



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**ESTUDIOS ELÉCTRICOS DE LA CARACTERIZACIÓN DE
LA DEMANDA PARA EL DESARROLLO DE LICITACIONES
DE CORTO PLAZO PARA LAS DISTRIBUIDORAS**

Melvin Orlando Linares Lemus

Asesorado por el Ing. Carlos Fernando Rodas

Guatemala, agosto de 2015

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIOS ELÉCTRICOS DE LA CARACTERIZACIÓN DE
LA DEMANDA PARA EL DESARROLLO DE LICITACIONES
DE CORTO PLAZO PARA LAS DISTRIBUIDORAS**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

MELVIN ORLANDO LINARES LEMUS
ASESORADO POR EL ING. CARLOS FERNANDO RODAS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, AGOSTO DE 2015

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Narda Lucía Pacay Barrientos
VOCAL V	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Juan Carlos Morataya Ramos
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la Ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

ESTUDIOS ELÉCTRICOS DE LA CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA PARA EL DESARROLLO DE LICITACIONES DE CORTO PLAZO PARA LAS DISTRIBUIDORAS

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha abril de 2013.

A handwritten signature in black ink, enclosed within a hand-drawn oval. The signature is stylized and appears to read 'Melvin Orlando Linares Lemus'.

Melvin Orlando Linares Lemus

Guatemala, 7 de julio de 2015

Ingeniero
Francisco Javier González López
Coordinador Área Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero González:

Por este medio tengo a bien informarle que he realizado la revisión técnica del Trabajo de Graduación titulado "ESTUDIOS ELECTRICOS DE LA CARACTERIZACION DE LA DEMANDA PARA EL DESARROLLO DE LICITACIONES DE CORTO PLAZO PARA LAS DISTRIBUIDORAS" elaborado por el estudiante Melvin Orlando Linares Lemus; carné 2003-13127, por lo cual considero que el trabajo de graduación cumple con el alcance y los objetivos definidos para su desarrollo, sometiendo a su consideración la aprobación del mismo, siendo responsable del contenido técnico el estudiante y el suscrito, en calidad del asesor.

Sin otro particular,

Atentamente,



CARLOS FERNANDO RODAS
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 2846

Carlos Fernando Rodas
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 2846



Ref. EIME 49. 2015

Guatemala, 24 de JULIO 2015.

Señor Director

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
ESTUDIOS ELÉCTRICOS DE LA CARACTERIZACIÓN DE LA
DEMANDA PARA EL DESARROLLO DE LICITACIONES DE
CORTO PLAZO PARA LAS DISTRIBUIDORAS, del estudiante
Melvin Orlando Linares Lemus que cumple con los requisitos
establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
DIRECCIÓN DE ENSEÑANZA Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Francisco Javier González López
Coordinador Área Potencia





REF. EIME 49. 2015.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; MELVIN ORLANDO LINARES LEMUS titulado: ESTUDIOS ELÉCTRICOS DE LA CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA PARA EL DESARROLLO DE LICITACIONES DE CORTO PLAZO PARA LAS DISTRIBUIDORAS, procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 31 DE JULIO 2015.



DTG. 405.2015

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **ESTUDIOS ELÉCTRICOS DE LA CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA PARA EL DESARROLLO DE LICITACIONES DE CORTO PLAZO PARA LAS DISTRIBUIDORAS**, presentado por el estudiante universitario: **Melvin Orlando Linares Lemus**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

Ing. Pedro Antonio Aguilar P...
Decano



Guatemala, 18 de agosto de 2015

/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

Dios

Por darme la vida y la oportunidad de seguir adelante con mis propósitos y sueños.

Mis padres

Pedro Linares e Isabel Lemus, gracias por el apoyo brindado durante tanto tiempo, gracias por el gran ejemplo que han sido en mi vida.

Mis hermanos

Por la ayuda que me brindaron de una u otra forma para lograr esta meta. Deseo que este acto sea una muestra de que con esfuerzo, trabajo y la ayuda de Dios, los objetivos pueden cumplirse.

AGRADECIMIENTOS A:

Mis padres

Pedro de Jesús Linares Ruiz e Isabel Lemus de Linares, por darme su apoyo incondicional, enseñarme valores que siempre me servirán y por sobre todo, su amor.

Mi familia

Mis hermanos Jeannette y Erick Linares Lemus, por darme cariño y hacerme sentir en casa.

Mis sobrinos

Javier y Valeria Linares Diaz, por ser mi alegría en cada momento.

Mi esposa

Karina Rodríguez, por apoyarme en cada uno de esos momentos, por caminar juntos este largo viaje y por su amor incondicional. Gracias.

Mis asesores

Ing. Carlos Rodas, por las enseñanzas, consejos y apoyo que me ha brindado en la elaboración de este trabajo de graduación, y por cada uno de los trabajos que me ha guiado y orientado.

Mis amigos

Por brindarme el apoyo cuando lo necesitaba y

no esperar algo a cambio, por todos estos años de verdadera amistad.

Facultad de Ingeniería

Por brindarme la oportunidad de estudiar una carrera universitaria dentro de sus aulas.

Empresa Eléctrica de Guatemala S. A.

Gracias por permitirme ingresar al campo profesional, ejercer mi carrera y por ser ese instrumento de aprendizaje constante.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS.....	VII
GLOSARIO.....	IX
RESUMEN.....	XIII
OBJETIVOS.....	XV
INTRODUCCIÓN.....	XVII
1. LA REFORMA DEL MERCADO ELÉCTRICO DE GUATEMALA Y LAS CONTRATACIONES A LARGO PLAZO (CONTRATOS PPA).....	1
1.1. Modelo inicial tradicional del Mercado Eléctrico Guatemalteco	1
1.1.1. Modelos de mercado.....	3
1.1.2. El modelo de acceso de terceros a la red	5
1.1.3. El modelo del <i>pool</i> competitivo.....	6
1.2. Procesos de regulación del Mercado Eléctrico de Guatemala	8
1.3. Leyes y reglamentos que rigen el Mercado Eléctrico de Guatemala.....	11
1.3.1. Ley General de Electricidad	12
1.3.2. Reglamento de la Ley General de Electricidad	14
1.3.3. Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.....	14
1.3.3.1. NCC-01 Coordinación del despacho de carga.....	16
1.3.3.2. NCC-02 Oferta y demanda firme	17
1.3.3.3. NCC-03 Transacciones de desvios de potencia	17

1.3.3.4.	NCC-04 Precio de oportunidad de la energía.....	18
1.3.3.5.	NCC-05 Sobrecosto de unidades generadoras forzadas	19
1.3.3.6.	NC-06 Tratamiento de las pérdidas del sistema de transmisión	20
1.3.3.7.	NCC-07 Factores de pérdidas nodales fundamentos	20
1.3.3.8.	NCC-08 Cargo por servicios complementarios.....	21
1.3.3.9.	NCC-09 Asignación y liquidación del peaje en los sistemas de transporte principal y secundarios.....	23
1.3.3.10.	NCC-10 Exportación e importación de energía eléctrica	23
1.3.3.11.	NCC-11 Informe de costos mayoristas .	24
1.3.3.12.	NCCA-12 Procedimiento de liquidación y facturación.....	25
1.3.3.13.	NCC-13 Mercado a término	27
1.3.3.14.	NCC-14 Habilitación comercial para operar en el Mercado Mayorista y Sistema de medición general.....	28
1.3.3.15.	NCC-15 Norma de desconexión del sistema nacional interconectado, suspensión de operaciones y desahabilitación en el Mercado Mayorista	30
1.4.	Instituciones que rigen el Mercado Eléctrico de Guatemala	36
1.4.1.	Ministerio de Energía y Minas (MEM)	36

1.4.2.	Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)	41
1.4.3.	Administrador del Mercado Mayorista	42
1.5.	Diferentes tipos de contratos regulados	44
1.5.1.	Modalidades de Contratación en el Mercado a Término	44
2.	SURGIMIENTO DE LAS NECESIDADES DE LICITACIONES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	47
2.1.	Cumplimiento con lo establecido en la Ley General de Electricidad	47
2.2.	Para abastecer la Demanda Firme de las Distribuidoras.....	49
2.3.	Fijar los objetivos de la licitación en reducción de la tarifa y nuevas tecnologías	51
3.	DIFERENTES TIPOS DE PROCESO DE LICITACIÓN DE GENERACIÓN.....	53
3.1.	Definición de proceso de licitación de generación	53
3.2.	Diferentes tipos de metodología para desarrollo de Procesos de Licitación.....	55
3.3.	Análisis comparativo de los diferentes tipos de metodologías usados en los procesos de licitación	57
4.	ESTRUCTURACIÓN DE LAS BASES DE LICITACIÓN TÉCNICAS Y ECONÓMICAS	61
4.1.	Realización de estudio técnico de la demanda de las Distribuidoras y proyección, tomando curvas típicas de demanda, factores de crecimiento de la demanda y factores de carga	61

4.2.	Realización de estudio para la identificación de las necesidades de contratación de potencia y energía eléctrica	76
4.3.	Estudio de las diferentes modalidades de contratación que se adapten a las necesidades de potencia y energía, resultados de los estudios eléctricos	77
4.4.	Desarrollo del contenido de las bases de licitación (objetivo, prohibiciones, presentación de documentación para evaluación técnica y económica, metodología de evaluación, análisis de resultados, datos técnicos de los oferentes).....	79
CONCLUSIONES.....		97
RECOMENDACIONES		99
BIBLIOGRAFÍA.....		103

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Organigrama del Subsector Eléctrico	38
2.	Sistema eléctrico	40
3.	Infraestructura física del sistema eléctrico.....	41
4.	Subasta Inglesa Multiproducto	58
5.	Subasta holandesa multiproducto	59
6.	Relación PIB <i>versus</i> crecimiento del consumo de energía.....	62
7.	¿Cómo se cubre la demanda?	64
8.	¿Por qué es necesario contratar la Demanda Firme?	65
9.	¿Cómo se calcula la Demanda Firme?	66
10.	Demanda de energía de distribuidoras (MWH)	69
11.	Curvas típicas de demanda de potencia de distribuidoras	72

TABLAS

I.	Suministro de energía eléctrica	51
II.	Tipos de subastas	56
III.	Demanda de energía	67
IV.	Demanda anual	70
V.	Demanda de Potencia Real (MW)	71
VI.	Demanda Anual (MW)	73
VII.	Factor de carga (Mensual).....	74
VIII.	Periodo de contratación.....	76
IX.	Potencia garantizada	82

X.	Faltante en los requerimientos de potencia	83
XI.	Ofertas recibidas de tecnología no renovable	84
XII.	Ofertas económicas hidráulicas.....	85
XIII.	Oferta de Duke Energy Guatemala	85
XIV.	Precio de energía	86
XV.	Precio de combustible	87
XVI.	Valores por año	88
XVII.	Índice anual de precios al productor	89
XVIII.	Precios al productor.....	91
XIX.	Potencia garantizada requerida.....	92
XX.	Curva horaria de energía para evaluación de las ofertas	93
XXI.	Proyección de energía mensual de las distribuidoras por cada año estacional, para evaluación de las ofertas (MWh).....	94
XXII.	Adjudicación a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.....	96

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
Y_{SH}	Admitancia en paralelo
Δ	Ángulo
A_d	Energía a lo largo del día
A_a	Energía anual producida
f_d	Factor de demanda
f_r	Factor de reserva
f_s	Factor de simultaneidad
Z_{SER}	Impedancia serie
P_{mx}	Máxima demanda diaria
ml	Metro lineal de construcción o material
P_{min}	Mínima demanda diaria
P_D	Potencia activa demandada
P_G	Potencia activa generada
P_r	Potencia de reserva
P_i	Potencia instalada
P_{mxa}	Potencia máxima anual
P_{ma}	Potencia media anual
S	Potencia neta aparente
S_D	Potencia neta aparente demandada
S_G	Potencia neta aparente generada
Q_D	Potencia reactiva demandada
Q_G	Potencia reactiva generada

Σ

Sumatoria

P_m

Valor medio de la demanda diaria

V

Voltaje

GLOSARIO

Alta tensión	Nivel de tensión superior a sesenta mil (60 000) voltios.
Baja tensión	Nivel de tensión igual o inferior a mil (1 000) voltios.
Central	Conjunto de una o más unidades generadoras de energía eléctrica, localizadas en un mismo emplazamiento.
Cogenerador	Propietario de instalaciones de producción de energía que la utiliza para uso propio y tiene excedentes para la venta a terceros.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica, establecida de acuerdo a la Ley General de Electricidad.
Contratos existentes	Contratos de suministro de energía eléctrica entre generadores y empresas distribuidoras, suscritos antes de la entrada en vigencia de la ley y vigentes a la promulgación del reglamento.
Contratos a término	Conjunto de transacciones de compra-venta de electricidad pactada a plazo entre agentes del Mercado Mayorista (MM) mediante contratos.

Costo de falla	Costo de energía no suministrada por interrupciones al servicio, que se calculará con base en la metodología que sea establecida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Fuerza mayor	En casos de fuerza mayor, la carga de la prueba compete exclusivamente a quien la invoca y será calificada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de conformidad con la ley.
Media tensión	Nivel de tensión superior a mil (1 000) voltios y menos o igual a sesenta mil (60 000) voltios.
Mercado spot	Conjunto de transacciones de compra y venta de electricidad a corto plazo, no basado en contratos a término.
Nodo de referencia	Se establece como nodo de referencia a la subestación Guatemala Sur. Este podrá ser modificado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Normas de coordinación	Las disposiciones dictadas por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), de conformidad con la ley, este reglamento y su propio reglamento específico, tienen por objetivo garantizar la continuidad y la calidad del servicio.

