica.

Modalidades de la participación privada en la generación de energía eléctrica	
Autoabastecimiento	La electricidad generada se destina a la satisfacción de necesidades propias. Si existen más de dos solicitantes que se quieran beneficiar de la energía eléctrica generada se podrán conformar sociedades de autoabastecimiento. Los excedentes de energía eléctrica se deben poner a disposición del Suministrador.
Cogeneración	Proceso en el que la energía eléctrica es generada a partir de vapor u otro tipo de energía térmica, no aprovechada en los procesos de la actividad económica. La eficiencia energética y económica debe ser mayor a la que presentan las plantas de generación convencionales. Los excedentes de energía eléctrica se deben poner a disposición del Suministrador.
Producción independiente	La electricidad generada se destina a la venta exclusiva a la CFE, quien publicará una licitación para especificar las características técnicas y económicas con las que debe cumplir la empresa privada. Se establece un contrato a largo plazo con el fin de especificar las contraprestaciones entre el permisionario y la CFE. La vigencia del contrato no podrá ser mayor a treinta años, teniendo la opción a ser renovado a su término.
Pequeña producción	La electricidad generada deberá venderse a la CFE o bien destinarse al abastecimiento de comunidades aisladas o zonas rurales pequeñas en la cual los usuarios deberán conformar una sociedad incluyéndose como beneficiarios. La capacidad de la planta generadora deberá ser mayor a 1 MW y no podrá exceder de 30 MW.
Importación y Exportación	Permite la conducción, transformación y entrega de energía eléctrica. Se celebra un convenio para el establecimiento de las contraprestaciones por uso de la red del SEN y por respaldo.

Fuente: [LSPEE, 2011]

Las actividades que no son consideradas servicio público son la generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, producción independiente para venta a la CFE, exportación, importación. En la Tabla 2.1, se muestra una breve descripción de esas modalidades en las que puede participar una empresa privada. La electricidad destinada a uso en

¹⁴ Artículo 4°. LSPEE, 2011.

emergencias debidas a la interrupción del servicio tampoco es considerada dentro de la definición de servicio público.¹⁵

2.1.2 Ley de la Comisión Reguladora de energía y su Reglamento

En 1995, se creó la Comisión Reguladora de Energía que tiene como objetivo garantizar el cumplimiento del marco regulatorio, enfocándose primordialmente al gas natural, gas LP y el sector eléctrico.

En materia de energía eléctrica regula el suministro y venta de energía eléctrica, la generación, exportación e importación de energía eléctrica, la adquisición de energía eléctrica destinada al servicio público y los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica entre la empresa estatal y los particulares.¹⁶

La CRE participa conjuntamente con la Secretaria de Energía en la determinación de las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica, y valora los criterios para determinar el monto de las aportaciones que deben pagar los beneficiarios del servicio público de energía eléctrica cuando se requieran ampliaciones o modificaciones de la infraestructura existente. Emite opiniones sobre la necesidad de la expansión del SEN, las condiciones de las convocatorias y bases de licitación. Ésta es la institución que otorga y revoca permisos a los particulares y verifica que cumplan con las actividades previstas en dicho permiso de generación eléctrica, y actúa como mediador en caso de existir controversias en la aplicación de convenios y contratos, estos son aprobados también por la CRE.

2.2 Legislación e incentivos para fuentes de energía renovable

A finales del año 2008, se hicieron reformas importantes con el fin de promover los proyectos que explotarán Fuentes Renovables de Energía, por lo que en este año se comenzaron a publicar leyes y reglamentos específicos que daban un trato especial a las energías renovables, a continuación se hace un resumen de los avances regulatorios que se tienen hasta el momento y que fomentan el uso de energías renovables.

¹⁵ Artículo 3°. LSPPE, 2011,

¹⁶ Artículo 2. LCRE, 1998,

2.2.1 Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y Financiamiento para la Transición Energética y su Reglamento

La Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y Financiamiento para la Transición Energética (LAERFTE), entró en vigor en noviembre de 2008. En este documento legal se establece que el viento, la radiación solar, el movimiento de agua en cauces, la energía oceánica, el calor de los yacimientos geotérmicos y los bioenergéticos, serán las fuentes renovables de energía reguladas por esta Ley.¹⁷

Se crea un Consejo Consultivo para las Energías Renovables, con el objetivo de escuchar las opiniones de los actores involucrados.¹⁸ Se establece que la CRE regule la generación de electricidad a partir de energías renovables, estableciendo normas, directivas y metodologías que permitan calcular las contraprestaciones por los servicios prestados en interconexión, transmisión, respaldo y compensaciones de energía que existan entre el suministrador y la empresa privada involucrada.¹⁹

En la LAERFTE, se hace énfasis en las externalidades de los proyectos de energías renovables y establece que serán consideradas en el cálculo de las contraprestaciones que se le den a los generadores privados.

2.2.2 Contrato de Interconexión para Centrales de Generación de Energía Eléctrica con Energía Renovable o Cogeneración Eficiente²⁰

Este documento legal es expedido por la CRE, su objetivo principal es regular y establecer los parámetros con los que debe cumplir el generador al interconectarse con el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

En este contrato se estipulan los criterios bajo los cuales se deben calcular las compensaciones por intercambio de energía entre el Suministrador y el Permisionario y las contraprestaciones que deriven de este intercambio.

Los contratos de interconexión para fuentes renovables de energía están delimitados por el límite de capacidad instalada y el nivel de tensión al cual se interconecta un proyecto de generación de

¹⁷ Artículo 3º. LAERFTE, 2011.

¹⁸ Artículo 6o, fracción II. LAERFTE, 2011.

¹⁹ Artículo 7o. LAERFTE, 2011.

²⁰ CRE, 2010 (1).

electricidad privado. En la Tabla 2.2, se muestran las principales características de estos contratos con respecto de la escala del proyecto.

Tabla 2.2 Características de los Contratos de Interconexión para Fuentes Renovables de Energía

	Pequeña Escala	Mediana Escala	Fuente hidroeléctrica en Gran Escala	Gran Escala
Límite de Capacidad	Uso residencial: < 10 kW Uso general en baja tensión: < 30 kW	< 500 kW	> 30 MW	No existe límite
Nivel de tensión	< 1 kV	> 1 kV y < 69 kV		> 69 kV
Especificaciones	No requieren el uso del SIN para portear energía. Para operar no deben tramitar un permiso de generación eléctrica ante la CRE.		Se requiere de permiso de generación y la energía sobrante se debe poner a disposición del Suministrador.	

Fuente: El autor a partir de [CRE, 2010 (1), (2), (3) y (4)]

La principal diferencia entre los contratos de interconexión anteriores (Tabla 2.2) es la metodología con la que se determinan las compensaciones de energía y las tarifas eléctricas que se aplican para el cálculo de las contraprestaciones derivadas del intercambio de energía.

Los Costos Totales de Corto Plazo (CTCP) son considerados en el caso en que la energía entregada al Suministrador al final de un periodo de 12 meses consecutivos y se desea vender su totalidad a la CFE, más adelante se abordará la metodología de cálculo de los CTCP's.

2.2.3 Convenio para el Servicio de Transmisión de Energía Eléctrica para Fuente de Energía²¹

Este documento permite establecer los parámetros técnicos con los que debe cumplir un Permisionario para portear energía eléctrica desde su Fuente de Energía a su Centro de Consumo.

En el contrato se define a la Fuente de energía como la central de generación de energía eléctrica que aprovecha las fuentes renovables de energía o bien la cogeneración. Por su parte los Centros de Consumo son aquellas instalaciones que reciben la electricidad de la Fuente de Energía.

²¹ CRE, 2010 (5)

En este convenio se enlistan las capacidades de transmisión que se requieren, para satisfacer el consumo de los centros de consumo. Indica que el cálculo de las contraprestaciones que pagará el Permisionario al Suministrador está indicado en la Metodología de Trasmisión.

2.2.4 Metodología para la determinación de cargos correspondientes a los servicios de transmisión que preste el suministrador a los permisionarios con centrales de generación de energía eléctrica con fuente de energía renovable o cogeneración eficiente.²²

Esta metodología fue modificada en abril de 2010, con el objetivo de facilitar la evaluación de los cargos por servicios de transmisión, estableciendo un régimen predecible, estable, transparente y que no imponga cargas innecesarias a los Permisionarios.

Tabla 2.3 Niveles de tensión y cargos por Servicios de Transmisión

Niveles de Tensión		Cargos por Servicio de Transmisión
Alta Tensión	≥ 69 kV	0.03037 \$/kWh
Media Tensión	< 69 kV y > 1 kV	0.03037 \$/kWh
Baja Tensión	≤ 1 kV	0.06074 \$/kWh

Fuente: El autor a partir de [CRE, 2010 (5)]

En la Tabla 2.3, se muestran los rangos de tensión que son utilizados en el Servicio de Transmisión que presta la CFE a los Permisionarios, de acuerdo con el Nivel de Tensión se considerará un cargo que será proporcional a la energía transmitida. Los cargos aplicados en Media y Alta Tensión son iguales.

Los cargos por transmisión de la Tabla 2.3, incluyen los costos derivados de: el uso de la infraestructura, las pérdidas, los servicios conexos de transmisión y el cargo fijo por administración del Convenio anteriormente descrito. Estos costos están expresados en pesos de enero de 2010.

El monto mostrado será sometido a ajustes inflacionarios de manera anual por la CRE y de acuerdo con lo establecido en el Anexo TB-RC²³ del Convenio de Transmisión.

²² CRE, 2010 (6).

²³ CRE, 2010 (7).

Tabla 2.4 Histórico de los Cargos por Servicios de Transmisión \$/kWh

Cargos por Servicios de Transmisión \$/kWh				
Año	Mes	Niveles de Tensión		
		Alta	Media	Baja
2010	Abril	0.03088	0.03088	0.06176
	Mayo	0.03103	0.03103	0.06206
	Junio	0.03108	0.03108	0.06216
	Julio	0.03125	0.03125	0.06250
	Agosto	0.03130	0.03130	0.06261
	Septiembre	0.03136	0.03136	0.06272
	Octubre	0.03138	0.03138	0.06275
	Noviembre	0.03150	0.03150	0.06300
	Diciembre	0.03162	0.03162	0.06323
2011	Enero	0.03161	0.03161	0.06321
	Febrero	0.03179	0.03179	0.06358
	Marzo	0.03230	0.03230	0.06459
	Abril	0.03311	0.03311	0.06622
	Mayo	0.03331	0.03331	0.06663
	Junio	0.03343	0.03343	0.06687
	Julio	0.03332	0.03332	0.06665
	Agosto	0.03342	0.03342	0.06684
	Septiembre	0.03349	0.03349	0.06699
	Octubre	0.03388	0.03388	0.06775
	Noviembre	0.03442	0.03442	0.06885
	Diciembre	0.03490	0.03490	0.06979
2012	Enero	0.03511	0.03511	0.07022
	Febrero	0.03526	0.03526	0.07052
	Marzo	0.03537	0.03537	0.07074
	Abril	0.03523	0.03523	0.07047

Fuente: El autor a partir de [<http://www.cre.gob.mx/>]

En la

Tabla 2.4 se muestran la evolución histórica de los cargos por servicio de Transmisión que han sido aplicados desde abril de 2010, hasta abril de 2012. En la Figura 2.1 se observa que ha tenido una evolución con aumentos mínimos aplicados mes a mes.

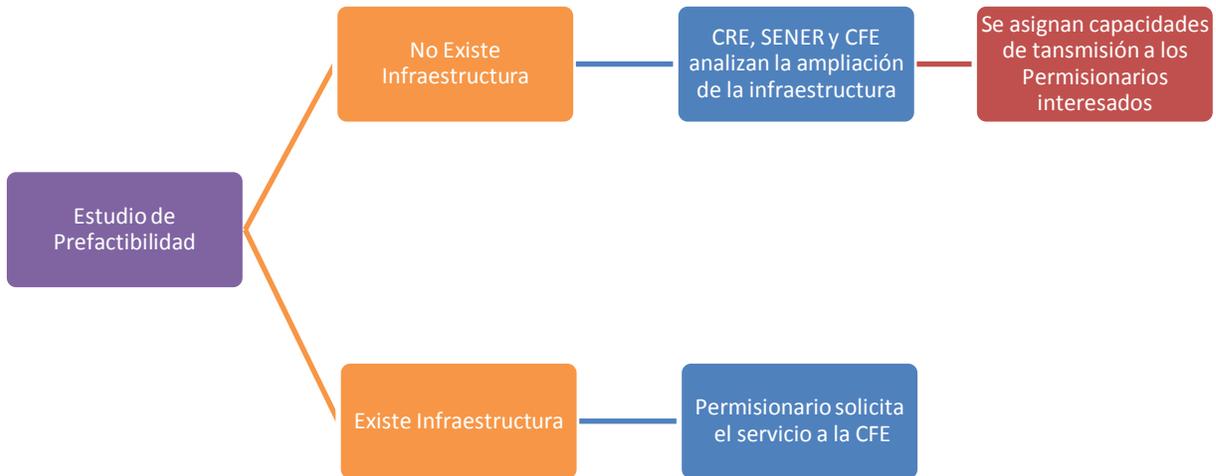


Figura 2.2 Procedimiento administrativo para la obtención del servicio de transmisión

Fuente: El autor a partir de [CRE, 2011]

En caso de que la infraestructura del Suministrador sea insuficiente para prestar el servicio de transmisión y entregue una respuesta a la pre-factibilidad en negativo, el Permisionario podrá solicitar la intervención de la CRE. Esta institución reguladora, bajo la supervisión de la Secretaría de Energía (SENER) y la CFE, analizará la posibilidad de lanzar una convocatoria de Temporada Abierta.

La Temporada Abierta es el procedimiento por el cual se programará la ampliación o modificación de la infraestructura de transmisión del SEN, que tendrá características definidas por el Suministrador y según la demanda de capacidad de transmisión reservada por los Permisionarios.

La convocatoria de Temporada Abierta será publicada en el Diario Oficial de la Federación y la CRE será la encargada de informar las reglas de asignación de capacidad de transmisión a los Permisionarios.

2.2.6 Metodología para la determinación de Costos Totales de Corto Plazo²⁵

En los contratos de interconexión, como anteriormente se describió, se mencionan los Costos Totales de Corto Plazo (CTCP) que son utilizados en el cálculo de las contraprestaciones que puedan existir entre el Suministrador y el Permisionario.

²⁵ CRE, 2002.

En la metodología expedida por la CRE en 2002, se especifica que estos valores son una referencia útil y transparente que permiten asegurar los pagos a los permisionarios por la energía entregada, según aplique en el contrato de interconexión aplicable.

El CTCP descrito en esta metodología se calcula con la siguiente ecuación:

$$CTCP_{pi} = C_{VarGen} + \Delta C_{VarTrans} \quad (2-1)$$

Donde:

$CTCP_{pi}$ Es el valor del CTCP que deberá utilizarse para pagar al permisionario por la energía que entregue al Suministrador en los términos establecidos en el Contrato de Interconexión. Se mide en \$/kWh.

pi Este subíndice indica que el valor del CTCP deberá tomarse en el punto de interconexión en donde se conecta el Permisionario.

C_{VarGen} Es el Costo unitario variable de generación de la planta marginal. Éste valor deberá tomar en cuenta el costo de los energéticos utilizados y el transporte de dichos energéticos, los costos del agua, productos químicos, lubricantes, manejo de cenizas y materiales consumibles, se mide en \$/kWh.

$\Delta C_{VarTrans}$ Es el incremento o decremento del Costo unitario variable de transmisión debidos a los efectos de transmisión que ocurren entre la planta marginal y el punto de interconexión del permisionario, se mide en \$/kWh.

En la Metodología se aclara que el cálculo del CTCP, debe excluir la generación mínima del despacho que garantiza la confiabilidad del sistema. Asimismo bajo los efectos de esta Metodología los valores de los CTCP se deberán publicar dentro de los primeros 10 días del siguiente mes.

Capítulo 3 Costos de Abastecimiento y Esquemas Tarifarios

El sistema eléctrico nacional está constituido por tres componentes principales, que se encuentran definidos a lo largo de suministro de energía eléctrica. Estos componentes, la generación, transmisión y distribución (Figura 3.1), son los que hacen posible que la electricidad llegue a todos los usuarios actuales.



Figura 3.1 Sectores en el Sector Eléctrico

Fuente: El autor a partir de [Palacios, J. L. y Quintanilla, J., 1992]

Los componentes han sido definidos de manera general y son los que se muestran en la Figura 3.1, es importante aclarar que entre estas tres partes del proceso existen transformaciones que consisten en aumentar o disminuir el nivel de tensión. En el desarrollo de cada una de las etapas la empresa eléctrica incurre en costos tanto fijos como variables.

Los costos de explotación contemplan todos los gastos de operación de las instalaciones de la empresa suministradora, los combustibles, los gastos de operación y mantenimiento, compra de energía a los productores externos y autoabastecedores, y en la parte administrativa los gastos por impuestos y derechos.

3.1 Costos de generación

Los costos de generación son todos aquellos en los que incurre la empresa suministradora al momento de generar la energía eléctrica, se dividen en costos fijos y costos variables.

Tabla 3.1 Costos fijos y costos variables

Costos fijos	Costos Variables
Financiamiento de la planta Arrendamiento de equipo Depreciación Impuestos	Combustibles Lubricantes
Costos de Operación y Mantenimiento	

Fuente: El autor a partir de [SENER, 2008]

El costo total de generación se compone por la suma de todos los costos de inversión, combustible y operación y mantenimiento, a continuación se hará una breve descripción de éstos.²⁶

3.1.1 Costos de inversión

Los costos de inversión se consideran costos fijos y se dividen en tres: el costo directo, el costo directo más indirecto y el costo actualizado al inicio de la operación.

Tabla 3.2 Costos de Inversión

Costos de Inversión	
CD Costo directo	Suma de las erogaciones de una central dividida entre su capacidad bruta. No se incluye el costo de la subestación eléctrica.
CD + CI Costo directo más indirecto	Al costo directo se le añaden los costos de ingeniería, administración y control de la obra.
CA Costo actualizado al inicio de la operación	Este valor se calcula con una tasa de descuento de 12% y a partir del costo directo más indirecto

Fuente: El autor a partir de [CFE, 2009]

3.1.2 Costos de los combustibles

Los costos de los combustibles a lo largo del tiempo es variable debido a que su precio se ve modificado en la medida que se utilizan (en el caso de los combustibles no renovables) además de que se comercializan en situaciones de mercado. Otro factor es el aspecto político social que puede alterar el costo de los energéticos. Además depende de la energía entregada.

²⁶ CFE, 2009.

A continuación se presenta el histórico de los precios de los combustibles que son más utilizados en México, como el gas natural, el carbón y el combustóleo.

En la Figura 3.2 se presenta el histórico de los precios del gas natural en \$USD/GJ, donde se observa la alta volatilidad que presenta este combustible.