Normas Técnicas

Disposiciones emitidas por la Comisión de conformidad con la ley y este reglamento, en congruencia con prácticas internacionales aceptadas y que servirán para complementar el conjunto de regulaciones sobre las actividades del sector eléctrico.

Potencia contratada

Potencia establecida en un contrato de suministro entre un distribuidor y un usuario, obligando al distribuidor a tenerla disponible a requerimiento de este en cualquier momento. La potencia contratada da derecho a tener una demanda máxima de potencia igual a dicho valor suscrito.

Potencia de punta

Para el Mercado Mayorista es la demanda máxima horaria de potencia que se produce en un periodo anual. Para un Distribuidor o Gran Usuario es su demanda de potencia coincidente con la potencia de punta del Sistema Nacional Interconectado.

RESUMEN

El marco regulatorio vigente en Guatemala exige a las empresas distribuidoras de electricidad, contratar sus requerimientos totales de potencia y energía eléctrica por medio de licitaciones abiertas, para garantizar así el abastecimiento en el corto plazo.

Para que los precios de compra reflejen condiciones competitivas, en beneficio de sus usuario finales, las empresas de distribución: Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. (EEGSA), y Energuate, mediante Distribuidora de Electricidad de Occidente, S. A. y Distribuidora de Electricidad de Oriente, S. A., la contratación de suministro de hasta trescientos sesenta y ocho megavatios (368 MW) de potencia garantizada por un plazo para cada contrato de hasta dos (2) años para iniciar el uno (1) de mayo de dos mil trece (2013) o el uno (1) de mayo de dos mil catorce (2014), tomando en cuenta la contratación integral de las distribuidoras es por dos (2) años que inicia el uno (1) de mayo de dos mil trece (2013) y finalizan el treinta (30) de abril de dos mil quince (2015).

Por lo que este trabajo de graduación se realizó con la pretensión de dar a conocer la normativa y leyes que rigen el mercado eléctrico, así como también crear una herramienta para estudiantes y profesionales que deseen efectuar estudios de planificación de compra/venta de energía y potencia dentro del sector eléctrico guatemalteco. El ente regular podrá cambiar los mecanismos de adjudicación en cada uno de los procesos de licitación, pero siempre buscará mantener un equilibrio entre la oferta y la demanda, creando incentivos a través de las bases de licitación para obtener precios competitivos para el beneficio de los Usuarios de Distribución Final.

OBJETIVOS

General

Crear una herramienta para estudiantes y profesionales que deseen realizar estudios de compra o venta de energía y potencia a través de licitaciones de corto plazo, como lo demanda a las distribuidoras como agentes compradores en la Ley General de Electricidad.

Específicos

1. Explicar de forma general, el funcionamiento del mercado a término del sector eléctrico en el territorio guatemalteco, haciendo énfasis en las transacciones de energía y potencia.
2. Realizar una síntesis de los procesos de licitación de potencia y energía de corto y largo plazo en Guatemala, y el enfoque de dichos procesos.
3. Dar a conocer las variables de entrada del proceso de evaluación que consiste en las ofertas técnicas y económicas que presentan cada uno de los oferentes interesados.
4. Analizar las diferentes tecnologías de generación, a través de una fórmula de optimización de precios económicos por tecnología.

INTRODUCCIÓN

A principios de la década de los 90, el sector eléctrico de Guatemala entró en crisis, las empresas públicas de electricidad prácticamente paralizaron sus programas de inversión en generación de electricidad. Para superar la crisis se emprendió la reforma del sector eléctrico de Guatemala, utilizándose esquemas de contratación PPA's ("Power Purchase Agreements" o Acuerdos de Adquisición de Potencia) para satisfacer el crecimiento de la demanda y asegurar el suministro durante el periodo de reforma y transición de la industria eléctrica.

Las empresas que suscribieron contratos PPA en Guatemala fueron: Empresa Eléctrica de Guatemala S. A. (privatizada en 1998) y el Instituto Nacional de Electrificación (INDE). La existencia de estos contratos no ha contribuido a que los precios para el Usuario Final bajen, al contrario de muchos países donde las reformas, la competencia y las mejoras tecnológicas si lo permitieron. Debido al vencimiento de los primeros contratos existentes (PPA), surge la necesidad de licitar 284 MW para el año estacional 2013-2014 y 368 MW para el 2014-2015, dando inicio el 1 de mayo de 2013 y finalizando el 30 de abril de 2015.

Los procesos de licitación de potencia y energía tiene como objetivo dar cumplimiento a lo establecido en el marco regulatorio actual del sector eléctrico, respecto a la obligación que tienen las distribuidoras de tener contratos vigentes con empresas de generación de energía eléctrica, que les garanticen su requerimiento total de potencia y energía para el año en curso y el siguiente año calendario como mínimo.

Como parte del proceso de licitación de potencia y energía se encuentra la optimización de la adjudicación de potencia y energía, bajo las restricciones de las bases de licitación que se plantean para cada proceso. La metodología de evaluación busca obtener el costo mínimo de compra, cumpliendo con todas las restricciones del programa de optimización.

1. LA REFORMA DEL MERCADO ELÉCTRICO DE GUATEMALA Y LAS CONTRATACIONES A LARGO PLAZO (CONTRATOS PPA)

La industria eléctrica está bajo reforma en muchos países. El nuevo marco está caracterizado por la introducción de la competencia en la generación de electricidad y en el suministro al Usuario Final (comercialización), por la garantía del acceso de forma generalizada a las redes de electricidad, y por una redefinición de la función reguladora de los gobiernos. En Centroamérica, Guatemala, Panamá y El Salvador liberalizaron sus mercados eléctricos en 1997.

1.1. Modelo inicial tradicional del Mercado Eléctrico Guatemalteco

Uno de los argumentos por los que el sector eléctrico era tradicionalmente considerado como un monopolio natural, ha sido el hecho de que la forma más económica de abastecer de energía eléctrica a los usuarios finales era empleando un único suministrador. Las particularidades de la industria de la electricidad (elevados costes de almacenar electricidad, demanda variable en el tiempo, inversiones intensivas en capital, las economías de integración vertical, externalidades y economías de escala, alcance, y densidad de la red de transmisión, entre otros) condujeron a ello de una manera espontánea, lo que trajo como consecuencia que, en cada país aparecieran empresas verticalmente integradas (públicas o privadas), las cuales se encargaron de desarrollar el sector. Ante esta situación, muchos países decretaron leyes que explícitamente prohibieron la nueva entrada en el sector de la electricidad, o que lo eximió de las leyes generales de la competencia.

En aquellos países donde la provisión del servicio era realizada por empresas de propiedad privada, habitualmente estaban sometidas a una fuerte regulación.

El suministro de energía eléctrica ha sido tradicionalmente considerado como un servicio público, y las empresas públicas o los reguladores a menudo se responsabilizaban no solo de la operación del sistema a corto plazo, sino también de la planificación de las inversiones.

Las empresas eléctricas, debido a como estaba organizado el sector, usualmente se encargaban de ejecutar las normas de los gobiernos. En contrapartida, los reguladores determinaban las tarifas finales a pagar por los usuarios, y se aportaban las subvenciones necesarias de manera tal que todos los costes de las empresas del sector fueran cubiertos, es decir, el regulador remuneraba a las empresas eléctricas en función del coste del servicio.

Debido a su condición de monopolio natural y a su complejidad técnica, parecía lógico que la mejor manera de operar y planificar la actividad del suministro eléctrico fuese de forma centralizada, ya que el organismo coordinador (por lo general el Ministerio de Energía), teóricamente poseía la información necesaria para realizar la operación y la planificación de manera eficiente.

Sin embargo, durante las dos últimas décadas, la noción de monopolio natural ha sido rechazada en la generación y en la comercialización de electricidad, por lo que estas fases de la cadena del suministro eléctrico han sido abiertas a la competencia, pero aún se cree que las redes de transmisión y distribución poseen considerables economías de escala y de alcance que limitan la existencia de una posible competencia en estas fases.

Una de las razones más importantes que ha motivado la liberalización del sector eléctrico ha sido la de ampliar la capacidad de elección de los consumidores, verdadero motor del eficiente funcionamiento de los mercados competitivos.

1.1.1. Modelos de mercado

Pese a las economías de escala en la transmisión y a las economías de integración vertical del modelo tradicional, muchos países se han apartado de este modelo y han reformado sus sectores eléctricos. Estos países han aplicado políticas de desregulación o reestructuración en sus respectivos sectores eléctricos, es decir, han introducido la competencia en aquellas fases donde esta opción es viable. El proceso de reforma del sector eléctrico que se ha seguido en general en muchos países es el siguiente:

- Aplicación de la política de defensa de la competencia: con el objetivo de reestructurar el sector eléctrico, el cual había permanecido bajo el régimen monopolístico durante mucho tiempo, los estados desarrollaron un nuevo marco regulador, impusieron leyes y actuaciones para perseguir las conductas de los agentes económicos del sector contrarias a la competencia, en especial, en aquellos segmentos que seguían estando dominados por uno o un número muy pequeño de operadores (transmisión y distribución) para prevenir el abuso del monopolio.
- Aplicación de la política de liberalización: los estados, con el objetivo de mejorar la eficiencia del sistema productivo, la innovación, la receptividad del cliente y para que se produzca la posibilidad real de competencia han eliminado las prohibiciones u obstáculos (barreras a la entrada para nuevos productores, distribuidores y comercializadores, entre otros), que

ellos mismos introdujeron en la antigua legislación del sector, y que impedía a los productores vender libremente y a los consumidores elegir y contratar suministrador de electricidad.

- Diseño de una nueva estructura empresarial: para que se haga efectiva la introducción de la competencia, se realizó la desintegración vertical entre las diversas fases de la cadena de suministro eléctrico. La separación vertical de las fases busca eliminar los incentivos o la posibilidad de discriminación de las compañías verticalmente integradas en contra de sus competidores.
- Aplicación de la política de privatización: se han privatizado las empresas generadoras y las comercializadoras que previamente fueron desintegradas verticalmente. Se espera que las entidades privadas faciliten la competencia y que los inversores privados introduzcan recursos financieros y experiencia directiva en la producción y en la comercialización, dominadas previamente por monopolios públicos.

Mientras que los programas de la reforma del sector eléctrico, en la mayoría de países, se han realizado teniendo en cuenta los cuatro elementos arriba mencionados, las características de dicha reforma en cada país son distintas. Por ejemplo, en los sectores eléctricos de muchos países en vías de desarrollo coexisten empresas de propiedad privada y de propiedad pública. Además, el grado de competencia permitido puede variar dependiendo de qué modelo de reestructuración ha sido utilizado, por ejemplo: el modelo de acceso de terceros a la red y el modelo de *pool* competitivo (OECD/IEA, 1999). Asimismo, la regulación puede tomar muchas formas (Gilbert y Khan, 1996; Stern y Holder, 1999).

Para entender las diferencias entre las formas de organización actual del sector eléctrico en los distintos países, se describen los dos modelos principales que persiguen desarrollar una efectiva competencia en los mercados eléctricos: el de acceso de terceros a la red y el del *pool* competitivo.

1.1.2. El modelo de acceso de terceros a la red

La condición necesaria para establecer un marco regulador competitivo es el libre acceso a la red de transmisión, ya que de lo contrario se impediría la competencia al no poderse desarrollar libres transacciones de energía entre los agentes del mercado mayorista de generación. Al conjunto de reglas que establecen los derechos y obligaciones de los diversos agentes de un sistema eléctrico y que permiten a dichos agentes utilizar la red de transmisión de otros se le conoce con el nombre de Acceso de Terceros a la Red (ATR). Dependiendo del tipo de regulación que se utilice, tradicional o de libre mercado, el ATR se ha llevado a la práctica básicamente en dos formas:

- Acceso explícito: utilizado para introducir cierto grado de competencia en aquellos sistemas eléctricos que se encuentran bajo la reforma tradicional (cuyo acceso se caracteriza por ser restringido a los agentes del mercado regulado). Este tipo de acceso se caracteriza porque está basado en transacciones o contratos físicos de energía. Estas transacciones de ATR bilaterales fue inicialmente utilizado en el proceso liberalizador de la industria eléctrica en los EE. UU., en la actualidad, la directiva del mercado común de la electricidad de la Unión Europea obliga a los estados miembros, a permitir el uso de las redes de transmisión a terceros.

- Acceso implícito: este tipo, normalmente se utiliza en sistemas eléctricos desregulados que se encuentran organizados en torno a un mercado mayorista en modo de *pool* obligatorio (por ejemplo, Chile, y Argentina), donde todos los agentes tienen acceso a la red. Los contratos que se establecen en este tipo de acceso son de carácter financiero (contratos por diferencias y por congestión en la red), lo que permite que la eficiencia de las operaciones de corto plazo del sistema no se vea afectada.