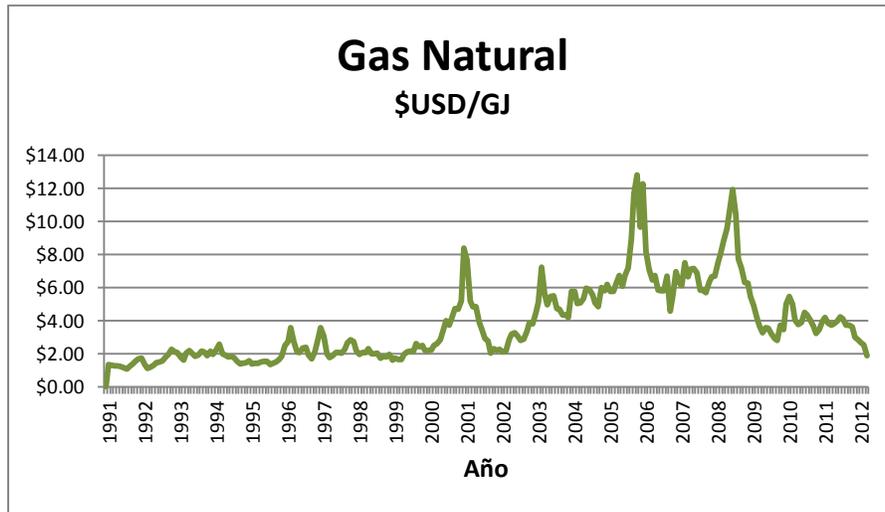


Figura 3.2 Histórico del precio del Gas Natural 1991-2012, \$USD/GJ

Fuente: El autor a partir de <http://www.indexmundi.com/>

El carbón es otro de los combustibles que se utilizan para generar energía eléctrica, en la Figura 3.3, se muestra el histórico de los precios del carbón en \$USD/GJ.

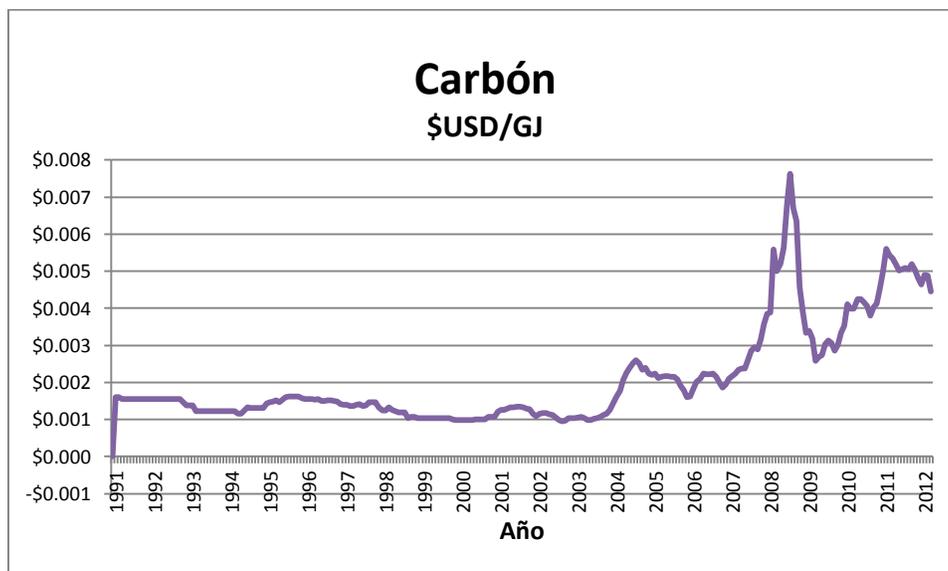


Figura 3.3 Histórico del precio del Carbón 1991-2012, \$USD/GJ

Fuente: El autor a partir de <http://www.indexmundi.com/>

Por último en la Figura 3.4 se puede observar la evolución de los costos del combustóleo.

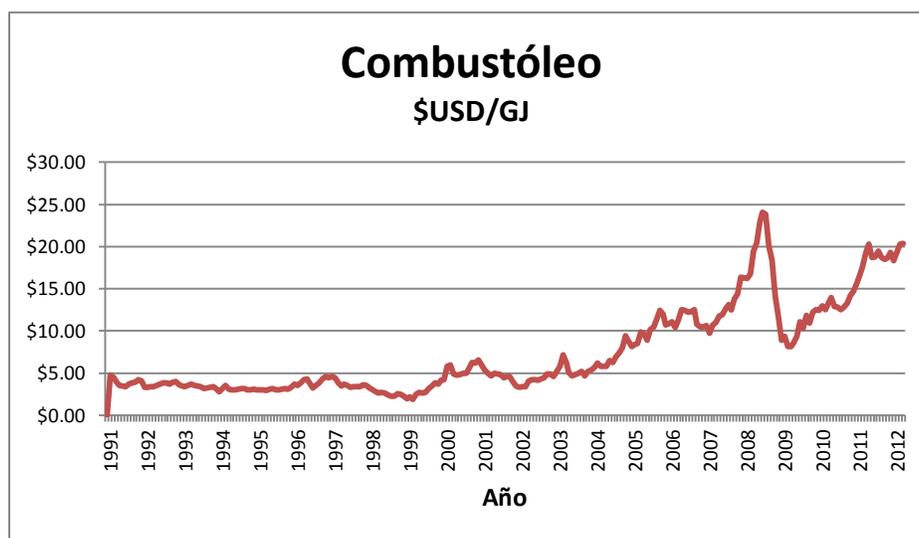


Figura 3.4 Histórico del precio del Combustóleo 1991-2012, \$USD/GJ

Fuente: El autor a partir de <http://www.indexmundi.com/>

3.1.3 Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento se separan en costos fijos y costos variables. Los costos fijos son aquellos que no dependen de la energía generada, un ejemplo de estos es la mano de obra. Los costos variables son aquellos que tienen una relación directa con la generación de energía eléctrica que presente la central generadora, algunos ejemplos de costos variables de operación y mantenimiento son: los materiales, impuestos, servicios de terrenos, gastos generales, etc.

Los costos de operación comprenden todos los gastos incurridos en la operación de las instalaciones de la empresa suministradora.²⁷ Este concepto también incluye cargos por operación y mantenimiento que son pagados a los productores externos. Los costos de operación consideran consumibles como piezas de recambio y lubricantes.

²⁷ No se consideran los gastos por concepto de combustibles.

3.2 Costos de Transmisión

El sistema de transmisión hace posible la transferencia de potencia de alto voltaje en el sistema de generación hasta el bajo voltaje en el sistema de distribución. Esta transferencia de potencia presupone pérdidas en las líneas de transmisión.

En nuestro sistema eléctrico, se define a la transmisión troncal como aquella que recibe en la subestación eléctrica de la central generadora y que pasa por líneas de 400 y 230 kV. La subtransmisión como aquella que recibe energía en la subestación elevadora y que pasa por líneas de 60 a 139 kV. La distribución parte desde la subestación a la que llegan las líneas de 60 a 139 kV hasta voltajes menores.

El costo unitario de inversión por kilómetro de línea de transmisión se divide en costo financiado y costo presupuestal.

El costo financiado se obtiene al sumar las erogaciones correspondientes al valor de los materiales, equipos, mano de obra, terrenos, supervisión de construcción, etc. El costo financiado a su vez se divide en cuatro conceptos, los materiales y equipos de instalación permanente que es el equipo que se requiere para construir la línea. La instalación y montaje de equipo incluye la mano de obra y el equipo necesario para el montaje y erección de las torres de transmisión, el tendido de conductores. La supervisión de obra e ingeniería por concepto de diseño, planeación y control de obras.

El costo presupuestal lo conforman los egresos originados por estudios topográficos y derechos de vía incorporados en un kilómetro de línea.

3.3 Costos Marginales

El cálculo de los costos marginales está basado en principios y criterios económicos, incluyendo un análisis de costos de energía eléctrica de datos no contables, es decir, de aspectos técnicos que conforman el sector eléctrico. Existen dos tipos de costos marginales: el costo marginal de energía y el costo marginal de capacidad.

Tabla 3.3 Clasificaciones del Costo Marginal

Tipo de costo			Parámetro temporal
De Energía	\$/kWh	Costo variable	Corto Plazo
De Capacidad	\$/kW	Costo fijo	Largo Plazo

Fuente: El autor a partir de [SENER, 2008]

En la Tabla 3.3, se puede observar que el costo marginal se encuentra compuesto por un componente variable y por un componente fijo, tanto los costos de energía como de capacidad se pueden obtener para la operación a corto plazo como a largo plazo.

El componente principal de los costos marginales de corto plazo son los combustibles utilizados, pero también dependen de la eficiencia de las plantas generadoras y de la estructura del parque generador.

Los costos marginales de corto plazo se pueden proyectar en el mediano y largo plazo, simulando la operación del parque de generación y haciendo proyecciones de demanda y precios de combustibles.

3.3.1 Costo Marginal de Energía

Los costos marginales de corto plazo de energía son aquellos en los que incurre el sistema eléctrico para producir una unidad adicional de energía en un momento específico con el parque de generación existente (\$/kWh).

Por esta razón los costos marginales de corto plazo tienen valores diferentes para distintas regiones del sistema eléctrico, también presentan variaciones según el periodo estacional a lo largo del año y variaciones horarias a lo largo del día. El valor que tomen estos costos estará en función a la demanda de los consumidores y varían de manera proporcional al aumento de la demanda.

3.3.2 Costo Marginal de Capacidad

El costo marginal de capacidad es aquel en el que incurre el sistema en el incremento de su capacidad para cubrir una unidad de demanda adicional (\$/kW).

Se calcula considerando las inversiones necesarias para la expansión del sistema como las de su operación y mantenimiento, en las diversas fases del proceso para el suministro de energía eléctrica (generación, transmisión y distribución).

El costo marginal de largo plazo considera el costo marginal de energía y el de capacidad, el costo marginal de largo plazo permite evaluar el desarrollo de las capacidades productivas de la industria eléctrica, y este costo se utiliza para el diseño de las tarifas eléctricas que definen el precio que deben pagar los usuarios por el suministro de energía eléctrica.

3.4 Costos Totales de Corto Plazo (CTCP)

La Comisión Reguladora de Energía estableció una metodología para hacer el cálculo de los Costos Totales de Corto Plazo que son utilizados como referencia para que el Suministrador haga el pago de la energía eléctrica que entregan los Permisionarios al Sistema Eléctrico.

En la Metodología²⁸, se define al Costo Total de Corto Plazo como el costo unitario de la energía eléctrica proveniente de una planta, éste incluye el costo de los energéticos y todos los costos de operación y mantenimiento que asume la planta generadora por hacer actividades de generación y transmisión de la energía hasta el punto de interconexión con el Permisionario, como ya fue expuesto en la sección 2.2.6.

Los datos que se presentan en la página web del Suministrador muestran los CTCP's para cada uno de los nodos que conforman el SEN por día y por hora. Así mismo se presentan estos mismos datos en promedios mensuales para cada periodo horario: base, intermedio y punta.

En la Tabla 3.4, se muestran los CTCP's promedio incurridos en todos los nodos que conforman el SEN, para los meses de marzo y julio de 2011.

Estos datos reflejan que existe una variación de los costos marginales según el nodo, en la Tabla 3.4 se observa que, por ejemplo, el nodo Sureste tiene un menor CTCP que el nodo Yucatán y que este mismo nodo tiene un CTCP mayor que el nodo Anáhuac, para los periodos horarios base, intermedio y punta. La variación de los CTCP de un nodo a otro depende de la tecnología predominante en el nodo en que se calcula, entre otras consideraciones técnicas.

²⁸ CRE, 2002.

Tabla 3.4 Costos Totales de Corto Plazo (CTCP) para todos los nodos del SEN.

Nodo	Periodo Horario	Promedio \$/MWh	
		Marzo 2011	Julio 2011
La Paz	Base	1849.43	
	Intermedio	2681.94	4040.38
	Punta		4076.23
Acapulco	Base	756.43	886.82
	Intermedio	1536.03	1169.75
	Punta	1598.34	1347.44
Anáhuac	Base	609.07	723.30
	Intermedio	1317.95	1052.58
	Punta	1399.38	1185.88
Balsas	Base	677.56	877.87
	Intermedio	1380.14	1174.69
	Punta	1466.45	1317.66
Bravo	Base	567.11	681.00
	Intermedio	1264.24	1034.42
	Punta	1305.74	1118.83
Camargo	Base	619.86	1364.09
	Intermedio	1401.45	1661.87
	Punta	1504.67	1770.85
Campeche	Base	725.25	955.72
	Intermedio	1447.01	1228.69
	Punta	1544.27	1417.14
Central	Base	681.97	847.80
	Intermedio	1403.40	1163.95
	Punta	1512.52	1330.19
Champayan	Base	570.50	708.19
	Intermedio	1267.34	1018.27
	Punta	1343.49	1153.35
Chetumal	Base	733.12	934.54
	Intermedio	1487.48	1198.28
	Punta	1557.96	1370.18
La Mesa	Base	606.17	784.55
	Intermedio	1310.91	1095.06
	Punta	1397.00	1235.39
Los Mochis	Base	681.50	1714.08
	Intermedio	1475.76	1764.73
	Punta	1544.20	1770.70
Moctezuma	Base	618.78	1368.95
	Intermedio	1410.86	1664.06
	Punta	1514.28	1766.97
Monterrey	Base	583.42	703.11
	Intermedio	1291.88	1066.20
	Punta	1339.65	1149.87
Mazatlán 1	Base	677.64	1213.54
	Intermedio	1457.61	1471.11
	Punta	1538.68	1577.33
Occidental	Base	652.68	883.45
	Intermedio	1376.38	1206.49
	Punta	1480.75	1332.08
Oriental	Base	655.00	800.73
	Intermedio	1342.54	1097.56
	Punta	1445.48	1260.79
Petacalco	Base	675.25	879.06
	Intermedio	1375.10	1173.33
	Punta	1460.42	1314.99
Puebla	Base	690.60	844.05
	Intermedio	1404.09	1150.85
	Punta	1516.39	1323.25
Querétaro	Base	653.54	844.20
	Intermedio	1373.48	1159.63
	Punta	1472.42	1305.71

Fuente: El autor a partir de [<http://www.cfe.gob.mx/proveedores/controlydespachodeenergia/>]

Tabla 3.4 Costos Totales de Corto Plazo (CTCP) para todos los nodos del SEN. (Continuación)

Nodo	Periodo Horario	Promedio \$/MWh		Nodo	Periodo Horario	Promedio \$/MWh	
		Marzo 2011	Julio 2011			Marzo 2011	Julio 2011
Chihuahua	Base	604.60	1365.22	Santa Lucia	Base	711.04	902.31
	Intermedio	1375.67	1652.45		Intermedio	1396.74	1142.47
	Punta	1476.48	1757.73		Punta	1485.33	1306.76
Coahuila	Base	561.43	663.36	Sinaloa	Base	676.66	1540.32
	Intermedio	1243.05	1016.60		Intermedio	1452.83	1608.56
	Punta	1287.57	1089.63		Punta	1524.88	1652.81
Colima	Base	686.71	958.46	Sonora Norte	Base	656.06	1678.84
	Intermedio	1444.12	1270.91		Intermedio	1454.47	1747.45
	Punta	1531.94	1379.41		Punta	1525.33	1768.09
Cozumel	Base	748.65	955.53	Sonora Sur	Base	672.39	1735.74
	Intermedio	1539.11	1237.93		Intermedio	1474.39	1804.72
	Punta	1581.98	1402.46		Punta	1544.78	1838.03
Durango	Base	627.88	1267.64	Sureste	Base	688.92	875.78
	Intermedio	1374.17	1487.43		Intermedio	1356.14	1113.94
	Punta	1459.32	1592.71		Punta	1448.04	1277.51
Huasteca	Base	655.19	750.74	Tamos	Base	673.72	764.06
	Intermedio	1337.70	1042.26		Intermedio	1348.56	1058.33
	Punta	1422.79	1208.92		Punta	1440.50	1227.54
Juárez	Base	599.19	1339.96	Tepic	Base	692.62	1070.78
	Intermedio	1381.87	1634.85		Intermedio	1469.92	1364.61
	Punta	1490.58	1736.09		Punta	1543.94	1471.84
Laguna	Base	626.32	1368.45	Tuxpan	Base	668.94	817.66
	Intermedio	1386.80	1628.33		Intermedio	1362.91	1119.72
	Punta	1474.83	1739.10		Punta	1460.78	1284.01
Laguna Verde	Base	680.27	824.34	Valladolid	Base	723.66	926.18
	Intermedio	1367.01	1115.06		Intermedio	1482.33	1190.72
	Punta	1472.12	1279.67		Punta	1523.26	1351.57
Lajas Guemes	Base	581.54	699.73	Veracruz	Base	685.48	837.33
	Intermedio	1289.80	1040.16		Intermedio	1380.41	1121.30
	Punta	1349.49	1158.60		Punta	1491.60	1285.89
Mexicali	Base	333.16		Yucatán	Base	717.67	921.06
	Intermedio	342.86	479.65		Intermedio	1458.89	1181.25
	Punta		568.52		Punta	1514.68	1345.76
	Semipunta		558.21				

Fuente: El autor a partir de [<http://www.cfe.gob.mx/proveedores/controlydespachodeenergia/>]

3.5 Esquema tarifario

La venta de energía se rige mediante las tarifas eléctricas, mismas que por Ley son definidas por la Secretaria de Hacienda y Crédito Público (SHCP) bajo supervisiones de la SENER y la CFE, dichas tarifas deberán cubrir las necesidades financieras y de ampliación del servicio público.

Las tarifas se identifican por su número y letra según sus características de aplicación. Su diseño se hace en función de los costos marginales de energía y de capacidad.

3.5.1 Clasificación de las tarifas

Las tarifas se clasifican de acuerdo al tipo de usuario y al nivel de tensión en la que se entrega la energía al consumidor.

Las tarifas a usuarios residenciales son las: 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F y DAC, estas tarifas se suministran en Baja Tensión. Para determinar la tarifa que pagará el usuario según las tarifas de 1 a 1F, se considera la temperatura media en el mes de verano. Los cargos de las tarifas 1's se miden según el nivel básico, intermedio o excedente. La tarifa Domestica de Alto Consumo (DAC) tiene cargos fijos.

Las tarifas aplicables a los usuarios comerciales son la 2 y 3, cuyo nivel de suministro es de baja tensión. La tarifa 2 tiene un cargo fijo y un cargo por energía en los niveles básico, intermedio o excedente y se aplica hasta demandas máximas de 25 kW, en tanto que la tarifa 3 tiene un cargo por demanda y un cargo por energía, esta se aplica si la demanda del consumidor es mayor a 25 kW.

La tarifa 7, es una tarifa para usuarios temporales que se dedican a la prestación de algún servicio y el suministro es en baja tensión, tiene un cargo por demanda y un cargo por energía.

Los usuarios cuyo fin sea prestar servicios públicos, como el suministro a semáforos, alumbrado publico, entre otros, se les puede aplican las tarifas 5, 5A y 6, el suministro puede darse en Baja o en Media Tensión. Las tarifas 5 y 5A cuentan únicamente con un cargo por energía. La tarifa 5 se aplica en zonas conurbadas del Distrito Federal, Monterrey y Guadalajara, en tanto que la tarifa 5A se utiliza en el resto del país. La tarifa 6 se destina exclusivamente al bombeo de agua potable y aguas negras, ésta tarifa tiene un cargo fijo y un cargo por energía.

Las tarifas aplicables a usuarios agrícolas son la 9, 9M, 9-CU y 9-N. La tarifa 9 en Baja Tensión y la tarifa 9M en Media Tensión tienen cargos por energía en cuatro niveles. Las tarifas 9-CU y 9-N en Baja o Media Tensión tienen un sólo cargo por energía.