1.1.3. El modelo del *pool* competitivo

Un *pool* o mercado eléctrico de contrato (*Pool or Electricity Spot Market*) es virtualmente distinto a cualquier otro mercado, ya que este debe igualar la oferta y la demanda en cada instante del tiempo para mantener el equilibrio eléctrico de la red de alto voltaje, lo cual requiere que cada planta generadora siga las instrucciones de operación de un despachador central (Operador de la red).

Los *pools* eléctricos son instituciones de mercado diseñadas para permitir el intercambio y la competencia en el suministro energético, mientras que de forma simultánea se tiene en cuenta la coordinación y el control de la generación y de la transmisión. Los *pools* de electricidad proporcionan un bien especificado, mecanismo de mercado por el que las ofertas de compra y venta de energía (el precio pujado por el generador y la cantidad ofertada por el consumidor) son transformadas en precios de mercado y cantidades (Von Der Fer y Harbord, 1998).

El mercado *spot* desempeña un papel vital en la determinación de qué plantas son despachadas y de cuáles no lo son. Esencialmente, este mercado establece un orden de mérito que no se basa en el coste marginal de corto plazo reportado por las unidades de generación, como es el caso de la mayoría de los

tradicionales sistemas centralizados, sino que se basa en una subasta de precios. La unidad que hace la puja más baja se despacha primero. La unidad que hace la puja más alta, que aún se despacha, determina el precio del sistema recibido por todos los generadores que están operando en cualquier momento. Las reglas de acceso a la red aseguran que generadores alternativos puedan alcanzar a los consumidores finales, dado que el *pool* es un mercado multilateral de corto plazo para el intercambio de electricidad.

Las principales características de las diversas variantes del modelo *pool* competitivo son:

- Requiere la separación vertical entre la generación y la transmisión y entre la generación y la comercialización. Esto es fundamental para el eficiente funcionamiento de este modelo.
- Debe haber una adecuada competencia en la generación para evitar que el precio del *pool* sea fijado por encima de los niveles competitivos.
- Se puede permitir cierto grado de integración entre las fases de generación y de distribución siempre que exista competencia en la generación y en la comercialización, de modo que junto con una supervisión reguladora se pueda compensar en cierto grado los efectos negativos de la integración vertical.
- En los países que han puesto este modelo en ejecución, el *pool* es manejado, generalmente por una entidad especial, que no tiene ningún interés económico o directivo en la generación o en la transmisión.
- La mayoría de los modelos del *pool* competitivo de electricidad ofrecen un

componente del precio de la energía (por megavatio-hora) y un componente del precio de la capacidad (previsto como incentivo a la inversión a largo plazo). También incorporan un margen entre el precio del mercado *spot*, que se paga a los generadores, y el precio cobrado a los compradores, que incorpora los pagos de aquellos servicios de suministro complementarios.

1.2. Procesos de regulación del Mercado Eléctrico de Guatemala

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) lleva a cabo sus funciones de acuerdo a lo establecido en el Decreto núm. 93-96 del Congreso de la República (Ley General de Electricidad, LGE), el Acuerdo Gubernativo núm. 256-97 del Ministerio de Energía y Minas (Reglamento de la LGE), el Acuerdo Gubernativo núm. 299-98 (Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista y normas emitidas.

De acuerdo a la LGE fue necesario establecer las normas jurídicas fundamentales para facilitar la actuación de los diferentes sectores del sistema eléctrico, buscando su máximo funcionamiento, lo cual hace imperativo crear una comisión técnica calificada, elegida entre las propuestas por los sectores nacionales más interesados en el desarrollo del subsector eléctrico. Durante el año 2002, en resumen, la CNEE está llevando a cabo las siguientes actividades:

- Fiscalización de la calidad técnica y comercial del servicio de distribución, con el propósito de verificar el cumplimiento de la normativa emitida.
- Atención y verificación de la atención de reclamos y quejas presentados por los usuarios del servicio de distribución en la empresa distribuidora y directamente en las oficinas de la CNEE.
- Actividades relacionadas con el proceso de revisión tarifaria quinquenal de

acuerdo a lo establecido en la LGE.

- Auditorías al Administrador del Mercado Mayorista.
- Verificación de estudios presentados por los interesados en acceder al sistema de transporte de energía eléctrica.
- Trámite y evacuación de procesos jurídicos relacionados con el subsector eléctrico.

Para el cumplimiento de sus funciones la CNEE tiene la fortaleza de poseer personal profesional y técnico altamente capacitado, que a través de los años de funcionamiento de la entidad ha adquirido la experiencia y madurez adecuada el cumplimiento de sus funciones, otra fortaleza lo constituye la imagen positiva que la CNEE y el subsector eléctrico, en general tienen a nivel nacional, incluso en la región centroamericana y algunos países de Latinoamérica. En varias oportunidades, personal del ente regulador de la República de El Salvador ha efectuado pasantías en la CNEE, con el propósito de que profesionales de esta última le transfieran experiencias y conocimientos adquiridos.

Aunque la CNEE, de acuerdo a la ley que tenga presupuesto propio para el desarrollo de sus funciones, lo cual es una fortaleza, constituye una limitación del mismo, lo cual obliga a la entidad, estar gestionando continuamente apoyo técnico y financiero de entidades internacionales tales como: el Banco Mundial, Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Agencia Internacional para el Desarrollo (AID), Proyecto Regional de Energía Eléctrica del Istmo Centroamericano (PREEICA), a lo cual hay que comentar que se ha tenido muy buena respuesta de estas entidades.

En el tema de capacitación de recursos humanos, una debilidad lo constituye el hecho que en Guatemala, actualmente no existe ninguna entidad académica que dentro de sus programas de estudio incluya el tema regulatorio,

mientras que varios países latinoamericanos ello es un hecho, esta situación también puede considerarse una oportunidad de apertura de nuevas especializaciones académicas, considerando la tendencia actual de apertura a las inversiones y participación privada, inclusive en los servicios públicos y el establecimiento de entidades reguladoras.

Actividad relevante en el primer semestre del 2002, lo constituye el hecho de haberse dado en estricto cumplimiento con lo establecido en la LGE, la transición entre el primer y el segundo Directorio de la CNEE, acto que se llevó a cabo el viernes 24 de mayo del 2012, ante el subsector eléctrico en general.

El presente informe está constituido por tres capítulos:

- Capítulo I: contiene una descripción del marco legal en el cual se sustenta la actividad de la CNEE.
- Capítulo II: en el cual se trata de caracterizar el área de competencia de la CNEE, específicamente el negocio de la distribución de energía eléctrica en Guatemala.
- Capítulo III: donde se describen las actividades más relevantes llevadas a cabo durante el primer semestre del año.

Al final, en los anexos se presentan cuadros de las áreas de distribución de energía eléctrica por empresa, número de usuarios de cada empresa actualizados, pliegos tarifarios emitidos durante el primer semestre del año para las empresas EEGSA, DEORSA y DEOCSA.

Con relación al tema de distribución de energía eléctrica en los últimos años, la cobertura eléctrica en Guatemala ha variado desde un 45 % en 1995, hasta un 80 % en el 2002, lo cual coloca a Guatemala, como uno de los países de América

Latina con más avances en este sentido, debiéndose ello a una combinación en el número de usuarios conectados de oficio por las empresas distribuidoras, amparados por el marco legal actual y el Programa de Electrificación Rural (PER), estimándose que con este programa se han adherido más de 130 000 nuevos usuarios.

Anteriormente a la vigencia de la LGE, la calidad constituyó un tema secundario desde el punto de vista del usuario y algunas veces del prestador de servicio, actualmente existe toda una normativa aprobada que, con el trabajo de fiscalización que ejecuta la CNEE permitirá en corto plazo, que los usuarios no solo tengan la continuidad deseada en el servicio, sino que el mismo esté acorde con los parámetros de calidad normas.

Luego de varios años de haber entrado en vigencia el reglamento para la atención de reclamos y quejas de los usuarios del servicio de distribución, que fuera emitido por la CNEE, de aplicación obligatoria para las empresas de distribución de energía eléctrica, se ha podido observar el incremento del uso por parte de los usuarios de los mecanismos para quejarse o reclamar con relación al servicio prestado, lo cual permite establecer en complemento con otros medios, cuáles son las dificultades más frecuentes que afectan al usuario y poder establecer programas para su solución.

1.3. Leyes y reglamentos que rigen el Mercado Eléctrico de Guatemala

Derivado del Decreto núm. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, se promulga la Ley General de Electricidad, con el objetivo de normar el desarrollo de las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad.

Posteriormente, para la adecuada aplicación de la Ley General de Electricidad se desarrollan sus normas en forma reglamentaria, cuya finalidad es procedente dictar las respectivas disposiciones legales.

1.3.1. Ley General de Electricidad

Se originó a través del Decreto núm. 93-96, considerando que la oferta de energía eléctrica no satisface las necesidades de la mayor parte de la población guatemalteca, que no son proporcionales los requerimientos de una mayor oferta en relación con su creciente demanda, y que la deficiencia de dicho sector es un obstáculo en el desarrollo integral del país, por lo que es necesario aumentar la producción, transmisión y distribución de dicha energía mediante la liberalización del sector.

El Gobierno de la República de Guatemala, como coordinador y entre subsidiario del desarrollo nacional, considera de urgencia nacional, tal como se preceptúa en la Constitución Política de la República de Guatemala en su artículo 129, y debido a que el Gobierno no cuenta con los recursos económico-financieros, para una empresa de tal envergadura, lo que hace necesaria la participación de inversionistas que apoyen la creación de las empresas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y optimicen el crecimiento del subsector eléctrico.

La Ley General de Electricidad busca desmonopolizar el sistema de generación de energía eléctrica, cumpliendo con el mandato constitucional contenido en el artículo 130 de la Constitución Política de la República de Guatemala, es urgente descentralizar y desmonopolizar los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica para agilizar el crecimiento de la oferta y satisfacer las necesidades sociales y productivas de los habitantes de la

República, buscando mejorar el nivel de vida de todos los guatemaltecos, especialmente de los pobladores más pobres de las regiones del interior del país que actualmente no gozan de este servicio.

Por lo que es necesario establecer las normas jurídicas fundamentales para facilitar la actuación de los diferentes sectores de sistema eléctrico, buscando su máximo funcionamiento, lo cual hace imperativo crear una comisión técnica calificada, elegida entre las propuestas por los sectores nacionales más interesados en el desarrollo del subsector eléctrico. Por tanto, con base en lo considerado y en el ejercicio de las facultades que le confiere al inciso a) del artículo 171 de la Constitución Política de la República de Guatemala.

- Artículo 1. La ley norma el desarrollo del conjunto de actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad, de acuerdo con los siguientes principios y enunciados:
- Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización o condición previa por parte del Estado, más que las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país.
- Es libre el transporte de electricidad, cuando para ello no sea necesario utilizar bienes de dominio público; también es libre el servicio de distribución privada de electricidad.
- En los términos a que se refiere esta ley, el transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad, estarán sujetos a autorización.

- Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución sujetos a autorización. Las transferencias de energía entre generadores, comercializadores, importadores y exportadores, que resulten de la operación del mercado mayorista, estarán sujetos a regulación en los términos a que se refiere la presente ley.

1.3.2. Reglamento de la Ley General de Electricidad

El reglamento de la Ley General de Electricidad fue por el Acuerdo Gubernativo número 256-97, considerando que mediante el Decreto número 93-96 del Congreso de la República, se promulgó la Ley General de Electricidad, con el objetivo de normar el desarrollo de las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad.

Para la adecuada aplicación de la Ley General de Electricidad, deben desarrollarse sus normas en forma reglamentaria, para cuya finalidad es procedente dictar las respectivas disposiciones legales.

Por tanto: en el ejercicio de las funciones que le confiere el artículo 183, inciso e) de la Constitución Política de la República de Guatemala y con base en el artículo 4 de las disposiciones transitorias de la Ley General de Electricidad.

1.3.3. Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

El Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista fue creado a través del Acuerdo Gubernativo número 299-98 considerando que es función del Estado establecer las normas fundamentales que permitan el abastecimiento suficiente y

confiable del servicio de energía eléctrica con precios accesibles a la población, garantizando su desarrollo económico y social.

Es responsabilidad del Gobierno de la República facilitar el crecimiento del subsector eléctrico y satisfacer las necesidades sociales y económicas de los habitantes, a través de la participación de los sectores productivos del país, buscando mejorar el nivel de vida de todos los guatemaltecos, especialmente los habitantes de las regiones del interior del país que actualmente no tienen servicio de energía eléctrica en sus localidades.

El Decreto número 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, en su artículo 44 determina que la administración del Mercado Mayorista estará a cargo del Administrador del Mercado Mayorista, cuyas funciones son: la coordinación de la operación, el establecimiento de precios de mercado de corto plazo y garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.

El Decreto número 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, en su artículo 44 determina que la conformación, mecanismos de financiamiento y el funcionamiento del administrador del Mercado Mayorista, se normará de conformidad con la Ley General de Electricidad, su reglamento y su propio reglamento específico.

De conformidad con el artículo 38 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, corresponde al Ministerio de Energía y Minas elaborar el reglamento específico que regule el funcionamiento del administrador del Mercado Mayorista.

Es función del administrador del Mercado Mayorista garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica del país, tomando en consideración la

coordinación de la operación, el establecimiento de precios de mercado dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad; y administrando todas las transacciones comerciales del Mercado Mayorista.