Las tarifas para usuarios industriales se clasifican en las de Media Tensión: O-M, H-M, H-MC, O-MF, H-MF y H-MCF. La tarifa O-M se aplica si la demanda es menor a 100 kW, la H-M si la demanda es igual o mayor a 100 kW. La tarifa H-MC aplica para regiones Baja California y Noroeste con demanda mayor a 100 kW. Estas tarifas tienen un ajuste mensual que considera la variación de los precios de los combustibles y la variación de un índice de precios productor de siete divisiones económicas. La letra F indica que la tarifa aplica montos fijos durante un año, el usuario puede elegir entre las tarifas de montos fijos o las tarifas de ajustes mensuales.

Las tarifas para usuarios industriales que aplican en Alta Tensión nivel subtransmisión son la H-S o H-SL y sus correspondientes de cargos fijos H-SF y H-SL. Las tarifas en Alta Tensión nivel transmisión son: H-T, H-TL y las correspondientes de cargos fijos H-TF y H-TLF. Todas las tarifas aplicables a usuarios industriales tienen un monto por energía y monto por demanda.

También existen tarifas de respaldo que son aplicables a los usuarios industriales, que tienen cargos fijos por demanda y energía. Las tarifas que se aplican en Media Tensión son la HM-R y HM-RF, la HM-RM se cobra cuando se le programa mantenimiento a la industria y tienen una demanda mayor a 500 kW. En Alta Tensión nivel subtransmisión están las tarifas HS-R, HS-RF, HS-RM, y en Alta Tensión nivel transmisión están las tarifas HT-R, HT-RF y HT-RM.

3.5.2 Tarifas de Alta Tensión

Los proyectos de autoabastecimiento generalmente se interconectan en líneas de alta tensión, por lo que analizaremos una de las tarifas aplicables a este nivel de tensión.

La tarifa H-SL, se denomina como tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión, para la larga utilización. En esta tarifa se definen los montos por cargo de energía (\$/kW) por Región y por periodo horario.

Las regiones tarifarias en las que se divide el país son ocho: Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular, Sur, Baja California y Baja California Sur.

La duración de los periodos horarios varía en las diferentes temporadas del año, actualmente los periodos horarios se definen de manera similar para las seis regiones que conforman el Sistema Interconectado Nacional²⁹.

En el caso de la tarifa H-SL, los periodos horarios se muestran en las siguientes tablas, la principal diferencia entre ellas es la variación en la duración de los periodos base, intermedio y punta, según el cambio de estaciones a lo largo del año.

Tabla 3.5 Periodos horarios del 1º de febrero al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes	0:00 – 6:00	6:00 – 19:00 22:00 – 24:00	19:00 – 22:00
Sábado	0:00 – 7:00	7:00 – 24:00	
Domingo	0:00 – 19:00 23:00 – 24:00	19:00 – 23:00	

Fuente: [<http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx>]

En la Tabla 3.5, se puede observar los bloques horarios que comprenden los periodos horarios definidos como base, intermedio y punta, para los meses de febrero hasta abril.

Tabla 3.6 Periodos horarios del primer domingo de abril al 31 de julio

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes	1:00 – 6:00	0:00 – 1:00 6:00 – 20:00 22:00 – 24:00	20:00 – 22:00
Sábado	1:00 – 7:00	0:00 – 1:00 7:00 – 24:00	
Domingo	0:00 – 19:00	19:00 – 24:00	

Fuente: [<http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx>]

En la Tabla 3.6, se muestran los periodos horarios definidos para los meses de abril hasta julio. Los periodos horarios aplicables para los meses de agosto a octubre se muestran en la Tabla 3.7.

²⁹ Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur

Tabla 3.7 Periodos horarios del 1º de agosto al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes	0:00 – 6:00	6:00 – 19:00 22:00 – 24:00	19:00 – 22:00
Sábado	0:00 – 7:00	7:00 – 24:00	
Domingo	0:00 – 19:00 23:00 – 24:00	19:00 – 23:00	

Fuente: [<http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx>]

En la Tabla 3.8, se muestran los periodos horarios para los meses de octubre a enero.

Tabla 3.8 Periodos horarios del último domingo de octubre al 31 de enero

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes	0:00 – 6:00	6:00 – 18:00 22:00 – 24:00	18:00 – 22:00
Sábado	0:00 – 8:00	8:00 – 19:00 21:00 – 24:00	19:00 – 21:00
Domingo	0:00 – 18:00	18:00 – 24:00	

Fuente: [<http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx>]

3.5.2.1 Demanda facturable

En tarifas de alta tensión se introduce un cargo por demanda facturable que implica una recuperación de costos fijos del suministro de energía eléctrica.

El cargo por demanda facturable es un monto fijo que se calcula en base a la demanda máxima registrada durante el mes, diferenciando las demandas máximas de cada uno de los periodos horarios (base, intermedio y punta). El equipo de medición deberá indicar la demanda media durante cualquier intervalo de 15 minutos del periodo en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor.

La demanda facturable se calcula mediante una ecuación que es publicada por el Suministrador³⁰, al sustituir los valores de demanda máxima en la siguiente ecuación:

$$DF = DP + FRI \cdot \max(DI - DP, 0) + FRB \cdot \max(DB - DPI, 0) \quad (3-1)$$

Donde:

DF Demanda Facturable

³⁰ <http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/Tarifas.asp?Tarifa=HSL&Anio=2012&mes=2>

DP	Demanda máxima medida en el periodo punta
DI	Demanda máxima medida en el periodo intermedio
DB	Demanda máxima medida en el periodo base
DPI	Demanda máxima medida en los periodos punta e intermedio
FRI y FRB	Factores de reducción diferenciados por regiones, en la Tabla 3.9 se muestran los factores de reducción vigente.

Tabla 3.9 Factores de reducción para el cálculo de la demanda facturable

Región	FRI	FRB
Baja California	0.066	0.033
Baja California Sur	0.124	0.062
Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur	0.200	0.100

Fuente: [<http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx>]

3.5.2.2 Cargos por energía

Se definen tres tipos de cargos por energía, según el periodo horario en el que se haga el consumo: base, intermedio y punta. Estos cargos se aplican directamente al consumo registrado en cada uno de los periodos horarios. Generalmente el precio de la energía que se consume en periodo base es menor que la que se consume en periodo intermedio y en periodo punta.

El cargo en periodo punta puede presentar diferencias elevadas si se compara con los cargos en periodo intermedio y base, ya que en el cargo en periodo punta debe contener el costo de capacidad que no fue tomado en cuenta para el cálculo del cargo por demanda.

3.5.3 Ajustes tarifarios

Las tarifas eléctricas se ajustan cada mes según la inflación, la variación de los combustibles y aspectos que no están asociados directamente con la generación de energía eléctrica. Por su parte la SHCP, es la encargada de hacer efectivos estos ajustes mes a mes y el procedimiento que utilizan es desconocido.

A pesar de la falta de información se sabe que la recuperación de costos que presentó la CFE en 2007, por conceptos de venta de energía alcanzó el 81%³¹, con lo que se asume un promedio semejante para las ventas actuales.

3.6 Relación existente entre Costos de Abastecimiento y Esquemas Tarifarios

Existen teorías o tratamientos concretos para tomar en cuenta los datos reales de costos de abastecimiento para proponer estructuras tarifarias con las cuales se logre recuperar los costos de abastecimiento. Una fuente de información para ese tratamiento es el libro de Quintanilla y Palacios³² que abordan esa transformación que se le hacen a los costos y tarifas.

En México dado que se tienen que recuperar costos administrativos y que las tarifas se utilizan para propósitos de equidad, se tiene conocimiento que en el diseño de las tarifas se incluyen algunos factores para estos propósitos.

³¹ SENER, 2008. Pág. 94

³² Palacios, J. L. y Quintanilla, J., 1992.

Esta pagina se dejo en blanco intencionalmente

Capítulo 4 Análisis de la Metodología del Banco de Energía

Las fuentes de energía renovable se enfrentan a la desventaja de ser un recurso intermitente, que trae consigo la discontinuidad en el suministro de energía a quienes las aprovechan. El ‘Banco de Energía’ se diseñó con el objetivo de minimizar esta barrera.

Este beneficio, que se otorga en el Contrato de Interconexión para fuentes de energía renovables, es sin duda la oportunidad que tiene el Permisionario (autoabastecedor) de entregar la electricidad a la red (CFE) en el momento en que existe potencial suficiente para generar energía eléctrica.

4.1 Aplicación del Banco de Energía

Para el caso de una central eoloelectrónica, el Permisionario generará energía eléctrica únicamente en el momento en que la velocidad del viento le permita accionar el sistema de sus aerogeneradores. Si en ese momento existe una demanda, se hará el autosuministro de la electricidad en ese momento.

Sin embargo, si el Permisionario genera en un periodo del día en el que no tiene consumo, entonces podrá entregar esa energía al Suministrador, quien ‘guardará’ esa energía para que el Permisionario disponga de ella en otro momento, que puede ser en el mismo día, mes o año. Lo anterior se resume en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1 Casos en los que se aplica el Banco de energía

Permisionario (Autoabastecedor)		
Genera	Consume	Consume la energía que genera, no se aplica el Banco de Energía.
	No consume	Deposita al ‘Banco de Energía’
No genera	Consume	Retira del ‘Banco de Energía’
	No consume	No hay flujo de energía, no se aplica el Banco de Energía.

Fuente: El autor a partir de [CRE, 2010 (1)]

Como se muestra en la Tabla 4.1, el 'Banco de Energía' será aplicado cuando:

- **Existe recurso eólico y se puede generar electricidad, pero el Permisionario no tiene consumo. (Energía Sobrante)**

El Suministrador (CFE) recibe la electricidad en el momento en que el Permisionario la genera. Debido a que no es posible almacenar la electricidad, el Suministrador se ve obligado a recibir esa energía eléctrica en ese momento, para dedicarla al consumo de otros clientes.

Para hacer efectivo el almacenamiento virtual de la electricidad contemplado en el 'Banco de Energía' el Suministrador cuantifica la energía que recibe en base a las tarifas³³ vigentes y a los periodos horarios³⁴, aplicados en el momento en que el Permisionario la genera y entrega a la red.

- **No existe recurso eólico por lo que no se puede generar electricidad, pero el Permisionario tiene consumo. (Energía Faltante)**

El Suministrador debe suministrar la energía demandada por el Permisionario en ese momento, a partir de la energía generada en su parque generador.

Para hacer efectivo el retiro virtual de la electricidad, el Suministrador cuantifica la energía que será compensada al Permisionario según las tarifas vigentes y el periodo horario.

Al proceso anteriormente descrito se le nombra 'compensación', que es definido en el Contrato de Interconexión.

4.1.1 Venta directa al Suministrador

El Permisionario puede elegir no compensar la energía guardada en el Banco de Energía y vender esa energía al Suministrador en el mismo mes en que se genere o almacenarla para su venta posterior.

El suministrador pagará al Permisionario el monto resultante de aplicar la ecuación 4-1:

³³ Publicadas en la página web de CFE, <http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx>http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_negocio.asp

³⁴ Base, Intermedio y Punta.

$$PES_m = \sum_{mgen=1}^{12} \sum_{np=1}^3 ES_{mgen}^t \cdot 0.85 \cdot CTCP_{mgen}^t \quad (4-1)^{35}$$

Dónde:

PES_m	Es el Pago por Energía Sobrante en el mes de facturación ' m '
ES_{mgen}^t	Es la Energía Sobrante en el periodo horario ' t ', para el mes de generación ' $mgen$ '
$CTCP_{mgen}^t$	Es el Costo Total de Corto Plazo promedio de la región correspondiente para el periodo horario ' t ' del mes ' $mgen$ '
$mgen$	Mes en que se generó la Energía Sobrante
np	Numero de Periodos Horarios considerados en la región tarifaria que corresponda

Para calcular la contraprestación únicamente se considera el 85% de los CTCP's publicados por el Suministrador, precisando el periodo horario (base, intermedio o punta) y el mes en que fue generada la energía almacenada.

El Permisionario podrá almacenar energía por un periodo máximo de doce meses al final de este periodo el Suministrador pagará hasta por un 95% del total de la energía generada en el periodo anual.

4.2 Compensaciones en el Banco de Energía

Si el Permisionario no opta por la opción de venta directa al suministrador, podrá compensar la energía almacenada en sus consumos posteriores.

La compensación de la energía no se hace tomando en cuenta sólo la energía entregada, sino que en estas compensaciones intervienen las tarifas que se aplican según el periodo horario en el que se genera y en el que se consume la energía almacenada lo que equivale a una operación "virtual" del Banco de Energía.

³⁵ Esta expresión se refleja exactamente como está publicada en el Contrato, sin embargo se hace notar que desde el punto de vista algebraico existe una incongruencia de notación y aquí se interpreta que el número de periodos np es igual a los periodos horarios t ; $np = t$

Por lo que habrá casos en los que, el Permisionario almacena energía eléctrica digamos de 10 kWh, pero que debido a los parámetros de referencia, que son las tarifas, el Permisionario únicamente podrá retirar una fracción de la energía que almacenó en otro momento en el Banco de Energía.

De manera opuesta existen casos, en los que el Permisionario puede disponer de la energía que guardó en el Banco de Energía más una fracción correspondiente a las compensaciones descritas en el contrato de interconexión.

De acuerdo a lo descrito, no obstante que el mecanismo se llame Banco de Energía en realidad se trata de un banco donde se acreditan y se disponen de montos de dinero y sus equivalentes de energía según las tarifas horarias.

El proceso de compensaciones descrito en el contrato de interconexión³⁶, indica que las compensaciones se hacen en función de las consideraciones descritas a continuación.

4.2.1 Compensaciones en el mismo mes

4.2.1.1 Compensación en periodos horarios análogos

Si existe energía sobrante en un periodo horario en un mes, la energía faltante será compensada con energía sobrante en periodos análogos del mismo mes.

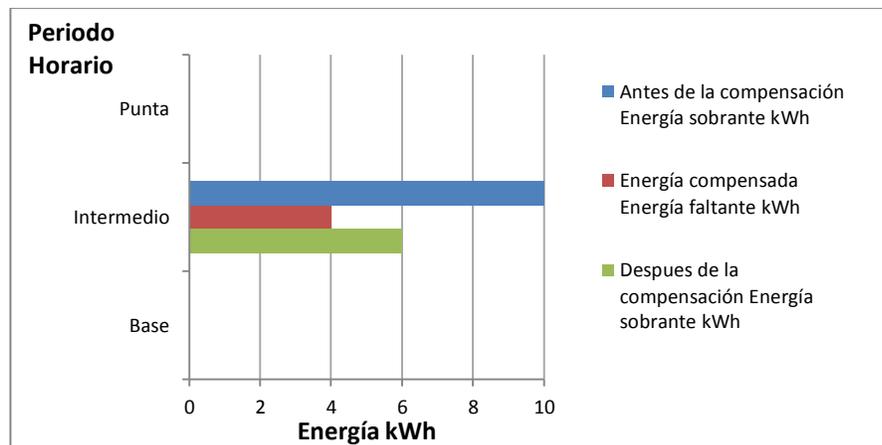


Figura 4.1 Compensaciones en periodos horarios análogos.

Fuente: El autor a partir de [CRE, 2010 (1)]

³⁶ Clausula Decima Quinta, XV.3, ii). CRE, 2010 (1).

En la Figura 4.1, se muestra un ejemplo de lo anterior, si la energía sobrante que se generó en periodo intermedio es 10 kWh, y la energía faltante en el mismo mes y en el mismo periodo horario (periodo intermedio) es 4 kWh, esta energía será compensada de manera directa, ya que las tarifas son iguales (en ese mes y para ese periodo horario).

Una vez efectuada la compensación correspondiente al monto de energía que requiere el Permisionario, existe un excedente de energía de 6 kWh en el periodo intermedio.

4.2.1.2 Compensación en periodos horarios diferentes

Si después de efectuar la compensación en periodos horarios iguales, aún existe energía sobrante, se puede compensar energía faltante en diferentes periodos horarios en función de la siguiente ecuación:

$$ES_p = X_b \cdot ES_b = X_i \cdot ES_i \quad (4-2)$$

Dónde:

ES_p , ES_b , ES_i Energía Sobrante en el periodo horario correspondiente, en kWh.

p = punta, b = base, i = intermedio

X_b Factor de conversión que resulta de dividir el cargo por kWh de energía para el periodo horario base (CE_b), entre el correspondiente para el periodo horario de punta (CE_p), en el mes en que el Permisionario generó energía sobrante.

$$X_b = \frac{CE_b}{CE_p} \quad (4-3)$$

X_i Factor de conversión que resulta de dividir el cargo por kWh de energía para el periodo horario intermedio (CE_i), entre el correspondiente para el periodo horario de punta (CE_p), en el mes en que el Permisionario generó energía sobrante.

$$X_i = \frac{CE_i}{CE_p} \quad (4-4)$$

Los cargos por energía, son los correspondientes a las tarifas horarias, en este ejemplo a la Tarifa HS-L. Las tarifas juegan un papel importante por lo que asumiremos que la energía se genera en el mes de marzo de 2011 y que estas compensaciones se llevan a cabo en el mismo mes, en la Tabla 4.2 se muestran la tarifa H-SL para los periodos horarios base, intermedio y punta.

Tabla 4.2 Tarifas en Alta Tensión H-SL, Marzo 2011

Periodo horario	Tarifas \$/kWh
Base	\$0.8667
Intermedio	\$0.9751
Punta	\$1.5180

Fuente: [<http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx>]

A continuación se describen los cálculos que nos permitirán conocer las compensaciones entre periodos horarios diferentes, retomando el ejemplo anterior en que se cuenta con una energía sobrante de 6 kWh en periodo intermedio.

4.2.1.2.1 Compensación del periodo horario intermedio al periodo horario punta:

Para conocer la energía que podrá ser compensada en periodo punta se utiliza la siguiente ecuación:

$$ES_p = X_i \cdot ES_i \quad (4-5)$$

Si se sustituye el factor de conversión definido por la ecuación 4-4 en la ecuación anterior, se obtiene lo siguiente:

$$ES_p = \frac{CE_i}{CE_p} \cdot ES_i \quad (4-6)$$

Sustituyendo los valores de los cargos por energía tanto en intermedia como en punta (Tabla 4.2) y la energía sobrante en intermedia, se obtiene lo siguiente:

$$ES_p = \frac{\$0.9751}{\$1.5180} \cdot 6 \text{ kWh} = 3.85 \text{ kWh} \quad (4-7)$$

Por lo que esta cantidad de energía es la que puede ser compensada por el Suministrador al Permisionario en caso de requerirla en periodo punta.

4.2.1.2.2 Compensación del periodo horario intermedio al periodo horario base:

Para el cálculo de la energía sobrante en el periodo base se tienen las siguientes ecuaciones:

$$X_b \cdot ES_b = X_i \cdot ES_i \tag{4-8}$$

Si se sustituyen los factores de conversión definidos por las ecuaciones 4-3 y 4-4, se obtiene lo siguiente:

$$\frac{CE_b}{CE_p} \cdot ES_b = \frac{CE_i}{CE_p} \cdot ES_i \tag{4-9}$$

Simplificando la ecuación anterior:

$$CE_b \cdot ES_b = CE_i \cdot ES_i \tag{4-10}$$

$$ES_b = \frac{CE_i}{CE_b} \cdot ES_i \tag{4-11}$$

Al sustituir los valores de los cargos por energía del periodo horario base y el periodo horario intermedio se obtiene lo siguiente:

$$ES_b = \frac{\$0.9751}{\$0.8667} \cdot 6 \text{ kWh} = 6.75 \text{ kWh} \tag{4-12}$$

Los resultados obtenidos del análisis anterior se muestran en la Tabla 4.3. Si retomamos el ejemplo anterior, en el que teníamos una energía sobrante en el periodo intermedio de 6 kWh, cuyo valor (en pesos según las tarifas de referencia) es de \$5.85.

Tabla 4.3 Compensaciones en periodos horarios diferentes, tarifas Marzo 2011

Periodo horario	Antes de la compensación		Energía compensada		Tarifas \$/kWh
	Energía sobrante kWh	Valor de la energía según tarifas vigentes \$	Energía entregada kWh	Valor de la energía según tarifas vigentes \$	
Base			6.75	\$5.8506	\$0.8667
Intermedio	6.00	\$5.8506	6.00	\$5.8506	\$0.9751
Punta			3.85	\$5.8506	\$1.5180

Fuente: El autor a partir de [CRE, 2010 (1) y <http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx>]

Cuando se realiza la compensación del periodo horario intermedio al periodo horario base la cantidad de energía aumenta de 6 kWh a 6.75 kWh, lo anterior se debe principalmente a que el la energía en el periodo horario base es más barata que la energía en el periodo horario intermedio.

Ocurre lo contrario cuando se hacen compensaciones del periodo horario intermedio al periodo horario punta, ya que la cantidad de energía disminuye de 6 kWh a 3.85 kWh. En la Figura 4.2, se muestra el impacto de los niveles tarifarios según el periodo horario en las compensaciones presentes en el Banco de Energía.

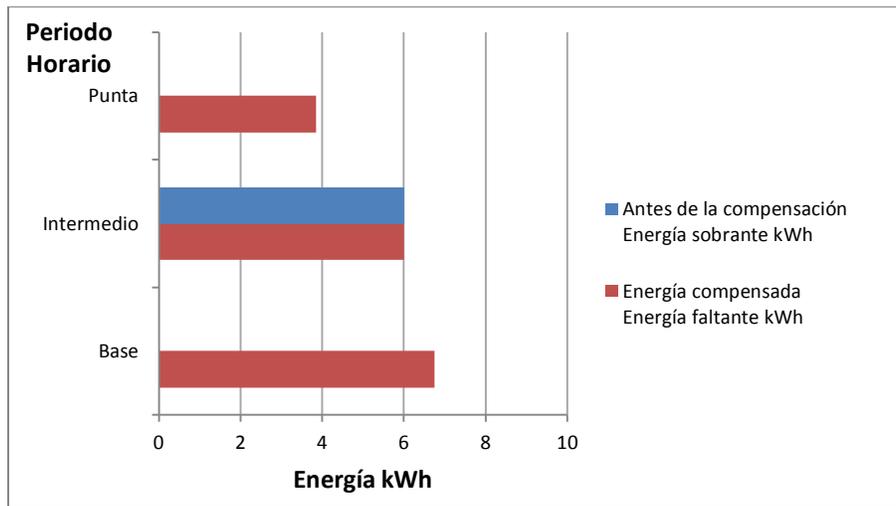


Figura 4.2 Compensaciones en periodos horarios diferentes, tarifas Marzo 2011

Fuente: El autor a partir de [CRE, 2010 (1) y <http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx>]

Si después de este procedimiento aun existe energía sobrante, la energía será almacenada y se llevarán a cabo compensaciones de energía faltante en meses posteriores.

4.2.2 Compensaciones en meses posteriores

Al realizar compensaciones en meses diferentes se deben considerar que los cargos por energía presentan variaciones cada mes, por los montos de energía reflejarán estas fluctuaciones.

4.2.2.1 Compensaciones en periodos análogos

El cálculo de la energía sobrante se realiza con las siguientes ecuaciones:

$$ES_{pmcomp} = \frac{CE_{pmgen}}{CE_{pmcomp}} \cdot ES_{pmgen} \quad (4-13)$$

$$ES_{i\ mcomp} = \frac{CE_{i\ mgen}}{CE_{i\ mcomp}} \cdot ES_{i\ mgen} \quad (4-14)$$

$$ES_{b\ mcomp} = \frac{CE_{b\ mgen}}{CE_{b\ mcomp}} \cdot ES_{b\ mgen} \quad (4-15)$$

Dónde:

ES_p, ES_b, ES_i Energía Sobrante en el periodo horario correspondiente, en kWh.

$p =$ punta, $b =$ base, $i =$ intermedio

$mcomp$ Mes en el que se compensa energía faltante con energía sobrante

$mgen$ Mes en el que se genera energía sobrante

En el siguiente ejemplo se considera que existe energía sobrante de 10 kWh en el periodo base que fue generada en el mes de marzo de 2011 y que posteriormente se decide que sea compensada en julio de 2011.

Tabla 4.4 Compensaciones en meses posteriores, periodos horarios análogos

Periodo horario	Mes en que se genera: Marzo 2011		Mes en que se compensa: Julio 2011	
	Antes de la compensación	Tarifas \$/kWh	Energía compensada	Tarifas \$/kWh
	Energía sobrante kWh Marzo 2011	Marzo 2011	Energía entregada kWh Julio 2011	Julio 2011
Base	10	\$0.8667	8.88	\$0.9761
Intermedio	10	\$0.9751	8.88	\$1.0981
Punta	10	\$1.5180	9.29	\$1.6339

Fuente: El autor a partir de [CRE, 2010 (1) y <http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx>]

En la Tabla 4.4, se muestran las tarifas aplicadas en los meses estudiados. Al aplicar la ecuación 4-15, que permite conocer la energía que es posible compensar en el mes de julio, se obtiene lo siguiente:

$$ES_{b\ mcomp} = \frac{\$0.8667}{\$0.9761} \cdot 10\ kWh \quad (4-16)$$

$$ES_{b\ mcomp} = 8.8\ kWh \quad (4-17)$$

Por lo que la energía que se podrá compensar en el periodo horario base será 8.88 kWh, como se muestra en la Tabla 4.4, de manera semejante se calcularon los montos de la energía compensada para los periodos horarios intermedio y punta.

4.2.2.2 Compensaciones en periodos horarios diferentes

Si se cuenta con energía sobrante generada en marzo 2011 y se requiere hacer una compensación en periodos horarios distintos en julio 2011, el monto de la cantidad de energía que se puede compensar en los periodos horarios base e intermedia se podrá obtener aplicando las siguientes ecuaciones.

$$ES_{p\ mcomp} = X_b \cdot ES_{b\ mcomp} = X_i \cdot ES_{i\ mcomp} \quad (4-18)$$

Dónde:

ES_p, ES_b, ES_i Energía Sobrante en el periodo horario correspondiente, en kWh.

p = punta, b = base, i = intermedio

X_b Factor de conversión que resulta de dividir el cargo por kWh de energía para el periodo horario base (CE_b), entre el correspondiente para el periodo horario de punta (CE_p), en el mes en que el Permisionario generó energía sobrante.

$$X_b = \frac{CE_{b\ mcomp}}{CE_{p\ mcomp}} \quad (4-19)$$

X_i Factor de conversión que resulta de dividir el cargo por kWh de energía para el periodo horario intermedio (CE_i), entre el correspondiente para el periodo horario de punta (CE_p), en el mes en que el Permisionario generó energía sobrante.

$$X_i = \frac{CE_{i\ mcomp}}{CE_{p\ mcomp}} \quad (4-20)$$

$mcomp$ Mes en el que se compensa energía faltante con energía sobrante

A continuación se mostrara el procedimiento utilizado para calcular los montos de energía que podrán ser compensados en los periodos base y punta.

4.2.2.2.1 Compensación del periodo horario intermedio al periodo horario punta:

Partiendo de los valores mostrados en la Tabla 4.4, se sabe que si se tienen 10 kWh de energía sobrante en marzo 2011, se pueden compensar únicamente 8.88 kWh en julio 2011, tomando este dato como referencia se calcula la energía que podría ser compensada en el periodo horario punta.

$$ES_{p\ mcomp} = X_i \cdot ES_{i\ mcomp} \quad (4-21)$$

Si se sustituye el factor de conversión definido por la ecuación 4-20 en la ecuación anterior, se obtiene lo siguiente:

$$ES_{p\ mcomp} = \frac{CE_{i\ mcomp}}{CE_{p\ mcomp}} \cdot ES_{i\ mcomp} \quad (4-22)$$

Sustituyendo los valores de los cargos por energía tanto en intermedia como en punta (Tabla 4.2) y la energía sobrante en intermedia, se obtiene lo siguiente:

$$ES_p = \frac{\$1.0981}{\$1.6339} \cdot 8.88\ kWh = 5.97\ kWh \quad (4-23)$$

Por lo que esta cantidad de energía es la que puede ser compensada por el Suministrador al Permisionario en caso de requerirla en periodo punta.

4.2.2.2.2 Compensación del periodo horario intermedio al periodo horario base:

Para el cálculo de la energía sobrante en el periodo base se tienen las siguientes ecuaciones:

$$X_b \cdot ES_{b\ mcomp} = X_i \cdot ES_{i\ mcomp} \quad (4-24)$$

Si se sustituyen los factores de conversión definidos por las ecuaciones 4.19 y 4-20, se obtiene lo siguiente:

$$\frac{CE_{b\ mcomp}}{CE_{p\ mcomp}} \cdot ES_{b\ mcomp} = \frac{CE_{i\ mcomp}}{CE_{p\ mcomp}} \cdot ES_{i\ mcomp} \quad (4-25)$$

Simplificando la ecuación anterior:

$$CE_{b\ mcomp} \cdot ES_{b\ mcomp} = CE_{i\ mcomp} \cdot ES_{i\ mcomp} \quad (4-26)$$

$$ES_{b\ mcomp} = \frac{CE_{i\ mcomp}}{CE_{b\ mcomp}} \cdot ES_{i\ mcomp} \quad (4-27)$$

Al sustituir los valores de los cargos por energía del periodo horario base y el periodo horario intermedio se obtiene lo siguiente:

$$ES_b = \frac{\$1.0981}{\$0.9761} \cdot 8.88\ kWh = 9.99\ kWh \quad (4-28)$$

Que es el monto de energía que se podría compensar en el periodo horario base en julio 2011. Los resultados obtenidos del análisis anterior se muestran en la Tabla 4.5, donde se observa la energía sobrante en marzo para el periodo horario intermedio y las cantidades de energía que se compensarían en julio. En estos resultados se obtienen nuevamente montos mayores de energía cuando se desea compensar en periodo base y montos menores de energía cuando se desea compensar en periodo punta.

Tabla 4.5 Compensaciones en meses posteriores, periodos horarios diferentes

Periodo horario	Mes generado			Mes compensado		
	Antes de la compensación		Tarifas \$/kWh Marzo 2011	Energía compensada		Tarifas \$/kWh Julio 2011
	Energía sobrante kWh Marzo 2011	Valor de la energía según tarifas vigentes \$ Marzo 2011		Energía entregada kWh Julio 2011	Valor de la energía según tarifas vigentes \$ Julio 2011	
Base		\$0.0000	\$0.8667	9.99	\$9.7510	\$0.9761
Intermedio	10	\$9.7510	\$0.9751	8.88	\$9.7510	\$1.0981
Punta		\$0.0000	\$1.5180	5.97	\$9.7510	\$1.6339

Fuente: El autor a partir de [CRE, 2010 (1) y <http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx>]

4.3 Compensación en la Demanda Facturable

En los casos anteriores se han mostrado los casos en los que puede existir compensación en energía. Sin embargo, el Contrato de Interconexión también permite la compensación de Demanda Facturable, que como ya se describió, en la sección 3.4.2.1, es un monto fijo calculado en base a las demandas de potencia máximas en los periodos horarios.

Para la determinación de la Demanda Facturable se deben conocer la Potencia complementaria y la Potencia Autoabastecida.

4.3.1 Potencia Complementaria

La Potencia Complementaria se calcula en función de la siguiente ecuación:

$$PC = PM - PCP \quad (4-29)$$

Donde:

PC Potencia Complementaria se calcula cuando el Centro de Consumo demanda más potencia que la establecida en el Contrato de Transmisión.

PM Potencia Medida que se registra en el equipo de medición instalado en el Punto de Carga³⁷

PCP Potencia Convenida de Porteo establecida en el Contrato de Transmisión, y se define como la potencia máxima que el Permisionario tiene considerada recibir de la Fuente de Energía³⁸.

Por lo que solo habrá Potencia Complementaria cuando $PM > PCP$, en los casos contrarios no existirá Potencia Complementaria o bien tendrá un valor igual a cero.

4.3.2 Potencia Autoabastecida

La Potencia Autoabastecida es el promedio de las potencias medidas en el Punto de Interconexión³⁹, que se hayan presentado en los 12 intervalos de medición ocurridos en la hora de máxima demanda en todos los días laborales del mes. La hora de máxima demanda es definida y aprobada por la CRE a propuesta del Suministrador.

³⁷ El Punto de Carga es el sitio donde el Suministrador entrega la energía transportada a los Centros de Consumo definidos por el Permisionario. CRE, 2010 (1).

³⁸ Central generadora de energía que aprovecha energías renovables. CRE, 2010 (1).

³⁹ El sitio donde el Permisionario entrega la energía producida por la Central generadora al Sistema. CRE, 2010 (1).

Tabla 4.6 Hora de Máxima Demanda

Sistema	Horario	Mes
Sistema Interconectado Nacional	20:00 – 21:00	Enero – Marzo y Noviembre y Diciembre
	21:00 – 22:00	Abril – Octubre
Sistema de Baja California	19:00 – 20:00	Enero, Febrero, Noviembre y Diciembre
	21:00 – 22:00	Marzo, Abril y Octubre
	21:00 – 22:00	Mayo – Septiembre

Fuente: El autor a partir de [CRE, 2010 (1) y (8)]

La hora de máxima demanda será correspondiente al sistema en el que se encuentre ubicado el Punto de Interconexión. En la Tabla 4.6 se muestran los dos sistemas que conforman el Sistema Eléctrico Nacional y las horas de máxima demanda definidas según el mes en que se lleva a cabo la medición de la Potencia Autoabastecida.

La Potencia Autoabastecida para las centrales hidroeléctricas se obtendrá del promedio de las potencias medidas en dos horas de máxima demanda, en tanto que los cogeneradores eficientes consideraran tres horas de máxima demanda.

4.3.3 Cálculo de la Demanda Máxima Medida

El procedimiento para conocer las Demandas Máximas Medidas en cada uno de los periodos horarios se hace a través de las siguientes ecuaciones:

$$PM - PC = a \quad (4-30)$$

$$a - PA = b \quad (4-31)$$

$$b + PC = DMM \quad (4-32)$$

Donde:

PM Potencia Medida

PC Potencia Complementaria

PA Potencia Autoabastecida

DMM Demanda Máxima Medida

Sustituyendo la ecuación 4-30 en la ecuación 4-31, se obtiene:

$$PM - PC - PA = b \quad (4-33)$$

Al sustituir la ecuación 4-33 en la ecuación 4-32 y simplificando se obtiene:

$$PM - PC - PA + PC = DMM \quad (4-34)$$

$$PM - PA = DMM \quad (4-35)$$

Por lo que en base a esta última ecuación se calculan las Demandas Máximas Medidas para cada uno de los periodos horarios.

$$PM_b - PA = DMM_b \quad (4-36)$$

$$PM_i - PA = DMM_i \quad (4-37)$$

$$PM_p - PA = DMM_p \quad (4-38)$$

Donde

b Periodo horario Base

i Periodo horario Intermedio

p Periodo horario Punta

Estos valores serán utilizados para calcular la Demanda Facturable como se indica en el Acuerdo de Tarifas⁴⁰.

Con el fin de ejemplificar la compensación de la Demanda Facturable, se considera que en un proyecto de autoabastecimiento se trata de consumir la mayor cantidad de energía en el periodo horario base por lo que su Potencia Medida en el periodo base deberá ser mayor a la Potencia Medida en el periodo intermedio y la Potencia Medida en el periodo horario punta tendrá un valor menor, por lo que se eligieron los siguientes valores de Potencia Medida: en el periodo base de 7 kW, en el periodo intermedio 5 kW y 2 kW en el periodo punta.

⁴⁰ En la sección 3.5.2.1 se muestra la ecuación necesaria para calcular la demanda facturable:
 $DF = DP + FRI \cdot \max(DI - DP, 0) + FRB \cdot \max(DB - DPI, 0)$

En la Tabla 4.7, se muestran seis casos en los que se varía el valor de la Potencia Autoabastecida con el fin de determinar su impacto en la compensación de la Demanda Facturable.

Tabla 4.7 Compensación en la Demanda Máxima Medida

	Caso de referencia	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
	PA = 0	PA > PM _b	PA < PM _p	PA = PM _b	PA = PM _i	PA = PM _p
PA – Potencia Autoabastecida (kW)	0	10	2	7	5	3
PM – Potencia Medida (kW)						
Base	7	7	7	7	7	7
Intermedio	5	5	5	5	5	5
Punta	3	3	3	3	3	3
DMM – Demanda Máxima Medida (kW)						
Base	7	-3	5	0	2	4
Intermedio	5	-5	3	-2	0	2
Punta	3	-7	1	-4	-2	0
DF – Demanda Facturable (kW)	3.6	0	1.6	0	0.2	0.6

Fuente: El autor a partir de [CRE, 2010 (1) y (8)]

En el Caso de referencia, se considera que el Permisionario no tiene Potencia Autoabastecida coincidente con la hora de máxima demanda por lo que las potencias medidas y las demandas máximas medidas tienen el mismo valor, y aplicando la ecuación descrita en la sección 3.4.2.1 se obtiene que su Demanda Facturable es de 3.6 kW.

En el Caso 1, se establece que la Potencia Autoabastecida de 10 kW es mayor que la Potencia Medida en el periodo base, aplicando las ecuaciones 4-36 a 4-38 se obtiene los valores de demanda máxima medida, en periodo base - 3 kW, en periodo intermedio de - 5 kW y en periodo punta de - 7 kW.

A pesar de que en la Tabla 4.7 se muestran valores negativos de la demanda máxima medida, en la Metodología se indica que para el cálculo de la Demanda Facturable se debe elegir el valor que

resulte máximo entre la demanda máxima medida y cero, con lo que se elimina el uso de valores negativos de las demandas máximas medidas.

En el cálculo de la Demanda Facturable correspondiente al Caso 1 se obtiene un valor de 0 kW.

En el Caso 2, se considera que la Potencia Autoabastecida de 2 kW es menor a la Potencia Medida en punta, con lo que las demandas máximas medidas resultan de 5 kW, 3kW y 1 kW, para los periodos base, intermedio y punta respectivamente. La Demanda Facturable tiene un valor de 1.6 kW.

En el Caso 3, se establece que la Potencia Autoabastecida es igual a la Potencia Medida en base (7 kW), con lo que la Demanda Facturable en este caso se calcula en 0 kW.

En el Caso 4, se considera a la Potencia Autoabastecida de 5 kW que es el mismo valor de la Potencia Medida en intermedia, con lo que se obtiene una Demanda Facturable de 0.2 kW.

En el Caso 5, la Potencia Autoabastecida es igual a la Potencia Medida en el periodo horario punta con un valor de 3 kW y la Demanda Facturable tiene un valor de 0.6 kW.

Con lo que se observa el impacto que tiene el valor de la Potencia Autoabastecida en la compensación de la Demanda Facturable. Se destacan los casos 1 y 3 que indican que cuando la Potencia Autoabastecida es mayor a la Potencia Medida en base y cuando sea igual a la Potencia Medida en base la Demanda Facturable tendrá un valor de 0 kW, siempre y cuando se cumpla que la $PM_b > PM_i > PM_p$.