De conformidad con las normas vigentes, corresponde al administrador del Mercado Mayorista, emitir las normas de coordinación que permitan completar el marco regulatorio de la operación del Mercado Mayorista, debiendo consecuentemente después de su emisión, remitirlas a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para su aprobación.

Por tanto, en uso de las facultades que le confieren los artículos 1,2, 13 literal j), 14 y 20, literal c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, emite las Normas de Coordinación Comercial; siendo estas 14 y las Normas de Coordinación Operativas siendo 5.

1.3.3.1. NCC-01 Coordinación del despacho de carga

Fundamentos: la programación del despacho de carga requiere la equiparación de los pronósticos de disponibilidad de generación (incluyendo reservas) con los de demanda.

Sus objetivos son:

- Satisfacer las demandas de potencia y energía eléctrica proyectadas con márgenes operativos adecuados en la generación.
- La programación de la salida de servicio de instalaciones de generación y transmisión tomando en cuenta la operación económica y estable del SIN.

- La optimización de la generación hidrotérmica, tomando en cuenta restricciones operativas, contratos de compra-venta de energía eléctrica, de combustibles, y consideraciones ambientales, condiciones hidrológicas y las necesidades y los usos múltiples del agua.
- Ayudar a la identificación y solución de problemas operativos.

1.3.3.2. NCC-02 Oferta y demanda firme

Se denomina oferta firme (OF) de cada unidad generadora de los participantes productores a la máxima potencia neta (descontados sus consumos internos) capaz de producir, en función de sus características técnicas, su potencia máxima y disponibilidad, teniendo en cuenta las restricciones propias de la central o de su sistema de transmisión asociado. La suma de la oferta firme de todas las unidades generadoras de un participante productor se denomina oferta firme total (OFT).

1.3.3.3. NCC-03 Transacciones de desvíos de potencia

Es el conjunto de intercambios en el Mercado Mayorista, que resulta de los excedentes o faltantes de potencia comprometida en contratos entre sus participantes.

Desvíos de potencia del participante productor (DPPid): se calcula como la diferencia entre su oferta firme disponible total (OFDTid) y la potencia total comprometida (PTCid) por dicho participante. La liquidación de estas transacciones se hará mensualmente.

Potencia total comprometida (PTC_{id}): es la suma de la potencia que el participante productor compromete en contratos de abastecimiento, para cubrir demanda firme, más la potencia que vende en contratos de respaldo de potencia, más la potencia que utiliza para respaldar exportaciones y servicios complementarios. La PTC_{id} se calcula de conformidad con la siguiente fórmula:

$$PTC_{id} = PF_{id} + PCR_{id} + PE_{id} + PSC_{id}$$

Donde:

PTC_{id} = potencia total comprometida por el participante productor “i” en el día “d”

PF_{id} = potencia comprometida en contratos de abastecimiento por el participante productor “i” en el día “d”

PCR_{id} = potencia comprometida en contratos de respaldo por el participantes productor “i” en el día “d”

PE_{id} = potencia utilizada para respaldar exportaciones por el participante productor “i” en el día “d”

PSC_{id} = potencia comprometida en servicios complementarios por el participante productor “i” en el día “d”, exceptuando los incluidos en la determinación de la demanda máxima proyectada.

1.3.3.4. NCC-04 Precio de oportunidad de la energía

Es el valor del costo marginal de corto plazo de la energía en cada hora, definido como el costo en que incurre el sistema eléctrico para suministrar un kilovatio-hora adicional de energía a un determinado nivel de demanda de

potencia y considerando el parque de generación y transmisión efectivamente disponible. El costo marginal de corto plazo corresponde al máximo costo variable de las unidades generadoras, en el nodo de referencia, que fueron convocadas por el Despacho Económico y resultaron operando en función de su costo variable de acuerdo al resultado del programa diario, respetando los requerimientos de servicios complementarios.

1.3.3.5. NCC-05 Sobrecosto de unidades generadoras forzadas

- El costo operativo de una unidad generadora térmica será igual al costo variable de generación multiplicado por el coeficiente representativo de la variación de eficiencia en función del nivel de carga asignado. El costo operativo de las unidades generadoras comprometidas en los contratos a los que se refiere el artículo 40 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, será igual al precio de la energía del respectivo contrato declarado por la parte compradora.
- Generación forzada: energía producida por una unidad generadora requerida para operar por razones distintas a su costo variable de generación. No se considerará forzada a la generación hidroeléctrica que se ocasiona por requerimientos de aguas abajo y por necesidad de mantener niveles máximos de embalse o para evitar vertimientos. Una máquina resulta con generación forzada, porque su costo operativo es superior al POE en el nodo en que la misma está conectada.

Las unidades de generación venderán su producción neta de energía, medida en su nodo de conexión con el sistema de transporte, al costo operativo, es equivalente al precio de nodo más el sobrecosto por generación forzada. De

existir un generador que tenga su producción contratada por un participante consumidor que debe asumir este costo adicional, el mismo le será reconocido a tal participante. La unidad generadora forzada es excluida del cálculo del POE.

1.3.3.6. NC-06 Tratamiento de las pérdidas del sistema de transmisión

Pérdidas de transmisión: el sistema de precios nodales previsto modifica automáticamente el precio de la energía en cada nodo del sistema de transmisión, de acuerdo a las pérdidas marginales que ocasiona la inyección o retiro de potencia en el mismo.

1.3.3.7. NCC-07 Factores de pérdidas nodales fundamentos

- Fundamentos: la energía eléctrica se valoriza en cada punto de la red a través del de la energía en el nodo. El valor de la energía transferido a un nodo será el precio de la energía en el Mercado (PM) afectado por el factor de pérdidas nodales de energía.
- Factor de pérdidas nodales de energía (FPNE_i): el factor de pérdidas nodales de energía de un nodo “i”, con respecto al nodo de referencia, se define como la relación entre los costos marginales de ambos nodos cuando en el nodo “i” el costo marginal incorpora las pérdidas marginales del transporte al nodo de referencia y los mismos se encuentran vinculados sin restricciones de transporte. Los costos marginales deben ser los resultantes de un despacho económico de cargas que minimice el costo total de generación del sistema eléctrico. Preferentemente se utilizará el mismo programa utilizado para el despacho diario de cargas.

El factor de pérdidas nodales de energía (FPNE) del nodo i a la hora “k” se define como:

$$FPNE_{ik} = 1 + (\frac{\Delta P_{Perd}}{\Delta P_{d_{ik}}})$$

Donde:

$$(\frac{\Delta P_{Perd}}{\Delta P_{d_{ik}}})$$

FPNE = variación de las pérdidas totales de transporte con respecto a la potencia demandada en el nodo i

1.3.3.8. NCC-08 Cargo por servicios complementarios

Según el artículo 88 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, los cargos por servicios complementarios formarán parte del informe de costos mayoristas para el traslado de los costos y precios de energía y potencia a tarifas de los usuarios regulados de los distribuidores.

Reservas operativas:

- Reserva rodante regulante: se define como la capacidad de una unidad generadora que está sincronizada al sistema de potencia, pero que no está asignada a la producción de energía y que tiene como finalidad que la unidad generadora participe efectivamente en la regulación primaria de la frecuencia. La magnitud de esta reserva será del 3 % de la generación en cada hora.

- Reserva rodante operativa: se define como la fracción de la capacidad de una unidad generadora que está sincronizada al sistema de potencia, pero que no está asignada a la producción de energía. Tiene como finalidad, que la unidad generadora participe en la regulación secundaria y que esté disponible para otros requerimientos operativos.

Es distinta y adicional a la reserva rodante regulante y será asignada por el Administrador del Mercado Mayorista de acuerdo a criterios técnicos y económicos contenidos en el procedimiento técnico que deberá ser aprobado por el Administrador del Mercado Mayorista. El reconocimiento por reserva para regulación secundaria tendrá en cuenta que el servicio haya sido prestado de acuerdo a la calidad requerida. Para ello, el Administrador del Mercado Mayorista establecerá un control de la eficiencia horaria y los valores a alcanzar por el generador.

- Reserva rodante total: se define como la suma de la reserva rodante regulante más la rodante operativa.
- Reserva rápida: el AMM liquidará por cada unidad generadora que forme parte de la lista de mérito de reserva rápida integrada, conforme se indica en la Norma de Coordinación Operativa núm. 3, un importe equivalente a valorizar la potencia ofrecida al precio de la oferta, que no podrá superar el precio de referencia de la potencia (PREFP), de no ser suficiente con las unidades generadoras con contratos existentes, utilizadas para reserva rápida, a las cuales se les pagará el valor del contrato, en función de sus compromisos contractuales para los contratos existentes de acuerdo al artículo 40 del Reglamento del AMM.

El servicio complementario de reserva rápida será pagado por lo participantes consumidores, proporcionalmente a su demanda máxima registrada del día entre 18 y 20 horas.

1.3.3.9. NCC-09 Asignación y liquidación del peaje en los sistemas de transporte principal y secundarios

Objetivo: establecer la metodología para la asignación y liquidación de los cargos por peaje de los sistemas de transporte principal, secundarios y de las interconexiones internacionales.

El AMM elaborará un procedimiento interno para informar a los participantes del Mercado Mayorista lo siguiente: la anualidad de la inversión, los costos de operación y mantenimiento del sistema de transmisión principal y las potencias firmes de las centrales generadoras. Anualmente, el AMM elaborará el informe técnico para presentarlo a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica según lo establecido en dicho procedimiento.

1.3.3.10. NCC-10 Exportación e importación de energía eléctrica

Objetivo: la presente normará todo lo relativo a las transacciones de exportación e importación de energía eléctrica, que se efectúen en el Mercado Eléctrico Regional o con otros mercados o países con los que el SIN esté interconectado, a efecto de lograr la armonía y compatibilidad de las disposiciones del mercado nacional con dichos mercados o países.

Las actividades del Mercado Regional se realizarán entre sus agentes, los que podrán ser empresas dedicadas a la generación transmisión distribución y comercialización de electricidad, así como grandes consumidores. Todos los agentes, grandes usuarios, participantes consumidores y participantes productores del Mercado Mayorista Nacional, reconocidos como tales en la legislación nacional y en la medida en que el ordenamiento constitucional lo permita serán agentes del Mercado Eléctrico Regional y tendrán los derechos y obligaciones que se derivan de tal condición.

1.3.3.11. NCC-11 Informe de costos mayoristas

Para el traslado de los costos y precios de energía y potencia a las tarifas de los usuarios regulados de los distribuidores, antes del 31 de marzo de cada año, el AMM enviará a la Comisión un informe de costos mayoristas conforme se establece en el artículo 86 del reglamento de la ley.

Asimismo, al finalizar cada trimestre enviará a la Comisión un informe de costos mayoristas, diez días hábiles después del último día hábil del trimestre, la cual tendrá los siguientes componentes.

- El costo de compra de la energía y potencia a través de contratos con participantes productores.
- Las compras de energía en el Mercado de Oportunidad.
- Los costos asociados a los servicios complementarios que les corresponda pagar como participante consumidor, excepto aquellos debidos a incumplimiento de sus compromisos de reactivo y netos de los eventuales créditos que correspondan por déficit de reserva de potencia.

- Los sobrecostos por generación forzada.
- El cargo por pérdidas como participante consumidor, descontando el excedente de precios nodales más los cargos por pérdidas correspondientes a los contratos de potencia en que compra en el nodo de la central.
- Los cargos por peaje de los contratos en los que el distribuidor compra en el nodo de la central.
- La cuota por administración y operación correspondiente al AMM.
- El cargo por servicios de regulación del Mercado Eléctrico Regional.
- El cargo por servicio de operación del sistema, cargo por servicio de operación del Mercado Eléctrico Regional o por servicio de operación.
- La diferencia entre el costo de las compras de energía al precio medio proyectado con nivel trimestral, y su costo real, con base al precio del Mercado de Oportunidad y al de contratos.

1.3.3.12. NCCA-12 Procedimiento de liquidación y facturación

La liquidación de las transacciones económicas será efectuada por el AMM sobre la base de los registros del sistema de medición comercial, del sistema de control supervisorio y de las cláusulas de los contratos a término. El período de liquidación corresponde a un mes calendario, que va de las 0:00 horas del primer día, hasta las 24:00 horas del último día del mes.

Informe de transacciones económicas: el AMM emitirá el informe de transacciones económicas a más tardar quince (15) días hábiles después de la fecha de cierres, en la que se detallará, para cada participante, los importes acreedores deudores resultantes de sus transacciones en el mercado mayorista anteriores.

Los conceptos a incluir para cada tipo de participante son los siguientes:

Transportista:

- Cargos por peaje
- Cargos por conexión

Generadores, importadores, exportadores, comercializadores, grandes usuarios y distribuidores.

- Energía
- Desvío de potencia
- Servicios complementarios
- Cargos por pérdidas
- Cargos por peaje
- Sobrecostos por generación forzada
- Sobrecostos de producción a requerimiento del agente

Todos los importes estarán expresados en su equivalente en dólares de los Estados Unidos de América, que será la moneda de referencia para el cálculo de las transacciones y pago de los cargos respectivos.

1.3.3.13. NCC-13 Mercado a término

Es aquel que está constituido por contratos entre agentes o grandes usuarios del Mercado Mayorista (MM), con precios, cantidades y duración pactados entre las partes, los cuales deben estar enmarcados dentro de lo preceptuado por la Ley, sus reglamentos y las normas de coordinación. Se integra por los contratos existentes a los que se aplican sus propios términos de acuerdo a lo establecido en el artículo 40 del Reglamento del AMM, los cuales deben ser informados al AMM por las partes, a través de las planillas correspondientes.

Se integra también, por los contratos suscritos con posterioridad a la Ley General de Electricidad, para estos últimos no aplican más restricciones que las impuestas en la regulación vigente y las Normas de Coordinación Comercial.

Los participantes consumidores (distribuidores, comercializadores y grandes usuarios) deberán contar con contrato de potencia, que les permita cubrir con oferta firme eficiente sus requerimientos de demanda firme.

En el caso de los grandes usuarios con representación, el comercializador con el cual hayan suscrito el contrato de comercialización será el responsable de cubrir con oferta firme eficiente la demanda firme de cada gran usuario, para el año en curso y el siguiente. Los participantes productores podrán celebrar contratos de compra de reserva de potencia para respaldar sus propios compromisos de venta de potencia a distribuidores, grandes usuarios participantes, comercializadores u otros generadores.

1.3.3.14. NCC-14 Habilitación comercial para operar en el Mercado Mayorista y Sistema de medición general

Los objetivos de la presente norma son:

- Establecer las características del sistema y de los equipos que formarán parte del Sistema de Medición Comercial que utilizará el administrador del Mercado Mayorista para liquidar las transacciones comerciales en el Mercado Mayorista de Guatemala.
- Establecer los requisitos y procedimientos indispensables para que un agente o gran usuario pueda realizar transacciones económicas en el Mercado Mayorista.

El Sistema de Medición Comercial (SMEC) será utilizado por el Administrador del Mercado Mayorista como base para la liquidación de las transacciones comerciales. La calidad del servicio de distribución de energía eléctrica: la reestructuración del subsector eléctrico de Guatemala, a partir de la Ley General de Electricidad promulgada en el año de 1996, introdujo nuevos conceptos en lo que respecta a la calidad del servicio suministrado, que si bien no eran técnicamente desconocidos con anterioridad, no se aplicaban en forma sistemática en las empresas distribuidoras.

En general, no existían límites admisibles para la prestación en relación a la calidad del suministro, y de existir no se desarrollaban metodologías precisas de control, ni se encontraban penalizadas las desviaciones a los límites establecidos, como tampoco se bonificaba a los usuarios por recibir una calidad

del servicio inferior a la correspondiente a la tarifa abonada y a las normas emitidas.

Emisión de normas técnicas: en cumplimiento con las funciones establecidas en la Ley General de Electricidad y su Reglamento, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitió durante los años 1998 y 1999 las siguientes Normas:

- Normas técnicas del servicio de distribución (NTSD).
- Normas de estudios de acceso al sistema de transporte y sanciones (NEAST).
- Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución (NTDOID).
- Norma de seguridad de presas (NSP).
- Normas técnicas de acceso y uso de la capacidad de transporte (NTAUCT).
- Normas técnicas de calidad del servicio de transporte y sanciones (NTCSTS).
- Normas técnicas de diseño y operación del servicio de transporte (NTDOST).
- Normas de coordinación comercial y operativa del Administrador del Mercado Mayorista.

Asimismo, la Comisión emitió durante el 2001, las siguientes metodologías que complementan las normas anteriores:

- Metodología para el control del producto técnico
- Metodología para el control del servicio comercial
- Metodología para el control de la calidad del servicio técnico (interrupciones).

1.3.3.15. NCC-15 Norma de desconexión del sistema nacional interconectado, suspensión de operaciones y deshabilitación en el Mercado Mayorista

Objetivo y alcance: establecer las causales, procedimiento general y órganos competentes para realizar la desconexión de instalaciones vinculadas al Sistema Nacional Interconectado (SNI), así como la suspensión de la operación y la deshabilitación en el Mercado Mayorista de los participantes del Mercado Mayorista, a efecto de garantizar la seguridad del SNI, la continuidad del suministro y liquidez del Mercado Mayorista (MM).

Son causales de suspensión de operación las siguientes:

- Incumplir en tiempo y forma con realizar los pagos de los saldos deudores derivados de las transacciones económicas en el MM, que persistan después de la ejecución de la garantía establecida en la Norma de Coordinación Comercial número 12.

- Incumplir con la restitución de la garantía en el monto, forma y plazo que exige el ordenamiento jurídico.
- Incumplir con ajustar el monto de su garantía a los valores que indique el administrador del Mercado Mayorista (AMM), de conformidad con lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial número 12.
- Por la aplicación del numeral 12.6.10 de la Norma de Coordinación Comercial núm. 12 por parte del AMM, en resguardo de la seguridad del SNI y liquidez del Mercado Mayorista.
- Cuando se suspenda temporalmente la inscripción en el Registro de Agentes y Grandes Usuarios del Ministerio de Energía y Minas.

Causales de desconexión: los puntos de consumo o inyección de electricidad, serán desconectados del Sistema Nacional Interconectado en los siguientes casos:

- Cuando se haya suspendido operaciones al participante del Mercado Mayorista por cualquiera de las causales establecidas en el artículo 3 de esta Norma, y se hayan vencido los plazos sin subsanar los incumplimientos.
- Cuando concurra cualquiera de las causales establecidas en los numerales 14.30 y 14.31 de la Norma de Coordinación Comercial número 14.
- Cuando se altere el equipo de medición que forme parte del Sistema de Medición Comercial (SMEC) en contravención a lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial número 14.

- Cuando el participante del Mercado Mayorista realice consumos fraudulentos, en contravención a lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial número 14.
- Cuando el participante del Mercado Mayorista impida al AMM verificar los equipos y registros de medición, no obstante haber sido requerido en dos o más oportunidades consecutivas, contraviniendo lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial número 14.
- Cuando el participante del Mercado Mayorista no opere sus instalaciones de acuerdo a lo establecido en las Normas de Coordinación emitidas por el AMM, no obstante haber sido requerido en dos o más oportunidades consecutivas, poniendo en riesgo la seguridad de las personas o de las instalaciones del SNI.
- Cuando se consuma o inyecte energía eléctrica del SNI en un punto de conexión, sin haber cumplido previamente con lo establecido en la normativa vigente o con su habilitación en el MM.
- Cuando se realicen transacciones de compra o venta de electricidad con personas individuales o jurídicas que no estén habilitados en el MM.
- Por decisión del participante del Mercado Mayorista debido al cierre de la empresa o cambio de domicilio.
- Cuando un participante del Mercado Mayorista consuma energía eléctrica sin haber hecho efectivos los pagos en la forma y plazo convenidos con el Participante que le suministra.

Al presentarse el primer evento o incidente, que pudiera desarrollarse y dar paso a un procedimiento de suspensión o desconexión, el AMM dará un aviso preventivo a los participantes del Mercado Mayorista, publicando el evento en su página web y remitiendo un correo electrónico a los participantes relacionados, con el objetivo de que conozcan la situación y preparen las adecuaciones que pudieran ser necesarias para asegurar su suministro en el MM.

A partir de este momento, los participantes que son suministrados o comercializados por el participante que pudiera ser sujeto a la desconexión, tendrán la opción y el derecho de realizar los pagos por sus consumos de energía eléctrica en una cuenta del Administrador del Mercado Mayorista, con el propósito de asegurar la liquidez del mercado y que los pagos sean efectivamente realizados a las entidades acreedoras correspondientes.

Normas Técnicas del Servicio de Distribución (Ntsd): fueron emitidas por medio de la resolución CNEE 09-99 el 9 de abril de 1999, el objetivo de las mismas es establecer los derechos y obligaciones de los prestatarios y usuarios del Servicio Eléctrico de Distribución, índices o indicadores de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica, tanto en el punto de entrega como el punto de utilización de tales servicios, tolerancias permisibles, métodos de control, indemnizaciones, sanciones y multas, respecto a los siguientes parámetros.

- Calidad del producto suministrado por el Distribuidor
 - Regulación de tensión
 - Desbalance de tensión en servicios trifásicos
 - Distorsión armónica
 - *Flicker*

- Incidencia del usuario en la calidad del producto
 - Distorsión armónica
 - *Flicker*
 - Factor de potencia

- Calidad del servicio técnico
 - Interrupciones

- Calidad del servicio comercial
 - Calidad del servicio comercial prestado por el distribuidor
 - Calidad de atención al usuario

Con el propósito de posibilitar una adecuación gradual de los participantes, a las exigencias de las normas en referencia, se establecieron cuatro etapas consecutivas, con niveles crecientes de exigencia, siendo ellas:

- Etapa preliminar: rige a partir de la vigencia del reglamento de la Ley General de Electricidad tiene una duración de seis meses posteriores a la primera fijación de tarifas para cada empresa distribuidora por parte de la Comisión, siendo su propósito implementar y ajustar, en forma conjunta entre las distribuidoras y la Comisión, la metodología de medición y control de los índices o indicadores de calidad del servicio de distribución de energía eléctrica, a aplicar en las etapas siguientes.

- Etapa de prueba: se inicia a partir de la terminación de la etapa preliminar, teniendo una duración de seis meses y su propósito es poner en marcha la metodología ajustada en la misma, dando comienzo a los procesos de obtención de información relacionados con la norma, así como el cálculo de

la totalidad de los índices o indicadores de calidad del servicio eléctrico de distribución a controlar en la etapa siguiente.

- Etapa de transición: inicia a partir de la finalización de la etapa de prueba, teniendo una duración de doce meses. En esta se controla la calidad del servicio de distribución suministrado, mediante el seguimiento de índices o indicadores individuales y globales para el exigir el cumplimiento de los valores fijados en las normas.
- Etapa de régimen: inicia a partir de la finalización de la etapa de transición, durante esta etapa se exigirá tanto a los distribuidores como usuarios, el cumplimiento de los índices o indicadores individuales y globales de calidad de todos los parámetros contenidos en las normas, según les corresponda. Los incumplimientos en las tolerancias establecidas como admisibles para esta etapa, serán consideradas para efecto de la determinación de una indemnización, sanción o multa, según corresponda. Esta etapa inició para la Empresa Eléctrica de Guatemala en junio del año 2000, y para las empresas Distribuidora de Electricidad de Oriente y Distribuidora de Electricidad de Occidente en noviembre del mismo año.

Normas de Estudios de Acceso al Sistema de Transporte y Sanciones (NEAST): fueron emitidas por la Comisión por medio de la resolución CNEE 49-99 el 18 de noviembre de 1999, el objetivo de las mismas es establecer los criterios y requerimientos mínimos para asegurar que las mejoras y expansiones de las instalaciones del sistema de transporte de energía eléctrica se diseñen y operen, garantizando la seguridad de las personas, sus bienes y calidad del servicio.

1.4. Instituciones que rigen el Mercado Eléctrico de Guatemala

Las instituciones que rigen el Mercado Eléctrico de Guatemala son el Ministerio de Energía y Minas, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, quien es el órgano técnico del Ministerio; el Administrador del Mercado Mayorista, quien tiene como misión la coordinación de transacciones entre participantes del Mercado Mayorista de Electricidad.

1.4.1. Ministerio de Energía y Minas (MEM)

El MEM contribuye con el desarrollo energético sustentable, impulsando el suministro y utilización eficiente y competitiva de la energía eléctrica, de la energía renovable, y de los usos específicos de la energía, con la finalidad de apoyar la sustentabilidad económica, social y ambiental del país.

El Ministerio de Energía y Minas tiene como misión propiciar y ejecutar las acciones que permitan la inversión destinada al aprovechamiento integral de los recursos naturales, que proveen bienes y servicios energéticos y mineros, velando por los derechos de sus usuarios y de la sociedad en general, ya que el MEM cumple varias funciones en Guatemala, la investigación se enfocará en el subsector eléctrico.

- Subsector Eléctrico de Guatemala: conjuntamente con el subsector de hidrocarburos conforman el sector energético. La rectoría de estos subsectores le corresponde al Ministerio de Energía y Minas, cuentan con un marco de política, un marco institucional, un marco regulatorio y una infraestructura para el efecto.