Esta pagina se dejo en blanco intencionalmente

Capítulo 5 Caso de estudio

5.1 Definición del caso de estudio

5.1.1 Ingresos y costos de referencia

Independientemente de la existencia del autoabastecedor y del Banco de Energía, el punto de referencia de costos e ingresos del Suministrador son los siguientes:

- Al Suministrador le cuesta generar la energía eléctrica según el nodo y el periodo horario, bajo la premisa de que CFE genera en el mismo nodo en donde se presenta la demanda.
- El Suministrador recupera el monto de las tarifas, para el propósito de este estudio se consideran tarifas de alta tensión, que reflejan niveles iguales en todas las regiones del SIN (Sistema Interconectado Nacional)⁴¹

Debido a que el análisis se basa en la generación eoloeléctrica para ejemplificar las implicaciones del Banco de Energía, se eligió el nodo Sureste, ya que por sus altas velocidades del viento, se considera uno de los mejores lugares con recurso eólico en México, además de ser la localidad donde en los últimos años se han desarrollado diversos proyectos tanto de autoabastecimiento como de Producción Independiente.

Tabla 5.1 Ingresos y costos de referencia por kWh para el nodo Sureste, Marzo 2011

Sureste			
CFE sin BE			
Periodo horario	Costos	Ingresos	Valor de referencia
	CTCP	Tarifas	
Base	\$0.6889	\$0.8667	\$0.1778
Intermedio	\$1.3561	\$0.9751	-\$0.3810
Punta	\$1.4480	\$1.5180	\$0.0700

Los valores expresados en \$ representan el monto por cada unidad de energía, es decir \$/kWh.

Fuente: El autor a partir de datos [<http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx>] y [<http://www.cfe.gob.mx/proveedores/controlydespachodeenergia/>]

⁴¹ Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur.

Si CFE genera y vende energía en el nodo Sureste, CFE incurre en los costos variables asociados a los CTCP (Costos Totales de Corto Plazo)⁴² del Nodo Sureste y vende la energía a un precio basado en las Tarifas aplicables en todo el SIN. Ambos valores correspondientes al mes de Marzo 2011, son mostrados en la Tabla 5.1.

De la Tabla 5.1 se observa que si el Suministrador (CFE) genera en el periodo Base y vende la energía eléctrica generada, gana \$0.1778 por cada kWh vendido, de manera semejante para el periodo Punta ganando un monto de \$0.07 por cada kWh. En el periodo Intermedio, CFE pierde \$0.3810 por cada kWh generado y vendido.

En la Tabla 5.2 se muestra la misma información pero para el mes de Julio de 2011.

Tabla 5.2 Ingresos y costos de referencia por kWh para el nodo Sureste, Julio 2011

Sureste			
CFE sin BE			
Periodo horario	Costos	Ingresos	Valor de referencia
	CTCP	Tarifas	
Base	\$0.8758	\$0.9761	\$0.1003
Intermedio	\$1.1139	\$1.0981	-\$0.0158
Punta	\$1.2775	\$1.6339	\$0.3564

Los valores expresados en \$ representan el monto por cada unidad de energía, es decir \$/kWh.

Fuente: El autor a partir de datos [<http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx>] y [<http://www.cfe.gob.mx/proveedores/controlydespachodeenergia/>]

La revisión de las tarifas programadas (siempre con una tendencia al aumento, que se ve en la Figura 5.1) y los CTCP's incurridos para el mes de julio (Tabla 5.2), dieron como resultado una disminución en la ganancia en el periodo Base situándose en el monto de \$0.1003 por cada kWh vendido a los consumidores, debido principalmente al aumento de los CTCP's en el periodo Base.

En el periodo Punta, la ganancia aumentó considerablemente de \$0.07 en el mes de marzo a \$0.3564 en el mes de julio, debido a una disminución en el CTCP correspondiente y un aumento en la tarifa. En el periodo Intermedio, el Suministrador reduce sus pérdidas de \$0.3810 en marzo a solo \$0.0158, debido a un decremento en los CTCP incurridos en dicho periodo por CFE.

⁴² Estos datos fueron expuestos en el Capítulo 3, sección 3.4, Tabla 3.4.

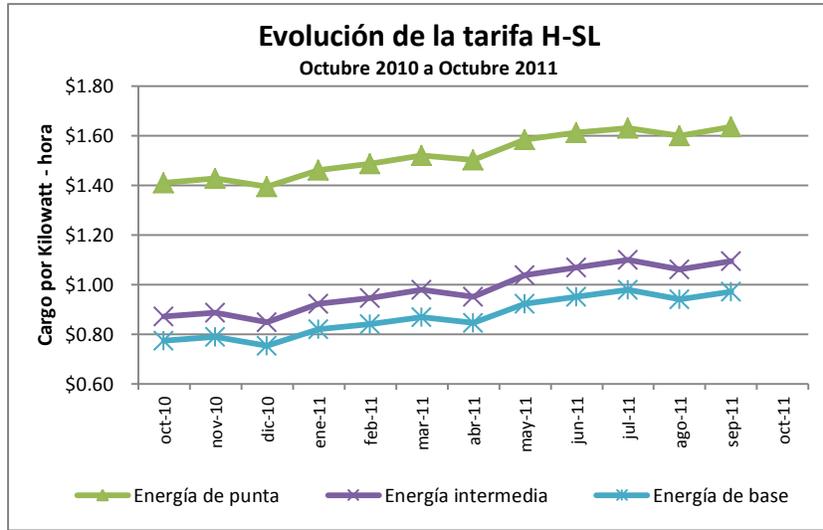


Figura 5.1 Evolución de la tarifa H-SL (Alta Tensión) de Oct. 2010 a Oct. 2011

Fuente: el autor a partir de datos [<http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx>]

5.1.2 Centro de consumo y central generadora en el mismo nodo

La intención es detectar el impacto al Suministrador provocado por la aplicación del banco de energía. Tomando en cuenta los CTCP's y los niveles tarifarios, y aislando el análisis de los ajustes que puedan provenir de los costos de los combustibles. De tal manera que el análisis se refiere a la operación del banco de energía a corto plazo.

En este caso, ante la existencia del Permisionario y el uso del Banco de Energía, en los dos casos relevantes, el Suministrador:

- Recibe energía del Permisionario, pero se evita incurrir en los CTCP's del Nodo Sureste y vende la energía a otros usuarios según las tarifas asociadas al SIN.
- Genera la energía que demanda el Permisionario, por lo que incurre en los CTCP's del Nodo Sureste y compensa esa energía al Permisionario pero no recibe el monto de las tarifas asociadas al SIN.

Los casos se definieron según las diversas combinaciones posibles, tomando en cuenta que el Permisionario deposita energía en el banco de energía en los momentos en los que hay generación y no presenta consumo; y retira energía en los momentos en que no hay generación pero si existe consumo. Por lo que se simularon seis casos, la Tabla 5.3 muestra las diversas combinaciones que

pueden existir según el momento de la tarifa horaria en la que se genere y se consuma la energía eléctrica, considerando un bloque de energía de 10 kWh.

Los casos de las otras combinaciones⁴³ no tienen implicaciones para el Suministrador, ya que no incurre en los costos CTCP ni recibe ingreso de acuerdo a las tarifas.

Tabla 5.3 Permisionario genera y consume 10 kWh en nodo Sureste, Marzo 2011

AUT Genera y Consume en nodo Sureste										
		AUT	AUT	AUT	CFE					
					Recibe			Entrega		
Caso	Genera	Consumo	Energía kWh	Tarifas \$/kWh	Ingresos	Energía kWh	Costo \$/kWh	Egresos	Neto	
1	B-I	Base	Intermedia	10	\$ 0.8667	\$ 8.67	8.89	\$ 1.3561	\$ 12.05	-\$3.3868
2	B-P	Base	Punta	10	\$ 0.8667	\$ 8.67	5.71	\$ 1.4480	\$ 8.27	\$0.3994
3	I-B	Intermedia	Base	10	\$ 0.9751	\$ 9.75	11.25	\$ 0.6889	\$ 7.75	\$2.0002
4	I-P	Intermedia	Punta	10	\$ 0.9751	\$ 9.75	6.42	\$ 1.4480	\$ 9.30	\$0.4494
5	P-B	Punta	Base	10	\$ 1.5180	\$ 15.18	17.51	\$ 0.6889	\$ 12.07	\$3.1138
6	P-I	Punta	Intermedia	10	\$ 1.5180	\$ 15.18	15.57	\$ 1.3561	\$ 21.11	-\$5.9319

Fuente: El autor a partir de datos [<http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx>, <http://www.cfe.gob.mx/proveedores/controlydespachodeenergia/> y CRE, 2010 (1)]

En la Tabla 5.3, se muestran los diferentes casos en los que es aplicado el banco de energía, considerando los periodos horarios en los que el Permisionario genera y consume energía eléctrica.

En el Caso 1, identificado como B-I (el autoabastecedor genera en Base y consume en Intermedia), el Permisionario genera 10 kWh en el periodo base, mismos que el Suministrador recibe y vende a otros clientes en base sin incurrir en los CTCP en base, el Suministrador tiene un ingreso de \$8.67 por la venta de la energía eléctrica.

Un tiempo después, el Permisionario consume en el periodo intermedio, por lo que solicita al Suministrador la fracción de energía que le corresponde, en este caso 8.89 kWh⁴⁴, en el periodo

⁴³ Cuando el Autoabastecedor genera y consume en el mismo periodo horario (Base – Base, Intermedio – Intermedio y Punta – Punta)

⁴⁴ Cantidad resultante de aplicar la metodología descrita en el Contrato de Interconexión

intermedio, por lo que el Suministrador incurre en los CTCP's en intermedio de \$12.05, sin recibir ingreso por tarifas.

En el balance de ingresos y egresos de ese par de transacciones, el impacto neto al Suministrador fue de -\$3.38, que se interpretan como una pérdida para el Suministrador.

De las distintas combinaciones en que el Permisionario genera en alguno de los periodos (base, intermedia o punta) y consume a corto plazo en un periodo diferente, se puede destacar que únicamente las combinaciones en que el consumo resulte en el periodo intermedio (habiendo el Permisionario generado en base o punta), arrojan pérdidas para el Suministrador.

Sin embargo, los resultados anteriores pueden presentar perfiles distintos por las variaciones temporales que existen en los CTCP's y en las tarifas. A continuación se presentan los resultados derivados del análisis considerando los CTCP's y las tarifas correspondientes al mes de julio de 2011 (Tabla 5.4).

Tabla 5.4 Permisionario genera y consume 10 kWh en nodo Sureste, Julio 2011

AUT Genera y Consume en nodo Sureste

		AUT	AUT	CFE			AUT			
				Recibe			Entrega			
Caso	Genera	Consumo	Energía kWh	Tarifas	Ingresos	Energía kWh	Costo	Egresos	Neto	
1	B-I	Base	Intermedia	10	\$ 0.9761	\$ 9.76	8.89	\$ 1.1139	\$ 9.90	-\$0.1408
2	B-P	Base	Punta	10	\$ 0.9761	\$ 9.76	5.97	\$ 1.2775	\$ 7.63	\$2.1291
3	I-B	Intermedia	Base	10	\$ 1.0981	\$ 10.98	11.25	\$ 0.8758	\$ 9.85	\$1.1285
4	I-P	Intermedia	Punta	10	\$ 1.0981	\$ 10.98	6.72	\$ 1.2775	\$ 8.59	\$2.3952
5	P-B	Punta	Base	10	\$ 1.6339	\$ 16.34	16.74	\$ 0.8758	\$ 14.66	\$1.6792
6	P-I	Punta	Intermedia	10	\$ 1.6339	\$ 16.34	14.88	\$ 1.1139	\$ 16.57	-\$0.2358

Fuente: El autor a partir de datos [<http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx>, <http://www.cfe.gob.mx/proveedores/controlydespachodeenergia/> y CRE, 2010 (1)]

El Suministrador registra una ganancia de \$3.11 cuando la compensación de 10 kWh se realiza en el periodo Punta – Base (5) en marzo, como se muestra en la Tabla 5.3, pero en el mes de julio la ganancia en la compensación entre estos periodos horarios se reduce a \$1.68. En las compensaciones Base – Punta (2), el Suministrador ganaba \$0.40 en el mes de marzo, cifra que aumenta en el mes de julio a \$2.13.

En las compensaciones Base – Intermedia y Punta – Intermedia, en marzo el Suministrador pierde los montos de \$3.39 y \$5.93 respectivamente, estas pérdidas se reducen en el mes de julio a \$0.14 para compensaciones Base – Intermedia y \$0.23 para Punta – Intermedia.

5.2 Centro de consumo y central generadora en nodos diferentes

En general, se sabe que el recurso renovable no necesariamente se encuentra en el sitio donde se demanda la energía eléctrica, situación que se tiene contemplada en la legislación que regula a las empresas interesadas en generar energía eléctrica para consumo propio. La ley,⁴⁵ les permite hacer uso de la red de transmisión del Suministrador, para que la central generadora entregue la energía eléctrica en un nodo y pueda retirar energía demandada en el centro de consumo ubicado en un nodo diferente.

A lo largo del Río Grijalva, se encuentra instalado el complejo hidroeléctrico más grande de nuestro país, mismo que se interconecta en el nodo Sureste. Ante el desarrollo que han presentado las centrales eoloeléctricas, también interconectadas en el nodo Sureste; en 2006, el Suministrador declaró que la infraestructura existente no era suficiente para recibir y proporcionar el servicio de transmisión para proyectos de autoabastecimiento ubicados en la región del Istmo de Tehuantepec. A pesar de la construcción de una línea de transmisión, que refuerza la red troncal del SIN en el Sureste⁴⁶, no es posible incorporar mayor capacidad de generación adicional en esa región debido a que la capacidad de transmisión está totalmente comprometida a proyectos eólicos.⁴⁷

El desarrollo de los siguientes escenarios, se hace suponiendo que existe una saturación en las líneas de transmisión existentes en el nodo Sureste. Por lo que en el siguiente análisis se asume que cuando es necesario hacer compensaciones del banco de energía, el Suministrador genera la energía eléctrica en el mismo nodo en el que se demanda dicho monto de energía. Los casos en que las compensaciones son para consumo en el nodo Sureste son las que se analizan en la sección 5.1.2.

⁴⁵ LSPEE, 2011.

⁴⁶ Construida en respuesta a la convocatoria de Temporada Abierta (2006) y Nueva Temporada Abierta (2008).

⁴⁷ CFE, 2008.

Tabla 5.5 Costos Totales de Corto Plazo en nodos Sureste, Anáhuac y Yucatán

Periodo horario	Marzo 2011			Julio 2011		
	Sureste	Anáhuac	Yucatán	Sureste	Anáhuac	Yucatán
	CTCP [\$ / kWh]			CTCP [\$ / kWh]		
Base	\$0.6889	\$0.6091	\$0.7177	\$0.8758	\$0.7233	\$0.9211
Intermedia	\$1.3561	\$1.3180	\$1.4589	\$1.1139	\$1.0526	\$1.1812
Punta	\$1.4480	\$1.3994	\$1.5147	\$1.2775	\$1.1859	\$1.3458

Fuente: El autor a partir de datos [<http://www.cfe.gob.mx/proveedores/controlydespachodeenergia/>]

Se seleccionaron dos nodos con el fin de contrastar el impacto en la recuperación de los CTCP's, se eligió el nodo Anáhuac, con los CTCP's más bajos que los del nodo Sureste; y el nodo Yucatán que presenta los CTCP's más altos que los asociados al nodo Sureste, comportamiento que se repite para los meses de marzo y julio de 2011 (Tabla 5.5).

5.2.1 Caso de generación en Nodo Sureste y compensación en Nodo Anáhuac

En la Tabla 5.6, se muestran nueve casos en los que se hace uso el banco de energía. Se definieron nueve casos en los que se aplica el banco de energía considerando los periodos horarios en los que la energía es generada y consumida.

En el escenario anterior 5.1.2, el centro de consumo y la central generadora se encuentran en el nodo Sureste (Tabla 5.3 y Tabla 5.4) se muestran seis casos diferentes, a diferencia de los nueve casos diferentes que se exponen en la Tabla 5.6. La razón de lo anterior es que en la sección 5.1.2, las entregas y los retiros de energía que realiza el Permisionario en el mismo día se realizan en el mismo nodo; así cuando el Suministrador compensa energía en el mismo periodo, los costos evitados y los costos incurridos resultan iguales. En los casos mostrados a continuación no son iguales debido a que los nodos involucrados (en el que se genera y en el que se consume) tienen CTCP's diferentes.

Tabla 5.6 Permisionario genera 10 kWh en nodo Sureste y consume en nodo Anáhuac, Marzo 2011

AUT Genera en nodo Sureste y Consume en nodo Anáhuac

		AUT	AUT	AUT	AUT					
		CFE								
		Recibe					Entrega			
Caso	Genera	Consumo	Energía kWh	Tarifas	Ingresos	Energía kWh	Costo	Egresos	Neto	
1	B-B	Base	Base	10	\$ 0.8667	\$ 8.67	10.00	\$ 0.6091	\$ 6.09	\$2.5763
2	B-I	Base	Intermedia	10	\$ 0.8667	\$ 8.67	8.89	\$ 1.3180	\$ 11.71	-\$3.0474
3	B-P	Base	Punta	10	\$ 0.8667	\$ 8.67	5.71	\$ 1.3994	\$ 7.99	\$0.6773
4	I-B	Intermedia	Base	10	\$ 0.9751	\$ 9.75	11.25	\$ 0.6091	\$ 6.85	\$2.8985
5	I-I	Intermedia	Intermedia	10	\$ 0.9751	\$ 9.75	10.00	\$ 1.3180	\$ 13.18	-\$3.4285
6	I-P	Intermedia	Punta	10	\$ 0.9751	\$ 9.75	6.42	\$ 1.3994	\$ 8.99	\$0.7620
7	P-B	Punta	Base	10	\$ 1.5180	\$ 15.18	17.51	\$ 0.6091	\$ 10.67	\$4.5123
8	P-I	Punta	Intermedia	10	\$ 1.5180	\$ 15.18	15.57	\$ 1.3180	\$ 20.52	-\$5.3374
9	P-P	Punta	Punta	10	\$ 1.5180	\$ 15.18	10.00	\$ 1.3994	\$ 13.99	\$1.1862

Fuente: El autor a partir de datos [<http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx>, <http://www.cfe.gob.mx/proveedores/controlydespachodeenergia/> y CRE, 2010 (1)]

El Caso 1, B-B (el Permisionario genera en Base en el nodo Sureste y consume en Base en el Nodo Anáhuac), el autoabastecedor genera en el nodo Sureste, 10 kWh en el periodo base. Esta energía es recibida por el Suministrador y es vendida a otros clientes del nodo Sureste a las tarifas del SIN. El Suministrador tiene un ingreso de \$8.67 por la venta 10 kWh, pero no incurre en los CTCP asociados al nodo Sureste en el periodo base.

Posteriormente, en el nodo Anáhuac, en el centro de consumo retira del banco de energía los 10 kWh⁴⁸ depositados en el nodo Sureste, esta energía la debe generar el Suministrador, por lo que incurre en los CTCP's asociados al nodo Anáhuac de \$6.09 y no recibe ingresos por la venta de esta energía generada.

En el balance de ingresos y egresos de estas transacciones, el impacto neto al Suministrador fue de \$2.58, interpretados como una ganancia.

⁴⁸ En este caso los kWh guardados en el banco de energía son iguales a los kWh retirados, ya que las compensaciones se hacen en base a las tarifas del SIN y no a los CTCP del Suministrador.