- Integración del Subsector Eléctrico: es el encargado del suministro de energía eléctrica en condiciones óptimas de seguridad, calidad y precio, estando integrado por los siguientes componentes

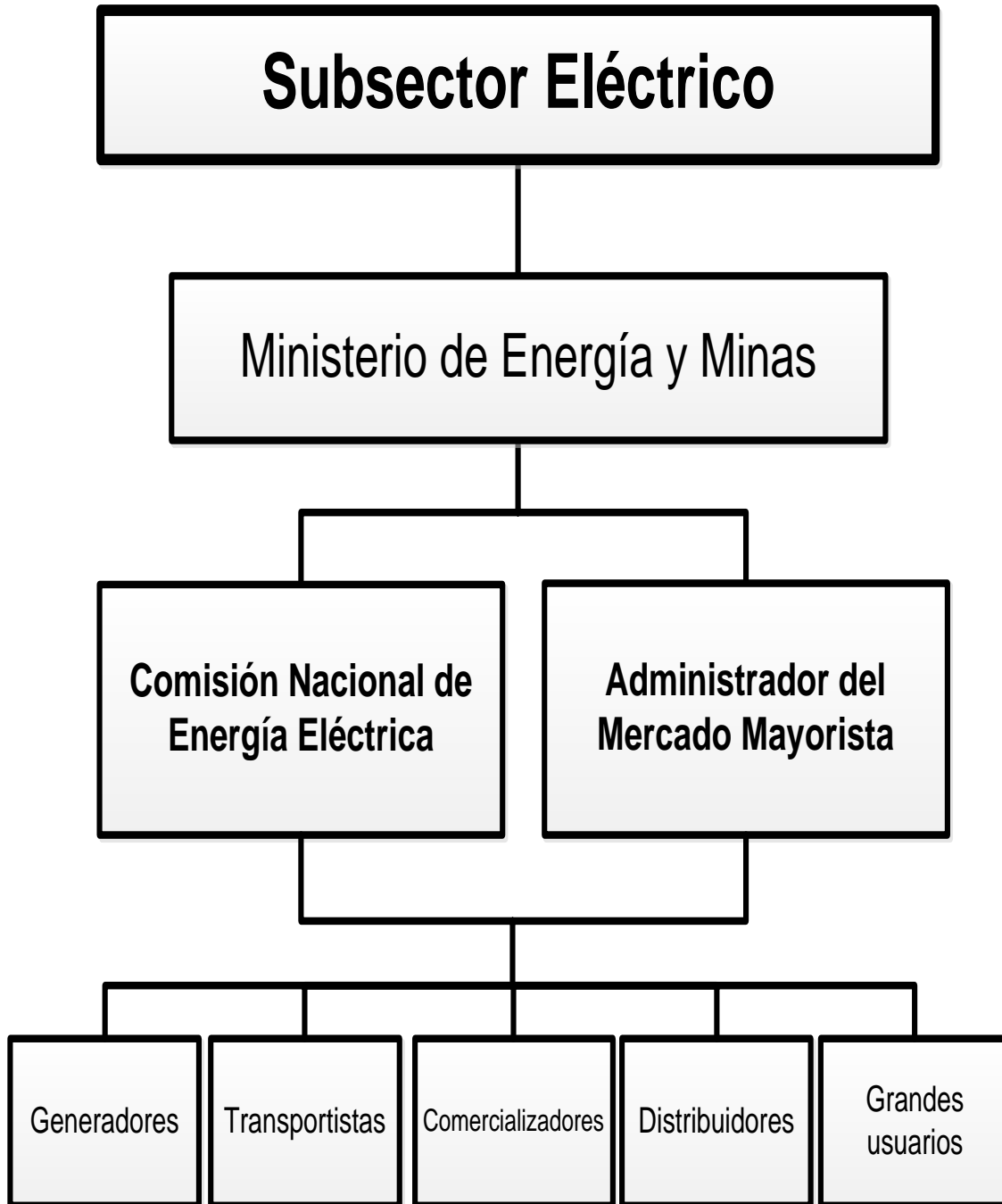
- Marco de Política Eléctrica: representa la base fundamental del desarrollo del Subsector Eléctrico. Este marco define los principios y las directrices que deberán considerarse al realizar toda acción (institucional, regulatoria o evolutiva del mercado eléctrico y del sistema eléctrico, pública o privada, subsidiaria o empresarial), con la finalidad de fortalecer al subsector eléctrico.

- Marco Institucional: el marco institucional del Subsector Eléctrico está constituido por entidades consignadas en la Ley General de Electricidad.
 - Ministerio de Energía y Minas (MEM): ente rector.

 - Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE): ente regulador.

 - Administrador del Mercado Mayorista (AMM), ente operador del sistema eléctrico y mercado eléctrico encargado de coordinar las transacciones entre los agentes y participantes del Mercado Mayorista de Electricidad.

Figura 1. Organigrama del Subsector Eléctrico

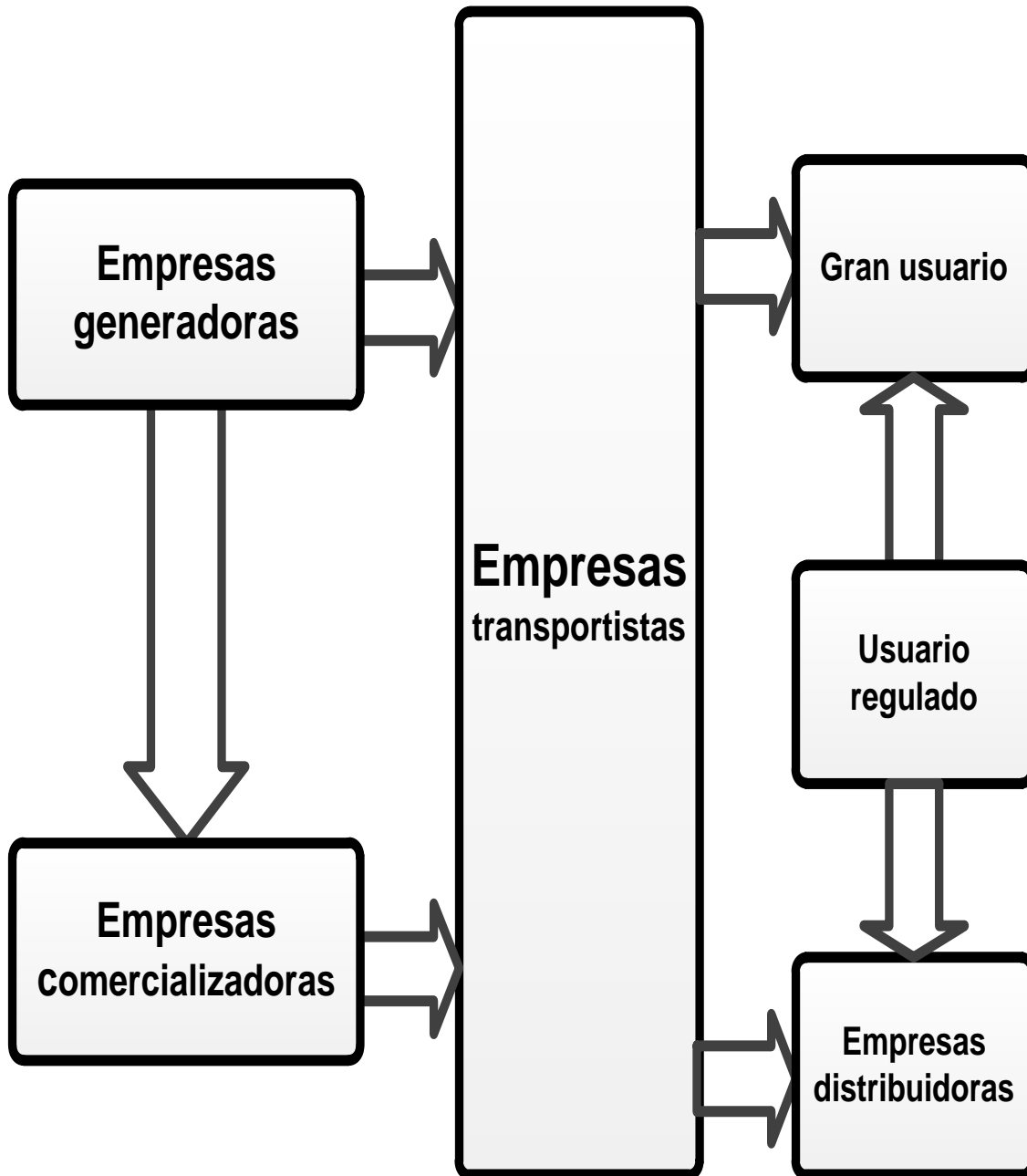


Fuente: elaboración propia, con base en el Subsector Eléctrico en Guatemala (MEM).

El marco regulatorio está integrado por el ordenamiento jurídico que rige las actividades del Subsector Eléctrico:

- Ley General de Electricidad, sus reglamentos y modificaciones, la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable y su reglamento, los acuerdos ministeriales emitidos por el MEM, y las normas resoluciones emitidas por la CNEE y el AMM.
- Mercado Eléctrico: instrumento en el cual se realizan las transacciones comerciales (compra y venta de potencia y energía eléctrica) del Subsector Eléctrico. La importancia de este componente radica en que determina cuantitativamente la dimensión del sistema eléctrico.

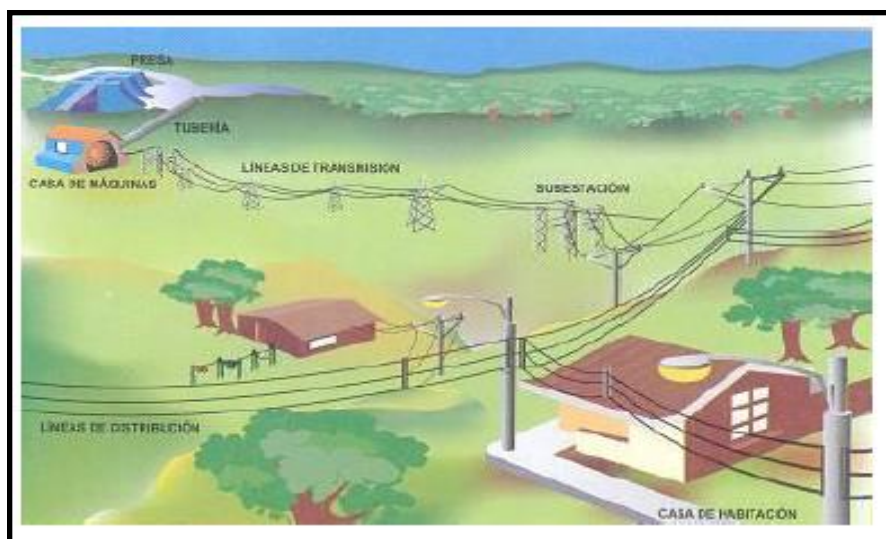
Figura 2. Sistema eléctrico



Fuente: elaboración propia, con base en el Subsector Eléctrico en Guatemala (MEM).

- Sistema Eléctrico: representado por la infraestructura física que permite cumplir, tanto cualitativa como cuantitativamente con el suministro de energía eléctrica, es decir, los sistemas de: generador, de transporte (líneas de transmisión y subestaciones de potencia) y el de distribución (líneas y subestaciones de distribución).

Figura 3. **Infraestructura física del sistema eléctrico**



Fuente: con datos de Subsector Eléctrico en Guatemala (MEM).

1.4.2. **Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)**

Fue creada a través de la Ley General de Electricidad, contenida en el Decreto número 93-96 del Congreso de la República, publicado en el Diario de Centroamérica el 15 de noviembre de 1996.

A su vez, el Reglamento de la Ley General de Electricidad está contenido en el Acuerdo Gubernativo número 256-97, publicado en el Diario de Centroamérica el 2 de abril de 1997.

El primer directorio de la CNEE fue nombrado mediante la emisión del Acuerdo Gubernativo número 404-97, publicado el 20 de mayo de 1997, en el cual se nombró a sus tres miembros, quienes tomaron posesión de sus cargos el 28 de mayo de ese mismo año.

El actual directorio de la CNEE tomó posesión el lunes 28 de mayo de 2012:

- Licda. Carmen Urízar Hernández: presidenta
- Licda. Silvia Ruth Alvarado de Córdova: directora
- Lic. Jorge Guillermo Aráuz Aguilar: director

La misión de la CNEE es velar por el cumplimiento de la Ley General de Electricidad y su Reglamento, regulando a favor de la eficiencia, estabilidad y sostenibilidad del Subsector Eléctrico en Guatemala. En otros términos, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica se rige por la Ley General de Electricidad.

1.4.3. Administrador del Mercado Mayorista

En 1996, el Gobierno de la República de Guatemala puso en marcha el ordenamiento de la industria eléctrica del país, emitiendo la Ley General de Electricidad, Decreto núm. 93-96 y su reglamento en el Acuerdo Gubernativo núm. 256-97. En el artículo 44 de la Ley se crea el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), una entidad privada, sin fines de lucro, cuyas funciones son:

- La coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo costo, para el conjunto de operaciones del Mercado Mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre agentes de este Mercado.
- Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores; específicamente cuando no correspondan a contratos libremente pactados.
- Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el país.
- Además de las funciones anteriores, el AMM debe realizar las siguientes actividades.
 - Garantizar la seguridad del Sistema Nacional Interconectado (SNI) de energía eléctrica y el suministro, así como minimizar los costos mayoristas en el Mercado de Oportunidad.
 - Prever y programar eficientemente el funcionamiento del Mercado Mayorista y del SNI.
 - Realizar la valorización de las transacciones, pagos y cobros a los agentes de manera transparente.
- Operar en el Sistema Nacional Interconectado y administrar el Mercado Mayorista con objetividad y máxima transparencia, dentro de las reglamentaciones del Mercado Mayorista.
- Velar por la obtención de la máxima eficiencia en el uso de los recursos.

Estructura organizativa: el órgano directivo superior del AMM es la Junta Directiva, la cual está integrada (según el artículo 21 del Reglamento del AMM), por diez miembros titulares, representantes de cada una de las cinco agrupaciones de participantes del Mercado Mayorista (generadores, distribuidores, transportistas, comercializadores, grandes usuarios). Los representantes deben ser electos por un período de dos años, pudiendo ser reelectos.