En los resultados mostrados en la Tabla 5.6, se pueden apreciar los impactos al Suministrador, cuando realiza compensaciones de 10 kWh.

En marzo 2011, se destacan los casos en los que el Suministrador compensa energía al Permisionario en el periodo horario intermedio, ya que al Suministrador tiene pérdidas. En el Caso 2 B-I: el Permisionario genera en base y consume en intermedia, el Suministrador pierde \$3.05; en el Caso 5 I-I: el autoabastecedor genera en intermedia y consume en intermedia, el Suministrador pierde \$3.43; y en el Caso 8 P-I: el Permisionario genera en punta y consume en intermedia, el Suministrador pierde \$5.34, siendo este el caso en el que Suministrador pierde la mayor cantidad de ingresos.

Comparando con los valores de referencia, mostrados en la Tabla 5.1 (Sección 5.1.1), en el caso en que se genera y se compensa en el periodo base (B-B, Tabla 5.6), el Suministrador tiene un ingreso neto de \$2.58. En tanto que en el escenario de referencia (Tabla 5.1, periodo base) el Suministrador tiene un ingreso de \$1.78, esta compensación es favorable para el Suministrador en \$0.80.

Las compensaciones realizadas en el periodo intermedio (Tabla 5.6, I-I), el Suministrador tiene una pérdida neta de \$3.43, valor que resulta menor a la pérdida de referencia (mostrada en la Tabla 5.1, periodo intermedio) de \$3.81, por lo que el Suministrador se ahorra aproximadamente \$0.38.

El Suministrador presenta una ganancia neta de \$1.19 cuando las compensaciones son realizadas en el periodo punta (Tabla 5.6, P-P), que comparado con el valor de referencia de \$0.70 (Tabla 5.1, periodo punta), reporta una ganancia mayor de \$0.48.

Dado que entre cada mes existen variaciones de las tarifas y de los CTCP en los nodos analizados. En la Tabla 5.7, se muestran los resultados con los datos correspondientes a julio de 2011.

Tabla 5.7 Permisionario genera 10 kWh en nodo Sureste y consume en nodo Anáhuac, Julio 2011

AUT Genera en nodo Sureste y Consume en nodo Anáhuac

		AUT	AUT	AUT	CFE					
					Recibe			Entrega		
Caso	Genera	Consumo	Energía kWh	Tarifas	Ingresos	Energía kWh	Costo	Egresos	Neto	
1	B-B	Base	Base	10	\$ 0.9761	\$ 9.76	10.00	\$ 0.7233	\$ 7.23	\$2.5280
2	B-I	Base	Intermedia	10	\$ 0.9761	\$ 9.76	8.89	\$ 1.0526	\$ 9.36	\$0.4046
3	B-P	Base	Punta	10	\$ 0.9761	\$ 9.76	5.97	\$ 1.1859	\$ 7.08	\$2.6765
4	I-B	Intermedia	Base	10	\$ 1.0981	\$ 10.98	11.25	\$ 0.7233	\$ 8.14	\$2.8440
5	I-I	Intermedia	Intermedia	10	\$ 1.0981	\$ 10.98	10.00	\$ 1.0526	\$ 10.53	\$0.4552
6	I-P	Intermedia	Punta	10	\$ 1.0981	\$ 10.98	6.72	\$ 1.1859	\$ 7.97	\$3.0110
7	P-B	Punta	Base	10	\$ 1.6339	\$ 16.34	16.74	\$ 0.7233	\$ 12.11	\$4.2317
8	P-I	Punta	Intermedia	10	\$ 1.6339	\$ 16.34	14.88	\$ 1.0526	\$ 15.66	\$0.6773
9	P-P	Punta	Punta	10	\$ 1.6339	\$ 16.34	10.00	\$ 1.1859	\$ 11.86	\$4.4802

Fuente: El autor a partir de datos [<http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx>, <http://www.cfe.gob.mx/proveedores/controlydespachodeenergia/> y CRE, 2010 (1)]

En el Caso 1 B-B, el Permisionario genera 10 kWh en el nodo Sureste en el periodo base, la energía es entregada al Suministrador. El Suministrador vende la energía a otros clientes al precio fijado por las tarifas en el periodo horario base, recibiendo un ingreso de \$9.76 y evitando los costos asociados al nodo Sureste en el periodo base.

El centro de consumo, retira 10 kWh en el nodo Anáhuac en el periodo base, que previamente fueron depositados en el nodo Sureste. Esta energía la debe generar el Suministrador en el nodo Anáhuac, por lo que incurre en los costos asociados al nodo Anáhuac de \$7.23.

El balance de ingresos y egresos en esta transacción, tiene como resultado una ganancia neta de \$2.53 por cada 10 kWh compensados en el periodo base.

Debido a que existe un aumento en las tarifas del SIN para los tres periodos horarios y en los CTCP's de Sureste y Anáhuac hubo un aumento en los montos para el periodo base y una disminución en los periodos intermedio y punta. En el mes de julio de 2011, el Suministrador no ve ninguna pérdida en el proceso de compensaciones de energía al Permisionario.

Comparando con los valores de referencia, mostrados en la Tabla 5.2 (Sección 5.1.1), en el caso en que se genera y se compensa en el periodo base (B-B, Tabla 5.7), el Suministrador tiene un ingreso neto de \$2.53. En tanto que en el escenario de referencia (Tabla 5.2, periodo base) el Suministrador tiene un ingreso de \$1.00, esta compensación es favorable para el Suministrador en \$1.53.

El ingreso neto que resulta de las compensaciones realizadas en el periodo intermedio es de \$0.45 (Tabla 5.7, I-I), valor que resulta alto si es comparado con la referencia que suponía una pérdida de \$0.16 (Tabla 5.2, periodo intermedio), el Suministrador ve una ganancia de \$0.61.

Para la compensación realizada en el periodo punta el Suministrador obtiene un ingreso neto de \$4.48 (Tabla 5.7, P-P) y el valor de referencia era un ingreso de \$3.56 (Tabla 5.2, periodo punta), el Suministrador ve una ganancia de \$0.92 por cada 10 kWh compensados.

En general, cuando el Permisionario genera energía eléctrica en el nodo Sureste y su centro de consumo se encuentra en el nodo Anáhuac, es un escenario favorable para el Suministrador al momento de realizar compensaciones tanto en los horarios base, intermedio y punta.

5.2.2 Caso de generación en Nodo Sureste y compensación en Nodo Yucatán

El nodo Yucatán se caracteriza por tener los costos CTCP más altos si son comparados con los que se presentan en el nodo Sureste, en la Tabla 5.5 se puede apreciar que para los meses de marzo y julio de 2011 este comportamiento se repite.

En la Tabla 5.8, se muestran los impactos al Suministrador debidos a las compensaciones de energía al Permisionario basadas en las tarifas del SIN y contrastadas con los CTCP's, en el mes de marzo de 2011, para el nodo Yucatán.

Tabla 5.8 Permisionario genera 10 kWh en nodo Sureste y consume en nodo Yucatán, Marzo 2011

AUT Genera en nodo Sureste y Consume en nodo Yucatán

Caso	AUT		CFE			AUT			Neto	
	Genera	Consumo	Recibe			Entrega				
			Energía kWh	Tarifas	Ingresos	Energía kWh	Costo	Egresos		
1	B-B	Base	Base	10	\$ 0.8667	\$ 8.67	10.00	\$ 0.7177	\$ 7.18	\$1.4903
2	B-I	Base	Intermedia	10	\$ 0.8667	\$ 8.67	8.89	\$ 1.4589	\$ 12.97	-\$4.3001
3	B-P	Base	Punta	10	\$ 0.8667	\$ 8.67	5.71	\$ 1.5147	\$ 8.65	\$0.0190
4	I-B	Intermedia	Base	10	\$ 0.9751	\$ 9.75	11.25	\$ 0.7177	\$ 8.07	\$1.6767
5	I-I	Intermedia	Intermedia	10	\$ 0.9751	\$ 9.75	10.00	\$ 1.4589	\$ 14.59	-\$4.8379
6	I-P	Intermedia	Punta	10	\$ 0.9751	\$ 9.75	6.42	\$ 1.5147	\$ 9.73	\$0.0213
7	P-B	Punta	Base	10	\$ 1.5180	\$ 15.18	17.51	\$ 0.7177	\$ 12.57	\$2.6102
8	P-I	Punta	Intermedia	10	\$ 1.5180	\$ 15.18	15.57	\$ 1.4589	\$ 22.71	-\$7.5315
9	P-P	Punta	Punta	10	\$ 1.5180	\$ 15.18	10.00	\$ 1.5147	\$ 15.15	\$0.0332

Fuente: El autor a partir de datos [<http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx>, <http://www.cfe.gob.mx/proveedores/controlydespachodeenergia/> y CRE, 2010 (1)]

En el Caso 1 B-B, el Permisionario genera 10 kWh en el nodo Sureste en el periodo base. Esta energía es recibida por el Suministrador y vendida a otros clientes, por lo que el Suministrador recibe el monto de \$8.67, basados en el precio que se fija por medio de las tarifas del SIN, esto sin incurrir en costos asociados al nodo Sureste en el periodo base.

En el nodo Yucatán, el centro de consumo retira 10 kWh del banco de energía que fueron previamente depositados en el nodo Sureste, esta energía es generada por el Suministrador provocándole unos egresos de \$7.18 y no recibe ingresos por la venta de esta energía.

En el balance de ingresos y egresos de esta transacción, el impacto neto al Suministrador fue una ganancia de \$1.49.

En los resultados mostrados en la Tabla 5.8, se exponen las compensaciones realizadas por el Suministrador y los impactos sobre los ingresos y egresos y el balance neto que impacta al Suministrador. Los casos en los que se recibe energía del Permisionario en los tres periodos (base, intermedio y punta) y se compensa en intermedia presentan las siguientes pérdidas para el

Suministrador; en el Caso B-I de \$4.30, en el Caso I-I de \$4.84 y en el Caso P-I de \$7.53, siendo ésta la mayor pérdida presentada, según los datos del mes de marzo.

En el Caso 1 B-B, en que se genera y se compensa en el periodo base, se tiene un ingreso neto de \$1.49 (Tabla 5.8). En el escenario de referencia (Tabla 5.1, periodo base) el Suministrador tiene un ingreso de \$1.78, esta compensación es desfavorable para el Suministrador ya que pierde \$0.29.

Las compensaciones realizadas en el periodo intermedio (Tabla 5.8, I-I), el Suministrador tiene una pérdida neta de \$4.84, valor que resulta mayor a la pérdida de referencia (mostrada en la Tabla 5.1, periodo intermedio) de \$3.81, por lo que el Suministrador pierde \$1.03 al realizar la compensación.

El Suministrador presenta una ganancia neta de \$0.03 cuando las compensaciones son realizadas en el periodo punta (Tabla 5.8, P-P), que comparado con el valor de referencia de \$0.70 (Tabla 5.1, periodo punta), reporta una ganancia menor de \$0.67.

Tabla 5.9 Permisionario genera 10 kWh en nodo Sureste y consume en nodo Yucatán, Julio 2011

AUT Genera en nodo Sureste y Consume en nodo Yucatán										
Caso	Genera	Consumo	CFE							Neto
			Recibe			Entrega				
			Energía kWh	Tarifas	Ingresos	Energía kWh	Costo	Egresos		
1	B-B	Base	Base	10	\$ 0.9761	\$ 9.76	10.00	\$ 0.9211	\$ 9.21	\$0.5504
2	B-I	Base	Intermedia	10	\$ 0.9761	\$ 9.76	8.89	\$ 1.1812	\$ 10.50	-\$0.7391
3	B-P	Base	Punta	10	\$ 0.9761	\$ 9.76	5.97	\$ 1.3458	\$ 8.04	\$1.7214
4	I-B	Intermedia	Base	10	\$ 1.0981	\$ 10.98	11.25	\$ 0.9211	\$ 10.36	\$0.6192
5	I-I	Intermedia	Intermedia	10	\$ 1.0981	\$ 10.98	10.00	\$ 1.1812	\$ 11.81	-\$0.8315
6	I-P	Intermedia	Punta	10	\$ 1.0981	\$ 10.98	6.72	\$ 1.3458	\$ 9.04	\$1.9365
7	P-B	Punta	Base	10	\$ 1.6339	\$ 16.34	16.74	\$ 0.9211	\$ 15.42	\$0.9213
8	P-I	Punta	Intermedia	10	\$ 1.6339	\$ 16.34	14.88	\$ 1.1812	\$ 17.58	-\$1.2372
9	P-P	Punta	Punta	10	\$ 1.6339	\$ 16.34	10.00	\$ 1.3458	\$ 13.46	\$2.8814

Fuente: El autor a partir de datos [<http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx>, <http://www.cfe.gob.mx/proveedores/controlydespachodeenergia/> y CRE, 2010 (1)]

Dado que entre cada mes existen variaciones de las tarifas y de los CTCP en los nodos analizados. En la Tabla 5.9, se muestran los resultados obtenidos con los datos del nodo Yucatán correspondientes a julio de 2011.

En el Caso 1 B-B, el Permisionario genera 10 kWh en el nodo Sureste en el periodo base, la energía es entregada al Suministrador. El Suministrador vende la energía a otros clientes al precio fijado por las tarifas en el periodo horario base, recibiendo un ingreso de \$9.76 y evitando los costos asociados al nodo Sureste en el periodo base.

El centro de consumo, retira 10 kWh en el nodo Yucatán en el periodo base, que previamente fueron depositados en el nodo Sureste. Esta energía la debe generar el Suministrador en el nodo Yucatán, por lo que incurre en los costos asociados al nodo Yucatán de \$9.21.

El balance de ingresos y egresos en esta transacción, tiene como resultado una ganancia neta de \$0.55 por cada 10 kWh compensados en el periodo base.

Debido a que existe un aumento en las tarifas del SIN para los tres periodos horarios, en los CTCP's de Sureste y Yucatán hubo un aumento en los montos para el periodo base y una disminución en los periodos intermedio y punta, en el mes de julio de 2011, el Suministrador ve pérdidas adicionales cuando realiza el proceso de compensaciones de energía al Permisionario en el periodo intermedio.

En los casos: 2 B-I, 5 I-I y 8 P-I, se presentan las siguientes pérdidas: \$0.74, \$0.83 y \$1.24 respectivamente, que corresponden a la compensación de 10 kWh en el nodo Yucatán para el mes de julio de 2011. Al comparar los resultados obtenidos en la Tabla 5.9, con los valores de referencia mostrados en la Tabla 5.2, en el caso en que la generación y la compensación son en el periodo base, el Suministrador tiene un ingreso neto de \$0.55, este ingreso resulta menor al ingreso del valor de referencia de \$1.00, por lo que esta compensación le resulta desfavorable al Suministrador en \$0.45 por cada 10 kWh de energía.

El ingreso neto que resulta de las compensaciones realizadas en el periodo intermedio es de -\$0.83 que representa una pérdida para el Suministrador (Tabla 5.9, I-I), valor que resulta alto si es comparado con la referencia que suponía una pérdida de \$0.16 (Tabla 5.2, periodo intermedio), el Suministrador ve una pérdida adicional de \$0.67.

Para la compensación realizada en el periodo punta el Suministrador obtiene un ingreso neto de \$2.88 (Tabla 5.9, P-P) y el valor de referencia era un ingreso de \$3.56 (Tabla 5.2, periodo punta), el Suministrador ve una pérdida de \$0.68 por cada kWh compensado.

En general, el caso en el que el Permisionario genera energía eléctrica en el nodo Sureste y su centro de consumo se encuentra en el nodo Yucatán, es un escenario poco favorable para el Suministrador al momento de realizar compensaciones tanto en los horarios base, intermedio y punta.

5.3 Comparación de resultados para compensación en el Nodo Anáhuac y en el Nodo Yucatán

Al realizar las simulaciones de las compensaciones tanto en el nodo Anáhuac, como en el nodo Yucatán, encontramos diferentes impactos al Suministrador. En esta sección mostraremos los impactos que experimenta el Suministrador dependiendo de los diferentes comportamientos en la variación de las tarifas y los costos en los que incurre el Suministrador al poner en marcha la planta marginal del nodo en el que compensa la energía al Permisionario.

En la Tabla 5.10, se contrastan los resultados obtenidos de los impactos al Suministrador ante la existencia del banco de energía, para los dos nodos analizados: el nodo Anáhuac y el Nodo Yucatán, en marzo de 2011.

Tabla 5.10 Impactos al Suministrador en los nodos Anáhuac y Yucatán, Marzo 2011

		Marzo 2011		
Caso		Compensaciones de 10 kWh		Impactos al Suministrador
		Anáhuac	Yucatán	
1	B-B	\$2.5763	\$1.4903	-\$1.0860
2	B-I	-\$3.0474	-\$4.3001	-\$1.2527
3	B-P	\$0.6773	\$0.0190	-\$0.6583
4	I-B	\$2.8985	\$1.6767	-\$1.2218
5	I-I	-\$3.4285	-\$4.8379	-\$1.4094
6	I-P	\$0.7620	\$0.0213	-\$0.7407
7	P-B	\$4.5123	\$2.6102	-\$1.9021
8	P-I	-\$5.3374	-\$7.5315	-\$2.1941
9	P-P	\$1.1862	\$0.0332	-\$1.1530

Fuente: El autor a partir de datos [Tabla 5.6] y [Tabla 5.8]

En el Caso 1, donde el Permisionario genera en Base y el Suministrador le compensa energía en periodo Base al centro de consumo ubicado en el nodo Anáhuac (B-B), el Suministrador ve un ingreso de \$2.58. Si la compensación de energía es en el mismo periodo horario (base) pero el

centro de consumo está ubicado en el nodo Yucatán, el Suministrador únicamente tiene un ingreso de \$1.49. Por lo que el Suministrador tiene una pérdida de \$1.09.

En marzo 2011, el monto mayor por pérdidas se presenta en el Caso 8 (P-I, el Permisionario genera en el periodo Punta y el Suministrador compensa en periodo Intermedio, ya sea en el nodo Anáhuac o en el nodo Yucatán), donde al compensar en el nodo Anáhuac se tiene una pérdida de \$5.34, mientras que para el nodo Yucatán la pérdida se incrementa a \$7.53 por cada 10 kWh compensados.

Los impactos al Suministrador ante la existencia del banco de energía, correspondientes al mes de julio de 2011, se muestran en la Tabla 5.11.

Tabla 5.11 Impactos al Suministrador en los nodos Anáhuac y Yucatán, Julio 2011

Julio 2011				
Caso		Compensaciones de 10 kWh		Impactos al Suministrador
		Anáhuac	Yucatán	
1	B-B	\$2.5280	\$0.5504	-\$1.9776
2	B-I	\$0.4046	-\$0.7391	-\$1.1437
3	B-P	\$2.6765	\$1.7214	-\$0.9551
4	I-B	\$2.8440	\$0.6192	-\$2.2248
5	I-I	\$0.4552	-\$0.8315	-\$1.2867
6	I-P	\$3.0110	\$1.9365	-\$1.0745
7	P-B	\$4.2317	\$0.9213	-\$3.3104
8	P-I	\$0.6773	-\$1.2372	-\$1.9145
9	P-P	\$4.4802	\$2.8814	-\$1.5988

Fuente: El autor a partir de datos [Tabla 5.7] y [Tabla 5.9]

Si el Permisionario genera en el periodo horario Base y el Suministrador le compensa en el mismo periodo horario y el centro de consumo se encuentra ubicado en el nodo Anáhuac, el Suministrador obtiene un ingreso de \$2.53, en tanto que si el punto de carga está ubicado en el nodo Yucatán, este ingreso se reduce a \$0.55. El Suministrador pierde la cantidad de \$1.98 por cada 10 kWh compensados.