1.5. Diferentes tipos de contratos regulados

Previo a definir los contratos regulados del Mercado Eléctrico Guatemalteco se definirá el concepto de contratos a término (reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo núm. 68-2007): es el conjunto de transacciones de compraventa de electricidad pactada a plazo entre agentes del Mercado Mayorista (MM) mediante contratos.

1.5.1. Modalidades de contratación en el Mercado a Término

En el Mercado a Término, los contratos podrán ser de los siguientes tipos:

- Contratos de abastecimiento
 - Contratos por diferencias con curva de carga: en este tipo de contrato se establece por las partes un valor de potencia contratada para el cubrimiento de la demanda firme en todo momento durante toda la vigencia del contrato, el cual no podrá superar la oferta firme eficiente del vendedor que no esté comprometida en otros contratos. Además, el participante productor compromete el abastecimiento de una demanda de energía definida como una curva de demanda

horaria a lo largo del período de vigencia del contrato a un participante consumidor.

La energía de la curva horaria será asignada al comprador del contrato y descontada a la parte vendedora del mismo. El vendedor se podrá respaldar contratando potencia para cumplir su compromiso. La curva de demanda horaria podrá ser abastecida por el participante productor, ya sea con generación propia, o comprando los faltantes en el Mercado de Oportunidad, de existir el excedente necesario. Esto significa que no existe obligación para un agente productor de generar la energía comprometida en el contrato.

- Contratos de potencia sin energía asociada: en este tipo de contrato se establece por las partes un valor de potencia contratada para el cubrimiento de la demanda firme en todo momento, durante toda la vigencia del contrato, el cual no podrá superar la oferta firme eficiente del vendedor que no esté comprometida en otros contratos. El participante consumidor del MM podrá comprar la energía demandada en el Mercado de Oportunidad.
- Contratos de opción de compra de energía: en este tipo de contrato se establece por las partes un valor de potencia contratada para el cubrimiento de la demanda firme en todo momento, durante toda la vigencia del contrato, el cual no podrá superar la oferta firme eficiente del vendedor que no esté comprometida en otros contratos.

Además, el participante productor vende a un Participante Consumidor una cantidad de energía horaria de acuerdo a lo siguiente: se establece por las partes un precio de opción de compra

de energía; si el precio de oportunidad de la energía es menor al precio de opción, no se asigna energía derivada del contrato. En caso contrario, el participante productor vende con energía propia o comprada en el Mercado de Oportunidad, la energía horaria informada por las partes, la cual no podrá superar el valor de potencia contratada.

- Contratos por diferencias por la demanda faltante: en este tipo de contrato se establece por las partes un valor de potencia contratada para el cubrimiento de la demanda firme en todo momento durante toda la vigencia del contrato, el cual no podrá superar la oferta firme eficiente del vendedor que no esté comprometida en otros contratos. Además, el agente productor se compromete a entregar al precio pactado toda la energía demandada por el comprador que no sea suministrada por otros contratos, hasta la potencia comprometida.
- Contratos existentes: son los que se refiere el artículo 40 del Reglamento del AMM y se administrarán de conformidad con las condiciones contractuales informadas al AMM mediante las planillas correspondientes.
- Contratos de energía generada: en este tipo de contrato un agente generador, a cuyas unidades generadoras no se les haya asignado oferta firme eficiente, vende a un participante consumidor toda la energía que pueda generar en el MM. Con este tipo de contrato, únicamente se vende energía; por lo cual no existe compromiso de potencia para el cubrimiento de demanda firme.

2. SURGIMIENTO DE LAS NECESIDADES DE LICITACIONES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Como lo establece el artículo 62 de la Ley General de Electricidad, en donde dice lo siguiente: Las compras de electricidad por parte de los distribuidores de Servicio de Distribución Final se efectuarán mediante licitación abierta. De esta manera la Comisión de Energía Eléctrica, en conjunto de las Distribuidoras realizan las licitaciones de compra de energía y potencia con un mínimo de dos años de anticipación para satisfacer la demanda del Sistema Nacional Interconectado.

Las compras de electricidad por parte de los distribuidores de Servicio de Distribución Final se efectuarán mediante licitación abierta. Toda la información relativa a la licitación y adjudicación de oferta será de acceso público. El reglamento de la ley estipulará el procedimiento y condiciones de adjudicación y los mecanismos a utilizar en caso de desacuerdo por parte de uno o más de los oferentes con respecto a la adjudicación.

2.1. Cumplimiento con lo establecido en la Ley General de Electricidad

Según indica el artículo 62 del título IV; régimen de precio de la electricidad, capítulo I; disposiciones generales de la Ley General de Electricidad, el cual dice lo siguiente: las compras de electricidad por parte de los distribuidores de Servicio de Distribución Final se efectuarán mediante licitación abierta.

Toda la información relativa a la licitación y adjudicación de oferta será de acceso público. El reglamento de la ley estipulará el procedimiento y condiciones

de adjudicación y los mecanismos a utilizar en caso de adjudicación y los mecanismos a utilizar en caso de desacuerdo por parte de uno o más de los oferentes con respecto a la adjudicación.

Adicionalmente en el título VI; Condiciones generales del servicio de distribución en referencia al capítulo I; Distribución, del Reglamento de la Ley General de Electricidad indica lo siguiente: “artículo 65 bis. Procedimiento de Licitación para adicionar nueva generación. (Adicionado por el artículo 13, Acuerdo Gubernativo núm. 68-2007). El Distribuidor Final deberá realizar una licitación abierta para contratar el suministro que garantice sus requerimientos de potencia y energía eléctrica, por un período máximo de quince (15) años”.

La licitación deberá efectuarse con un mínimo de cinco años de anticipación al inicio del suministro que se pretende contratar, pudiendo la Comisión, cuando sea necesario, reducir este plazo. Tomando en cuenta las necesidades de los Distribuidores y el Plan de Expansión Indicativo de Generación, establecido en el artículo 15 bis, del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la Comisión elaborará los términos de referencia que definan los criterios que los distribuidores finales deberán cumplir para elaborar las bases de licitación abierta para llevar a cabo los procesos de adquisición de potencia y energía.

Las bases de licitación que el distribuidor elabore deberán ser presentadas para aprobación de la Comisión, la que resolverá sobre la procedencia o improcedencia dentro de los siguientes treinta (30) días calendario. Una vez aprobadas las bases, el Distribuidor deberá convocar a licitación abierta en un periodo máximo de noventa (90) días calendario.

El plazo para la entrega de ofertas no debe ser menor de seis (6) meses ni mayor de doce (12) meses y la contratación debe hacerse dentro de los tres (3)

meses siguientes a la fecha de adjudicación. El plazo del contrato debe incluir dos fases: la primera, como fase de construcción y la segunda, como fase de operación comercial, la que no debe exceder de un período máximo de quince (15) años.

Cuando derivado de los contratos suscritos como resultado de las licitaciones establecidas en este artículo existan excedentes de potencia y energía, estos podrán ser comercializados por los distribuidores contratantes, en el Mercado Mayorista o en el Mercado Regional.

El plazo de los contratos derivados de licitaciones públicas realizadas por empresas distribuidoras que presten el Servicio de Distribución Final, no podrán prorrogarse por ninguna causa.

2.2. Para abastecer la Demanda Firme de las Distribuidoras

Tomando en cuenta que el artículo 72 del *Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista*, señala que: “El Distribuidor, Gran Usuario y exportadores están obligados a cubrir la totalidad de su demanda firme mediante contratos de potencia que estén respaldados plenamente con Oferta Firme Eficiente”, asimismo esta normativa preceptúa adicionalmente que “El Distribuidor y Gran Usuario con contrato de largo plazo que temporalmente y por autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica no tenga cubierta su Demanda Firme con contratos de potencia, deberá comprar el faltante establecido con la diferencia entre su Demanda Firme y la Demanda que tenga cubierta con contratos de Potencia mediante transacciones de desvíos de potencia”.

La Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima y Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, mediante notas con

número de referencia RT-549-2012 y RT-550-2012, respectivamente, de fecha dieciséis de agosto de dos mil doce solicitaron a la Comisión, la aprobación de los términos de referencia para dar inicio al proceso de licitación y así adquirir la potencia y energía eléctrica, con el objetivo de cubrir la Demanda Firme de Tarifa no Social, correspondiente al año estacional 2013-2014.

Asimismo, Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, por medio de nota número GPC-411-2012 de fecha veintitrés de agosto del año en curso, solicitó a esta Comisión que se emitan términos de referencia para abastecer la demanda firme de la Tarifa no Social para el periodo comprendido del mes de febrero del 2013 al mes de mayo 2015.

Con el desarrollo del proceso de Licitación Abierta PEG-1-2010, se logró obtener precios competitivos en la compra de potencia y energía para las Distribuidoras de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima y Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima y Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, en beneficio de sus usuarios finales. Se puede obtener al realizar compras de potencia y energía eléctrica a gran escala, es conveniente que las distribuidoras, en forma conjunta, realicen un proceso de licitación abierta por medio del cual puedan contratar la potencia y energía para cubrir la demanda firme para la tarifa no social, y en cumplimiento a la normativa vigente es necesario elaborar los términos de referencia para que Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima; Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima y Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, elaboren las bases de licitación para llevar a cabo la licitación abierta para la compra de potencia y energía, y cubrir la demanda firme de la tarifa no social.

2.3. Fijar los objetivos de la licitación en reducción de la tarifa y nuevas tecnologías

La licitación tiene como objetivo la contratación de potencia garantizada por parte de Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima y la Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima; en adelante las distribuidoras, a precios competitivos para sus usuarios del Servicio de Distribución Final de la tarifa no social, por un plazo para cada contrato de hasta dos (2) años para iniciar el uno (1) de mayo de dos mil trece (2013) o el uno (1) de mayo de dos mil catorce (2014), tomando en cuenta la contratación integral de las distribuidoras es por dos(2) años que inician el uno (1) de mayo de dos mil tres (2013) y finalizan el treinta (30) de abril de dos mil quince (2015).

Tabla I. **Suministro de energía eléctrica**

Año estacional	Potencia garantizada requerida (MW)
2013-2014	284,00
2014-2015	368,00

Fuente: elaboración propia.

El suministro de energía eléctrica para los usuarios del Servicio de Distribución Final de la tarifa no social de las distribuidoras, de acuerdo a las condiciones establecidas en los contratos de abastecimiento suscritos conforme a las bases de licitación. Adjudicar la cantidad de potencia y energía eléctrica con el cual se obtengan precios de suministro en beneficio de las tarifas de los usuarios del Servicio de Distribución Final de las distribuidoras.

3. DIFERENTES TIPOS DE PROCESO DE LICITACIÓN DE GENERACIÓN

A continuación se presentan las diferentes modalidades básicas de subastas que son fundamentales para realizar los modelos de licitación que se han realizado en Guatemala.

3.1. Definición de proceso de licitación de generación

Las bases de licitación regularán el desarrollo del proceso de licitación desde la publicación de la convocatoria hasta la suscripción de los contratos de abastecimiento por cada oferente adjudicado con las distribuidoras.

La Junta de Licitación evaluará las ofertas presentadas, conforme a las bases de licitación, iniciando por las ofertas técnicas, las cuales serán calificadas como “técnicamente solventes” o “técnicamente no solventes”, según los resultados de dicha evaluación. Posteriormente, se procederá a la apertura de aquellas ofertas económicas de los oferentes cuyas ofertas técnicas hayan sido calificadas como “técnicamente solventes”.

Para el proceso de licitación, el oferente deberá indicar en su oferta el tipo de tecnología de generación con el cual suministrará la potencia garantizada y energía eléctrica a las distribuidoras, de acuerdo a lo establecido en las bases de licitación.

La potencia garantizada a contratar como parte de la demanda firme de las distribuidoras es hasta por la potencia indicada en el numeral 1.1, para el

suministro de los usuarios de la tarifa no social del Servicio de Distribución Final de las distribuidoras que podrá ser ajustada en +-3 % dependiendo de los valores de Demanda Firme que el AMM defina para las distribuidoras en los años estacionales 2013-2014 y 2014-2015.

Las distribuidoras deberán adjudicar la oferta o el conjunto de ofertas que minimicen el costo total de suministro para sus usuarios del Servicio de Distribución Final, de acuerdo a las condiciones establecidas en las bases de licitación. De acuerdo a lo anterior y una vez suscritos los contratos, cada oferente adjudicado estará obligado a:

Garantizar el suministro de la potencia garantizada durante el período de suministro, mediante oferta firme eficiente para cubrir demanda firme propia o por medio de contratos de respaldo de potencia, para el caso de plantas de generación nuevas o en operación; o mediante contratos firmes de importación, para el caso de transacciones internacionales, de acuerdo a lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial número dos (2) del AMM y el contrato de abastecimiento, cuando se comprometa potencia garantizada.

Entregar a las distribuidoras en el punto de entrega, bajo la modalidad de contratación en el Mercado a Término conforme el tipo de contrato establecido en la oferta, de acuerdo a la Norma de Coordinación Comercial número trece (13) del AMM. Validar las planillas de contrato en las que deben quedar consignadas las condiciones de suministro establecidas en cada contrato de abastecimiento suscrito con las distribuidoras. Cumplir cualquier otra condición o requisito establecido en el contrato de abastecimiento suscrito, la normativa vigente o en las bases de licitación.