El monto mayor por pérdidas se presenta en el Caso 6 (P-B, el Permisionario genera en el periodo horario punta y el Suministrador compensa en el periodo Base, tanto en el nodo Anáhuac o en el nodo Yucatán). Si el Suministrador compensa en el nodo Anáhuac tiene un ingreso de \$4.23, cifra

que es reducida si la compensación se realiza en el nodo Yucatán donde el ingreso se reduce a \$0.92.

Los resultados muestran que Yucatán es un nodo en el que las compensaciones de energía no resultan favorables para el Suministrador, no así el nodo Anáhuac que tiene menores pérdidas. Lo anterior se debe principalmente a que los impactos del Suministrador están medidos en función de los costos totales de corto plazo que, como se muestra en la Tabla 5.5, siempre resultan menores en el nodo Anáhuac, si los CTCP's son comparados con los montos del nodo Sureste y con los montos del nodo Yucatán.

5.4 Venta directa al Suministrador

La aplicación del banco de energía dependerá básicamente del perfil de generación de la central generadora⁴⁹. Si el consumidor tiene un perfil de consumo con una cantidad de energía menor a la que genera el parque eólico, después de cada periodo mensual existirá un excedente de energía que puede ser utilizado para suministrar energía en un mes posterior.

El marco regulatorio⁵⁰ permite almacenar esa energía en un máximo de doce meses estableciendo que al final del periodo se puede vender bajo la siguiente condición:

$$PES_m = \sum_{mgen=1}^{12} \sum_{np=1}^3 ES_{mgen}^t \cdot 0.85 \cdot CTCP_{mgen}^t \quad (5-1)$$

Dónde:

PES_m Es el Pago por Energía Sobrante en el mes de facturación ' m '

ES_{mgen}^t Es la Energía Sobrante en el periodo horario ' t ', para el mes de generación ' $mgen$ '

$CTCP_{mgen}^t$ Es el Costo Total de Corto Plazo promedio de la región correspondiente para el periodo horario ' t ' del mes ' $mgen$ '

⁴⁹ Parque eólico

⁵⁰ Clausula Decima Quinta, XV.3, i). Contrato de interconexión para centrales de generación de energía eléctrica con energía renovable o cogeneración eficiente.

⁵¹ Esta expresión se refleja exactamente como está publicada en el Contrato, sin embargo se hace notar que desde el punto de vista algebraico existe una incongruencia de notación y aquí se interpreta que el número de periodos np es igual a los periodos horarios t ; $np = t$

mgen Mes en que se generó la Energía Sobrante

np Numero de Periodos Horarios considerados en la región tarifaria que corresponda

De manera que la compensación por venta directa al Suministrador únicamente toma en cuenta los CTCP's según el periodo horario y el mes en el que se genera la energía.

En el ejercicio siguiente se intenta evaluar el impacto sobre el Suministrador de esa modalidad invocando CTCP's a nivel nodal, debido a que el contrato no especifica el criterio para obtener los costos promedios a nivel regional.

En estos casos de análisis no existen cruzamiento entre los periodos horarios y los nodos, por lo que se hace una comparación directa entre los precios de las tarifas y el 85% de los CTCP's, en este caso los correspondientes al Nodo Sureste, que es donde se ubica el parque eólico.

Tabla 5.12 Venta directa al Suministrador, Marzo 2011

Marzo 2011				
Sureste				
CFE				
Periodo horario	Costos		Ingresos	Neto
	CTCP	85% CTCP	Tarifas	
Base	\$0.6889	\$0.5856	\$0.8667	\$0.2811
Intermedio	\$1.3561	\$1.1527	\$0.9751	-\$0.1776
Punta	\$1.4480	\$1.2308	\$1.5180	\$0.2872

Los valores expresados en \$ representan el monto por cada unidad de energía, es decir \$/kWh.

Fuente: El autor a partir de datos [<http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx> y <http://www.cfe.gob.mx/proveedores/controlydespachodeenergia/>]

Como se puede apreciar en la Tabla 5.12, cuando se venden los excedentes de energía de manera directa al Suministrador al 85% de los CTCP's, el ingreso neto del Suministrador aumenta si lo comparamos con los valores de referencia de la Tabla 5.1.

En el primer caso, el Permisionario genera energía en el periodo horario base, esta energía que no es consumida por el autoabastecedor, CFE la recibe y la vende a otros consumidores, por lo que recibe el monto de las tarifas. Posteriormente, el Suministrador debe pagar al Permisionario el monto de la energía que al 85% de los costos totales de corto plazo, lo que provoca un aumento en los ingresos del Suministrador.

Si el Suministrador compensa energía en el periodo base, en el escenario de referencia CFE únicamente ganaba \$0.18 por cada kWh vendido, en las compensaciones por venta directa el Suministrador tendría un ingreso neto de \$0.28 por un kWh facturado.

En las compensaciones realizadas en el periodo horario punta, en el escenario de referencia (Tabla 5.1) el Suministrador tiene un ingreso neto de \$0.07, cifra que aumenta si el Permisionario decide hacer compensaciones por venta directa al Suministrador, cuyo ingreso para el Suministrador aumenta a \$0.29.

En el caso del periodo horario intermedio en el escenario de referencia el Suministrador ve una pérdida de \$0.38, en la Tabla 5.12 esta pérdida se reduce a \$0.18.

Debido a las variaciones que existen en las tarifas y en los costos totales de corto plazo que ve el Suministrador para obtener sus balances. En el mes de Julio, el Suministrador obtiene ingresos superiores a los valores de referencia mostrados en la Tabla 5.2.

Tabla 5.13 Venta directa al Suministrador, Julio 2011

Julio 2011				
Sureste				
CFE				
Periodo horario	Costos		Ingresos	Neto
	CTCP	85% CTCP	Tarifas	
Base	\$0.8758	\$0.7444	\$0.9761	\$0.2317
Intermedio	\$1.1139	\$0.9468	\$1.0981	\$0.1513
Punta	\$1.2775	\$1.0859	\$1.6339	\$0.5480

Los valores expresados en \$ representan el monto por cada unidad de energía, es decir \$/kWh.

Fuente: El autor a partir de datos <http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx> y <http://www.cfe.gob.mx/proveedores/controlydespachodeenergia/>

El valor de referencia para el periodo horario es de \$0.10, cuando se realizan compensaciones de venta directa al Suministrador, la cifra aumenta a \$0.23. Lo mismo sucede en el periodo horario punta, donde el aumento va desde \$0.36 hasta \$0.55.

El caso que le reporta las ganancias mayores al Suministrador es cuando la compensación se realiza en el periodo horario intermedio, ya que en la compensación por venta directa a CFE, se

tiene un ingreso de \$0.15, mientras que en el escenario de referencia se tenía una pérdida de \$0.01.

En lo casos analizados en esta sección, se tienen escenarios beneficios para el Suministrador, ya que aumentan sus ingresos netos, con respecto de los escenarios de referencia estudiados en la sección 5.1.1.

5.5 Graficas del Recurso Eólico en el Istmo de Tehuantepec

En las secciones 5.1.2 y 5.2, se detectó, que todas las compensaciones que se realizan cuando el Permisionario genera en el periodo horario base y punta, y el Suministrador le compensa energía en el periodo intermedio, se reflejan pérdidas para CFE.

Si el recurso eólico en la región donde se encuentra instalada la planta generadora, tiene un perfil distribuido entre los periodos base o pico, el Suministrador estaría compensando en el periodo intermedio la mayor parte de las veces. Sin embargo, en la Figura 5.2, se pueden observar las gráficas de disponibilidad del recurso eólico en Salina Cruz.

Para la tarifa HS-L, tomada como referencia para los cálculos realizados a lo largo de este capítulo tenemos unas ventanas amplias que definen el periodo intermedio.

Estas ventanas, cambian según la estación del año, de manera general para los meses de febrero y marzo, el periodo intermedio está definido entre los siguientes horarios: de 6:00 a 19:00 horas y de 22:00 a 24:00 horas. En la Figura 5.2, se observa que para los meses febrero y marzo, los periodos en los que existe mayor recurso eólico están en las ventanas de horario del periodo intermedio, por lo que la probabilidad de que exista energía excedente en el periodo base y punta se reduce, teniendo una mayor probabilidad de que las compensaciones ocurran del periodo intermedio a los periodos base o punta.

De manera semejante ocurre con los meses de abril a julio, donde los horarios para el periodo intermedio están definidos de la siguiente forma: de 0:00 a 1:00, de 6:00 a 20:00 y de 22:00 a 24:00 horas. En la Figura 5.2, se muestra que para los meses de abril, mayo, junio y julio, los periodos de mayor velocidad del viento se presentan dentro de la ventana definida para el periodo intermedio.

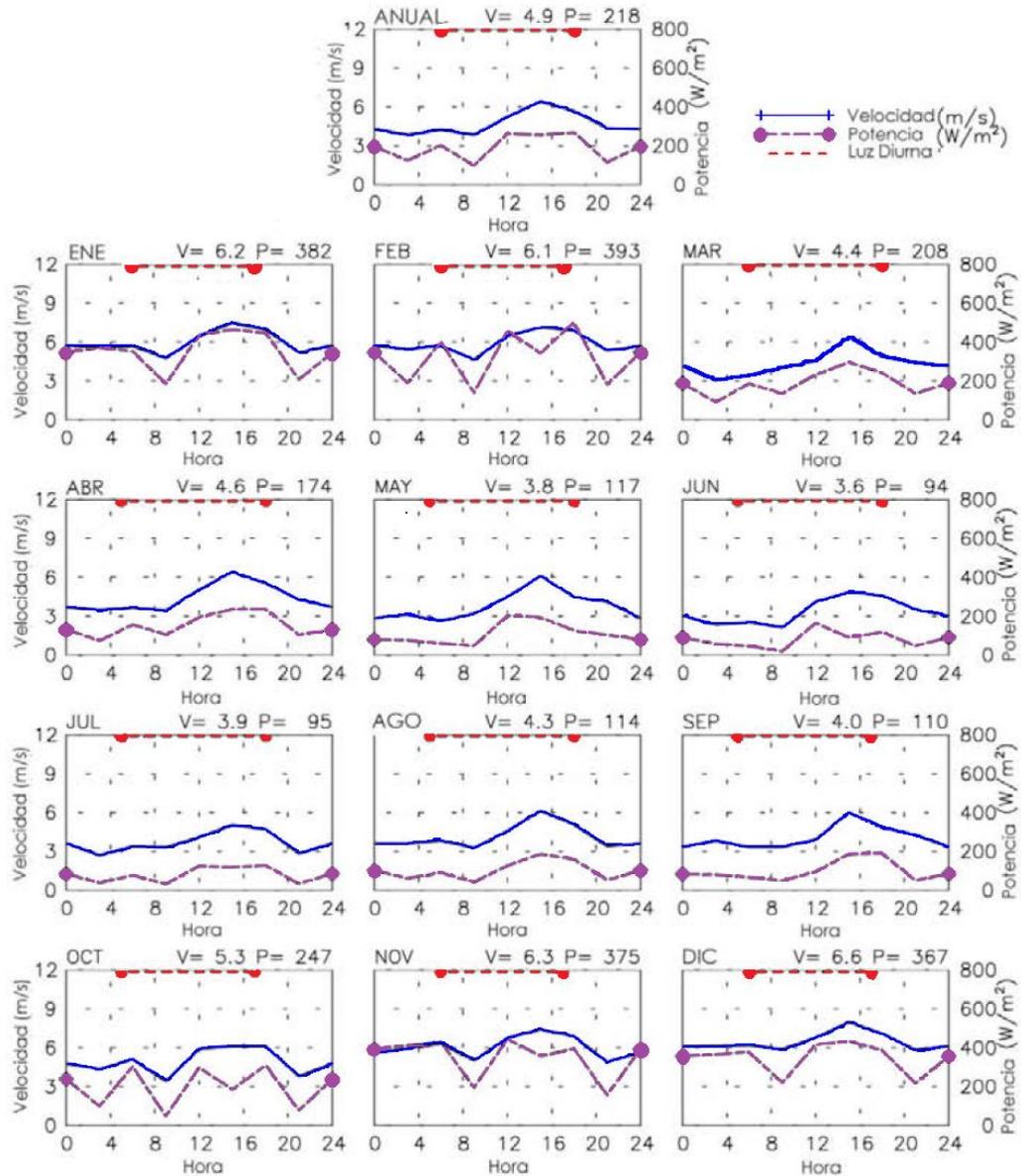


Figura 5.2 Gráficas de disponibilidad del recurso eólico en Salina Cruz

Fuente: NREL, 2004

De agosto a octubre la ventana del periodo intermedio se define de 6:00 a 19:00, y de 22:00 a 24:00 horas. Para los meses de noviembre, diciembre y enero se define de 6:00 a 18:00 y de 22:00 a 24:00 horas. El comportamiento para estos dos últimos periodos del año es semejante que lo anteriores.

Del análisis anterior se concluye que los impactos al Suministrador, debidos al perfil del viento en la zona del Istmo de Tehuantepec, no presenta desventajas debidas a los periodos horarios en los

que el parque eólico generaría energía de manera típica. Considerando de manera simplificada que el Permisionario no tendrá la necesidad de que le sea compensada energía en el periodo intermedio.

5.6 Necesidades de Reserva adicional y Demanda Facturable

En las secciones anteriores se contrastaron los costos variables en los que incurre el Suministrador con los montos variables de las tarifas que recupera por venta de energía. Sin embargo, en la tarifa de Alta Tensión existen montos asociados a la capacidad, como se menciona en la Sección 3.5.2.1.

La Demanda Facturable, permite una recuperación de costos fijos que debe cubrir el Suministrador. De manera que este concepto compensa los costos de inversión, operación y mantenimiento y, eventualmente, pueden usarse para inversión en nuevas centrales, según lo requiera el crecimiento de la demanda.

El Suministrador debe contar con una reserva suficiente para satisfacer la totalidad de la demanda en el caso en que todos sus clientes le soliciten el servicio en el mismo momento. De esta forma, al ingresar un nuevo Permisionario, el Suministrador debe garantizar la capacidad para compensar la energía que entrega al banco de energía en el momento en que el autoabastecedor lo solicite.

Si los parques eólicos instalados por los Permisionarios tienen una capacidad pequeña el Suministrador podrá asumir su respaldo con las centrales que cuenta hasta ese momento prescindiendo de una inversión adicional.

Sin embargo, si la capacidad de los parques eólicos de los autoabastecedores es grande, eso implica para CFE una mayor inversión en capacidad adicional de reserva, que hará que sus costos fijos se incrementen.

En un estudio adicional, que refleje lo previsto en el contrato de interconexión para los cálculos de la demanda facturable descritos en la Sección 0, se debe verificar que este incremento se compense de manera correcta con los montos de la demanda facturable, estudio que quedó fuera de alcance de este trabajo.

Conclusiones y recomendaciones

En el desarrollo de este trabajo se abordó el análisis de una solución a uno de los principales problemas técnicos del uso de fuentes renovables de energía que es la intermitencia. En el caso de la energía eólica, el comportamiento estocástico del viento es inminente debido a variaciones meteorológicas.

La energía cinética del viento para generar energía eléctrica ha sido aprovechada alrededor del mundo, y en México esta práctica se inició en la última década.

El marco regulatorio ha sido una herramienta útil para que empresarios privados generen electricidad a partir del recurso eólico en regiones que poseen altas velocidades del viento, como Baja California Norte, Chiapas, Oaxaca y más recientemente Tamaulipas, donde aún no se encuentran instalados parques eólicos pero se tiene un amplio interés en explotar el recurso.

En el marco regulatorio actual, se tiene una ley específica para regir el aprovechamiento de las fuentes renovables de energía y particularmente en el sector eléctrico, se cuentan con contratos diferenciados que suponen la minimización del efecto de la intermitencia del recurso renovable en la generación de electricidad.

En el contrato de interconexión a la red eléctrica se establecen los parámetros que definen la aplicación del Banco de Energía. Esta herramienta permite que la red eléctrica reciba la electricidad en el momento en el que se tiene recurso renovable para generarla. Sin embargo, esta práctica supone un impacto para la empresa pública que opera el Sistema Eléctrico Nacional (Comisión Federal de Electricidad). Dichos impactos pueden ser tanto técnicos como económicos.

En este trabajo se estimaron los impactos económicos de la aplicación simplificada del Banco de Energía a una central eólica ubicada en el Istmo de Tehuantepec. En el análisis se consideraron: las tarifas de alta tensión como el ingreso que recibe el Suministrador al vender energía eléctrica y los Costos Totales de Corto Plazo (CTCP's) como el costo en el que incurre el Suministrador al generar electricidad. El resultado es que el Suministrador se encuentra en desventaja cuando la compensación es dentro del periodo intermedio, debido a que la tarifa eléctrica es igual para

todas las regiones del Sistema Interconectado Nacional (SIN), pero los CTCP's son diferenciados para todos los nodos.

El Banco de Energía permite que la planta generadora esté ubicada en el mismo sitio que el Centro de Consumo o bien que se encuentre en un nodo diferente.

En el caso en que el parque eólico se encuentre en el mismo nodo en el que se consume, el Suministrador (CFE) se encuentra en desventaja cuando la compensación de energía se hace en el periodo intermedio, es decir que el Permisionario entrega energía en horario punta o en horario base y la solicita al Suministrador en horario intermedio.

En el caso en el que el parque eólico y el Centro de Consumo se encuentran ubicados en nodos diferentes se analizaron las implicaciones para la ubicación en dos nodos, Anáhuac con un costo menor y Yucatán con un costo mayor. Se consideró la existencia de saturación en las líneas de transmisión, por lo que el Suministrador debía hacer uso de una central generadora en el nodo de consumo para poder satisfacer las compensaciones al Permisionario. Los resultados nuevamente mostraron cierta desventaja en las compensaciones hechas en el periodo horario intermedio.

El perfil diario del viento en el Istmo de Tehuantepec, zona donde se ubica nuestro caso de estudio, demuestra que las mayores velocidades del viento se presentan en las horas coincidentes del periodo intermedio lo que supone una mayor generación y compensaciones más recurrentes en periodo horario base y punta, con lo que se contrarrestaría el efecto negativo en la recuperación de costos del Suministrador, tema que podría abordarse en un estudio posterior.

El análisis de las compensaciones de la demanda facturable y su relación con la recuperación de costos fijos por parte del Suministrador, deberán retomarse en un trabajo futuro.

Los CTCP's representan los costos variables de generación y transmisión en los que incurre la empresa pública (CFE) que opera el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y estos valores son diferentes para cada uno de los nodos en los que es posible una interconexión de las empresas privadas con la red eléctrica. Por otro lado las tarifas eléctricas son diferenciadas por su nivel de tensión y por el uso final de la electricidad, las tarifas para niveles de alta tensión son iguales para todas las regiones del SIN.

Existen diversas metodologías que son utilizadas para calcular las tarifas eléctricas en función de los costos. En México, la aplicación de estas metodologías no resulta evidente, ya que existen

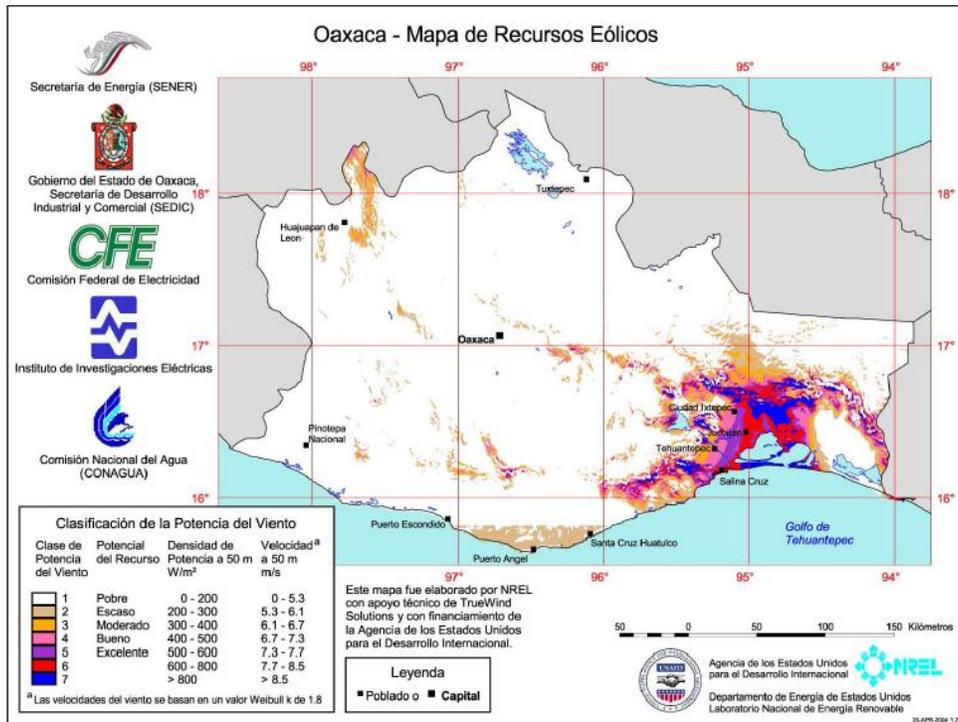
ajustes que permiten el acceso de la energía eléctrica a sectores poblacionales de bajos recursos o a sectores industriales en condiciones preferenciales.

En este sentido sería interesante entender mejor la relación entre CTCP, las necesidades de inversión para atender la demanda eléctrica y la transmisión de electricidad por un lado y por el otro la insuficiencia de las tarifas vigentes.

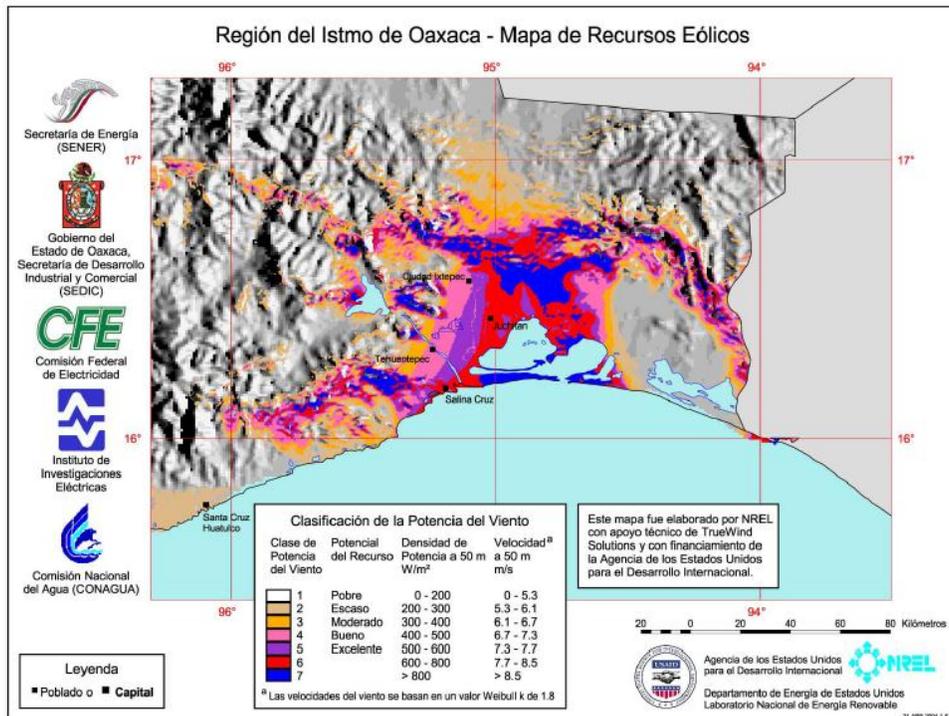
Finalmente, el despacho de centrales generadoras, constituyó otro aspecto que se debe analizar en un trabajo posterior, pues puede ocurrir que por la existencia de una saturación en las líneas de transmisión se despache una planta con un CTCP alto, aunque exista otra planta con menores niveles de CTCP que por dicha saturación no se pueda utilizar para minimizar los costos variables.

Esta pagina se dejo en blanco intencionalmente

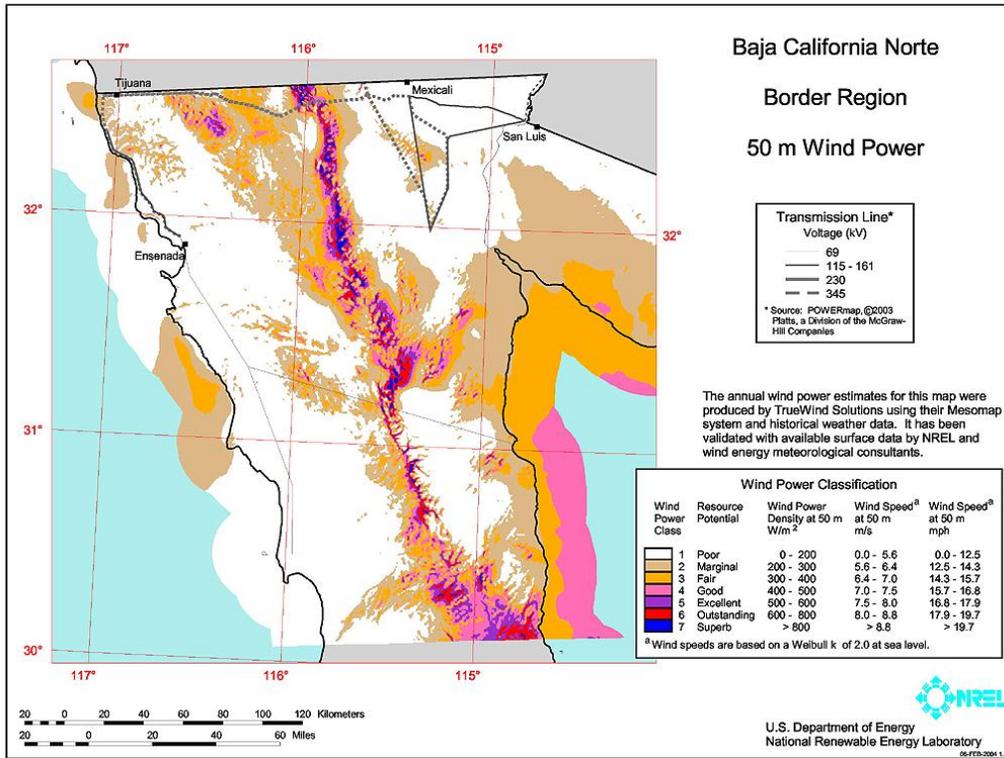
Anexo 1. Mapas



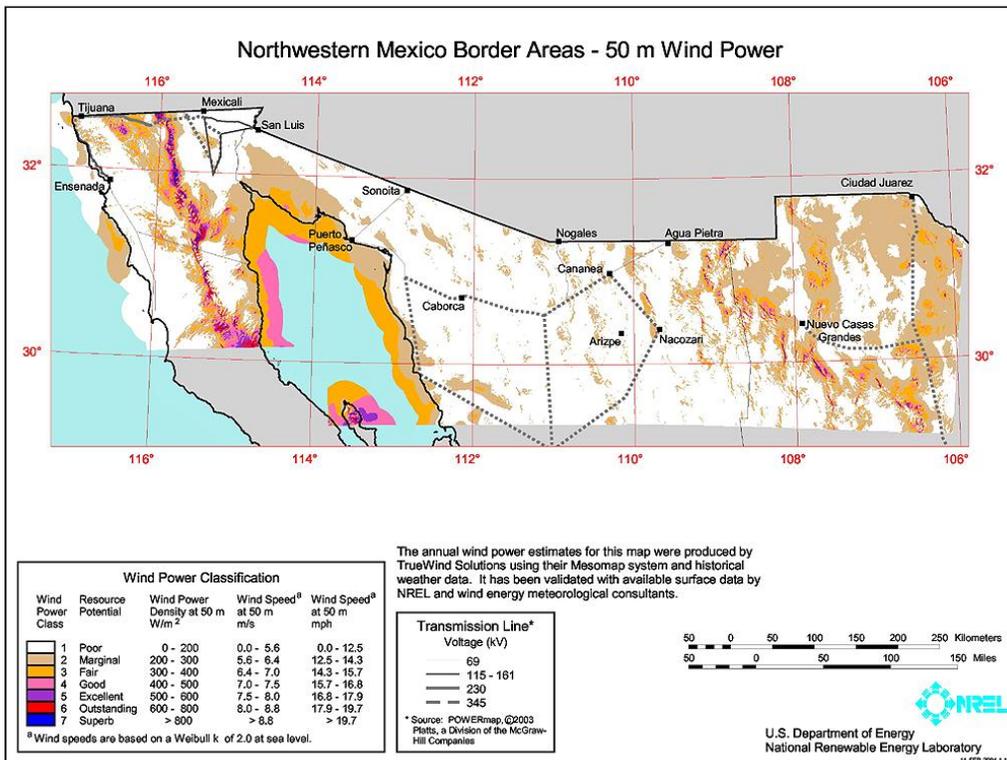
Fuente: <http://www.nrel.gov>



Fuente: <http://www.nrel.gov>

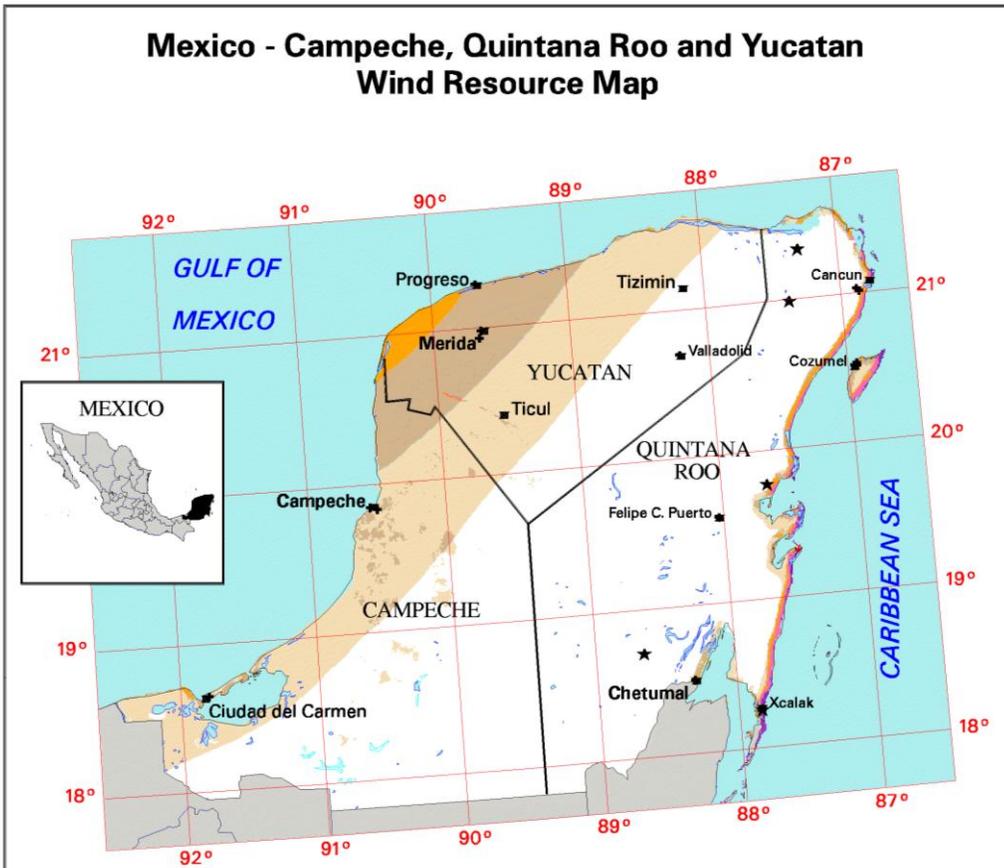


Fuente: <http://www.nrel.gov>

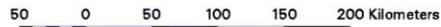


Fuente: <http://www.nrel.gov>

Mexico - Campeche, Quintana Roo and Yucatan Wind Resource Map



The wind resource classification is specific for both utility scale and rural applications and applies to areas with low surface roughness. Values of Weibull k in the Yucatan region vary from approximately 1.8 to 3.5, with highest values along the east coast.



Wind Power Classification

Resource Potential		Wind Power Density at 30 m W/m ²	Wind Speed ^a at 30 m m/s
Marginal	Moderate	100 - 150	4.4 - 5.0
		150 - 200	5.0 - 5.6
Moderate	Good	200 - 250	5.6 - 6.0
		250 - 300	6.0 - 6.4
Good	Excellent	300 - 350	6.4 - 6.7
		350 - 400	6.7 - 7.0

^a Wind speeds are based on a Weibull k value of 2.0.

- ✦ Meteorological Station with Wind Data
- ★ Additional Wind Measurement Site
- City or Village

U.S. Department of Energy
National Renewable Energy Laboratory



08-DEC-2000 1.2

Esta pagina se dejo en blanco intencionalmente

Referencias

ACORE, 2011. *“Renewable Energy in America: Markets, Economic Development and Policy in the 50 States”*, Estados Unidos de América.

BP, 2011. *“Statistical Review of World Energy”*, Reino Unido.

CFE, 2008. *“Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2008-2017”*, Subdirección de Programación, México.

CFE, 2009, *“Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico, COPAR”*, México.

CRE, 2002. *“Metodología para la Determinación del Costo Total de Corto Plazo de la Energía Eléctrica, Resolución No. RES/156/2002”*, México.

CRE, 2010 (1). *“Contrato de Interconexión para Centrales de Generación de Energía Eléctrica con Energía Renovable o Cogeneración Eficiente”*, México.

CRE, 2010 (2). *“Contrato de Interconexión para Centrales de Generación de Energía Eléctrica con Energía Renovable o Cogeneración Eficiente en Mediana Escala”*, México.

CRE, 2010 (3). *“Contrato de Interconexión para Centrales de Generación de Energía Eléctrica con Energía Renovable o Cogeneración Eficiente en Pequeña Escala”*, México.

CRE, 2010 (4). *“Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Hidroeléctrica”*, México.

CRE, 2010 (5) *“Convenio para el Servicio de Transmisión de Energía Eléctrica para Fuente de Energía”*, México.

CRE, 2010 (6). *“Metodología para la determinación de cargos correspondientes a los servicios de transmisión que preste el suministrador a los permisionarios con centrales de generación de energía eléctrica con fuente de energía renovable o cogeneración eficiente”*, México.

CRE, 2010 (7). *“Factor de ajuste por inflación, Anexo TB-RC”*, México.

CRE, 2010 (8). *“Procedimientos y parámetros para el cálculo de los pagos que efectuarán las Partes bajo los Convenios vinculados a este Contrato para Fuentes de Energía, Anexo F-RC”*, México.

CRE, 2011. *“Disposiciones generales para regular el acceso de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica con energías renovables o cogeneración eficiente a la infraestructura de transmisión de la Comisión Federal de Electricidad”*, México.

GWEC, 2011. *“Global Wind Report 2010”*, Bélgica.

LAERFTE, 2011. "Ley de Aprovechamiento de Energías Renovables y Financiamiento para la Transición Energética", México.

LCRE, 1998. "Ley de la Comisión Reguladora de Energía", México.

LSPEE, 2011. "Ley de Servicio Publico de la Energía Eléctrica", México.

NREL, 2004. "Atlas de los Recursos Eólicos del Estado de Oaxaca", Estados Unidos de América.

Palacios, J. L. y Quintanilla, J., 1992. "Introducción al costo marginal de producción de sistemas electricos", Programa Universitario de Energía – UNAM, México.

RLCRE, 1998. "Reglamento de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía", México.

RLSPEE, 2001. "Reglamento de la Ley de Servicio Publico de la Energía Eléctrica", México.

REEEP, 2007. "Informe de la Iniciativa de Política sobre Energía Sostenible para América Latina y el Caribe" *Renewable Energy & Energy Efficiency Partnership*, Estados Unidos de América

SENER, 2008. "Estudio sobre tarifas eléctricas y costos de suministro", Subsecretaria de Electricidad, México.

SENER, 2010. "Prospectiva del Sector Eléctrico 2010-2025", México.

Turvey, R., Anderson, D., 1979 "Electricidad y Economía, Ensayos y estudios de casos", Edit. Tecnos, Madrid.

Viqueira, J., 2004. "Redes eléctricas" Facultad de Ingeniería, UNAM, México.

WWEA, 2011. "World Wind Energy Report 2010", Alemania.

Referencias en internet

American Council On Renewable Energy

http://www.acore.org/files/pdfs/states/reamerica_mar11.pdf

Asociación Danesa de la Industria Eólica <http://www.windpower.org>

Asociación Mexicana de Energía Eólica <http://www.amdee.org/>

British Petroleum <http://www.bp.com/>

Comisión Federal de Electricidad

<http://www.cfe.gob.mx/QuienesSomos/estadisticas/listadocentralesgeneradoras/Paginas/Eoloeletricas.aspx>

<http://www.cfe.gob.mx/negocio/conocetarifa/Paginas/Tarifas.aspx>

<http://www.cfe.gob.mx/proveedores/controlydespachodeenergia/Paginas/Controlydespachodeenergia.aspx>

Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía

<http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/4289/2/aracelyacosta.pdf>

Comisión Reguladora de Energía <http://www.cre.gob.mx/>

Global Wind Energy Council <http://www.gwec.net/>

Index Mundi <http://www.indexmundi.com/>

Instituto de Investigaciones Eléctricas <http://vmwl1.iie.org.mx/sitioIIE/sitio/indice.php>

National Renewable Energy Laboratory <http://www.nrel.gov/>

Secretaría de Energía <http://www.sener.gob.mx/>

Wind Energy Association Latin America <http://www.lawea.org/>

World Wind Energy Association <http://www.wwindea.org/home/index.php>

Noticias y teoría

El orbe <http://elorbe.com/seccion-politica/nacional/01/14/fuertes-vientos-en-el-istmo-y-tehuantepec.html>

La Jornada <http://ciencias.jornada.com.mx/noticias/potencial-eolico-del-istmo-de-tehuantepec>

Revista Elementos, Ciencia y Cultura <http://www.elementos.buap.mx/num74/htm/39.htm>

<http://nauticajonkepa.wordpress.com/2008/07/22/clases-de-vientos/>

<http://www.portalciencia.net>

<http://socialescanela.blogspot.com/2010/01/efecto-coriolis.html>

<http://www.alquiler-directo.com/alquiler-barcos/escala-beaufort.php>

http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen3/ciencia3/119/htm/sec_7.htm

Esta pagina se dejo en blanco intencionalmente