3.2. Diferentes tipos de metodología para desarrollo de procesos de licitación

Una subasta o licitación es básicamente un proceso en donde un número de participantes buscan adjudicarse un(os) bien(es) en función de ofertas realizadas ante un martillero. El mecanismo de subasta nace con el propósito de maximizar el beneficio obtenido por la venta de una o varios productos. A pesar que el auge en el estudio económico de subastas es reciente, estas se han utilizado en el proceso de compraventa desde varios siglos atrás.

Tipos de subasta: estas se pueden clasificar de múltiples maneras, sin embargo, las distinciones básicas están en función de las siguientes características:

- Número de bienes a subastar: *single object auction* o *multiple object auction* (subasta uniproducto o subasta multiproducto).
- Tipo de valoración del bien: valoración privada o valoración común.
- Reglas del proceso: subasta ascendente, descendente, primer precio, entre otros.

Acercas del número de bienes a subastar y las reglas del proceso: una subasta puede liquidar uno o varios bienes bajo distintos mecanismos o reglas. Los mecanismos se pueden resumir básicamente en dos: holandesa e inglesa, de las cuales se pueden derivar otros formatos dependiendo si se trata de una subasta abierta o de sobre cerrado, o bien si se quieren liquidar uno o varios bienes a la vez. En la tabla II se resume los formatos básicos de subasta.

Tabla II. **Tipos de subastas**

Subasta uniprodueto		Subasta Multiprodueto	
Abierto	Sobre cerrado	Abierto	Sobre cerrado
Subasta inglesa	Segundo precio Precio uniforme	Subasta inglesa	
Subasta holandesa	Primer precio Pay- As- Bid	Subasta holandesa	

Fuente: elaboración propia.

- Subasta inglesa uniprodueto: corresponde a un remate común. Hay un martillero quien sube el precio iterativamente desde una postura mínima. Gana el último en aceptar un precio. Se advierte que la definición anterior está referida a la oferta; en el caso de referirla a la demanda, el martillero baja el precio iterativamente desde una postura máxima.
- Subasta holandesa uniprodueto: el martillero parte desde un precio muy alto y lo va disminuyendo poco a poco hasta que uno de los participantes decide aceptar el precio. Se advierte que la definición anterior está referida a la oferta; en el caso de referirla a la demanda, el martillero comienza la subasta desde un precio muy bajo y lo va aumentando paulatinamente, hasta que uno de los participantes decide aceptar dicho precio.
- Subasta primer precio: cada uno de los compradores puede realizar solamente una oferta, esto hace al mismo tiempo que todo el resto no saben cómo han ofertado los demás. Típicamente, la oferta se realiza en

un sobre cerrado el cual se deposita en una urna. El bien se adjudica a la oferta más cara y el precio de venta es el de su oferta. Se advierte que la definición anterior está referida a la oferta; en el caso de referirla a la demanda, el activo se adjudica a la oferta más barata y el precio de negociación es de su oferta.

- Subasta de segundo precio: cada uno de los compradores puede realizar solamente una oferta, que realiza al mismo tiempo que todo el resto y sin saber cómo han ofertado los demás. Típicamente, la oferta se realiza en un sobre cerrado el cual se deposita en una urna. El bien se adjudica a la oferta más cara y el precio de venta es el correspondiente a la segunda oferta más cara. Se advierte que la definición anterior está referida a la oferta; en el caso de referirla a la demanda, el activo se adjudica a la oferta más barata y el precio de negociación es el correspondiente a la segunda oferta más barata.

A continuación se presenta una descripción de las subastas de múltiples objetivos. Con el propósito de no extender demasiado dichas descripciones, estas se presentan solo desde el punto de vista de la demanda.

3.3. Análisis comparativo de los diferentes tipos de metodologías usados en los procesos de licitación

Como se mencionó en el inciso anterior, los 4 tipos básicos de subastas para los procesos de licitación, ya que a partir de estos modelos han surgido otros procesos modernos de subastas.

Estas cuatro formas básicas de subastas admiten muchas variantes. Así, por ejemplo, se puede incluir un precio mínimo que podría ser hecho público o

no; imponer tasas por derecho a pujar; el tiempo límite para presentar las pujas podría ser fijo o se podría prorrogar un intervalo determinado después de presentar la última puja; los pagos se podrían correlacionar no solo con la pujas, sino con alguna variable cuya realización se conoce solo con carácter “ex - post” (por ejemplo, con los beneficios obtenidos en el caso de subastar un monopolio con el mineral extraído en el caso de subastar el derecho de una explotación minera); en subasta inglesas se puede establecer un incremento mínimo sobre la puja más alta existente, entre otros.

Subasta inglesa multiproducto: en este tipo de subasta se desean liquidar múltiples activos, por ejemplo, un número de K activos homogéneos. En este tipo de subasta el martillero comienza un proceso iterativo en el cual llama a ofertar a un precio muy alto, como todos los competidores desean vender a dicho precio, se produce una sobreoferta. Así, el martillero comienza a disminuir el precio paulatinamente hasta que la oferta iguale a la demanda. Todos los bienes son negociados al mismo precio de equilibrio. En la figura 4 se puede observar gráficamente este proceso.

Figura 4. **Subasta inglesa multiproducto**

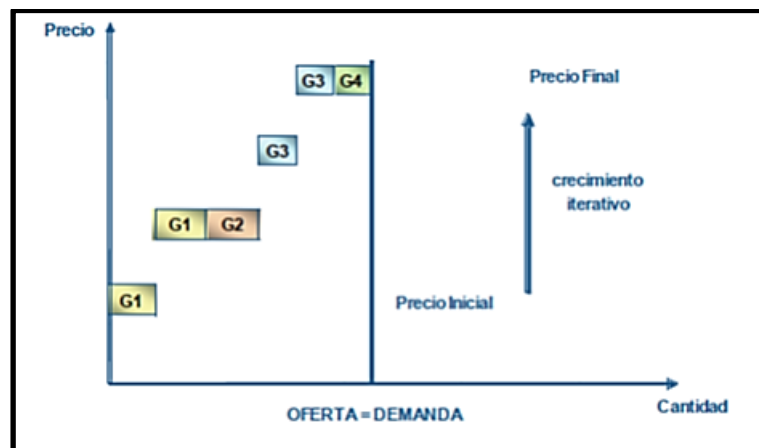


Fuente: elaboración propia.

Cada bloque horizontal representa la cantidad ofertada por cada vendedor (G1 a G4) en cada una de las iteraciones.

Subasta holandesa multiproducto: al igual que en la inglesa multiproducto, se desean liquidar K activos iguales. En esta, el martillero comienza un proceso iterativo que se inicia recibiendo ofertas de venta a un precio muy bajo, en cada iteración se va incrementando este precio hasta que los primeros vendedores están dispuestos a negociar a dicho precio, los bienes ofertados son liquidados a estos oferentes en el precio señalado y continúa el proceso con el resto de los activos, hasta completar la compra de k activos. En la figura 5 se puede observar gráficamente este proceso.

Figura 5. **Subasta holandesa multiproducto**



Fuente: elaboración propia.

Cada bloque horizontal representa la cantidad ofertada (y negociada) por cada vendedor (G1 a G4), en cada una de las iteraciones.

4. ESTRUCTURACIÓN DE LAS BASES DE LICITACIÓN TÉCNICAS Y ECONÓMICAS

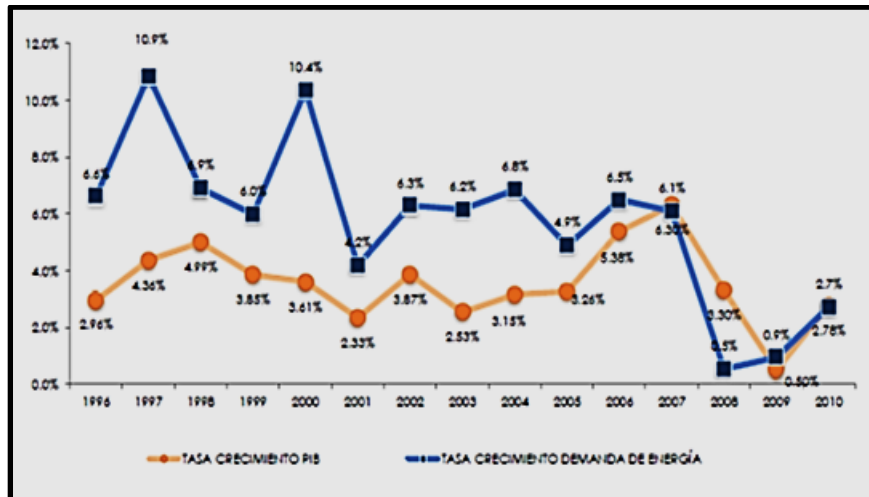
La estructuración de las bases de licitaciones técnicas y económicas son los lineamientos que debe cumplir cada agente del Mercado Mayorista de electricidad que desee participar en las licitaciones de compra de energía y potencia. Primero debe aprobar los requerimientos técnicos y posteriormente entrará en la fase de análisis económico para luego ser adjudicados.

4.1. Realización de estudio técnico de la demanda de las distribuidoras y proyección, tomando curvas típicas de demanda, factores de crecimiento de la demanda y factores de carga

La planificación del sector eléctrico ha tenido auge a partir de las modificaciones al marco regulatorio vigente, a través de lo establecido en los Acuerdos Gubernativos 68-2007 y 69-2007, en donde se faculta a la CNEE la planificación del Subsector de Energía Eléctrica.

Existe una relación directa entre el PIB y el consumo de energía a través del tiempo, reflejándose los cambios que existen en las tasas de crecimiento de cada una de dichas variables.

Figura 6. **Relación PIB versus crecimiento del consumo de energía**



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Definición de demanda firme: según el artículo 1 del *Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM)*, la demanda firme se define como: “La demanda de potencia calculada por el Administrador del Mercado Mayorista, que debe ser contratada por cada Distribuidor o Gran Usuario, en el año estacional correspondiente.

La demanda firme debe estar cubierta mediante contratos de potencia.

En el artículo 72 del RAMM se establece lo siguiente: “El Administrador del Mercado Mayorista”, como mínimo dos meses antes del inicio del año estacional, calculará la Demanda Firme de cada Distribuidor, Gran Usuario y Exportador, en la hora de demanda máxima anual proyecta para el Sistema Nacional Interconectado, adicionando las pérdidas y reservas necesarias que el Administrador del Mercado Mayorista determine.

Para esta proyección, el Administrador del Mercado Mayorista considerará la tendencia de la demanda de los distribuidores, grandes usuarios y exportadores, tomando como base los datos históricos de las demandas registradas individuales que han sido coincidentes con las demandas máximas del Sistema Nacional Interconectado, de acuerdo a los criterios establecidos en las Normas de Coordinación Comercial.

Aspectos clave:

- La demanda firme es la demanda de potencia de cada consumidor que es coincidente con la demanda máxima proyectada para todo el sistema.
- La demanda máxima del sistema se da un día, a una hora, durante cada año estacional.

No es la demanda máxima anual del consumidor.

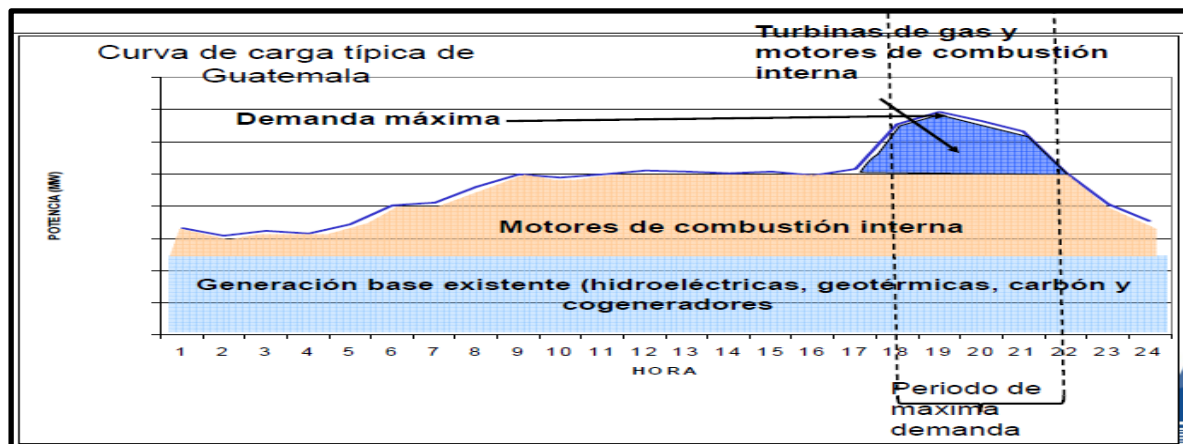
El AMM calcula la demanda firme de cada consumidor con base en registros históricos de las mediciones de potencia del consumidor, que han sido coincidentes con las demandas máximas del sistema.

Explicación del concepto de demanda firme:

- En cada año estacional (mayo de un año a abril del siguiente), se tendrá un día en el cual la demanda del sistema sea máxima.
- Este día, el sistema eléctrico estará operando en una situación de “estrés”. Esto quiere decir, que se estará haciendo uso de una buena parte de la generación disponible para cubrir la demanda.

- Dependiendo de la cantidad de oferta disponible (generación), para cubrir la demanda, así será el margen de reservas con que se opere ese día.

Figura 7. ¿Cómo se cubre la demanda?



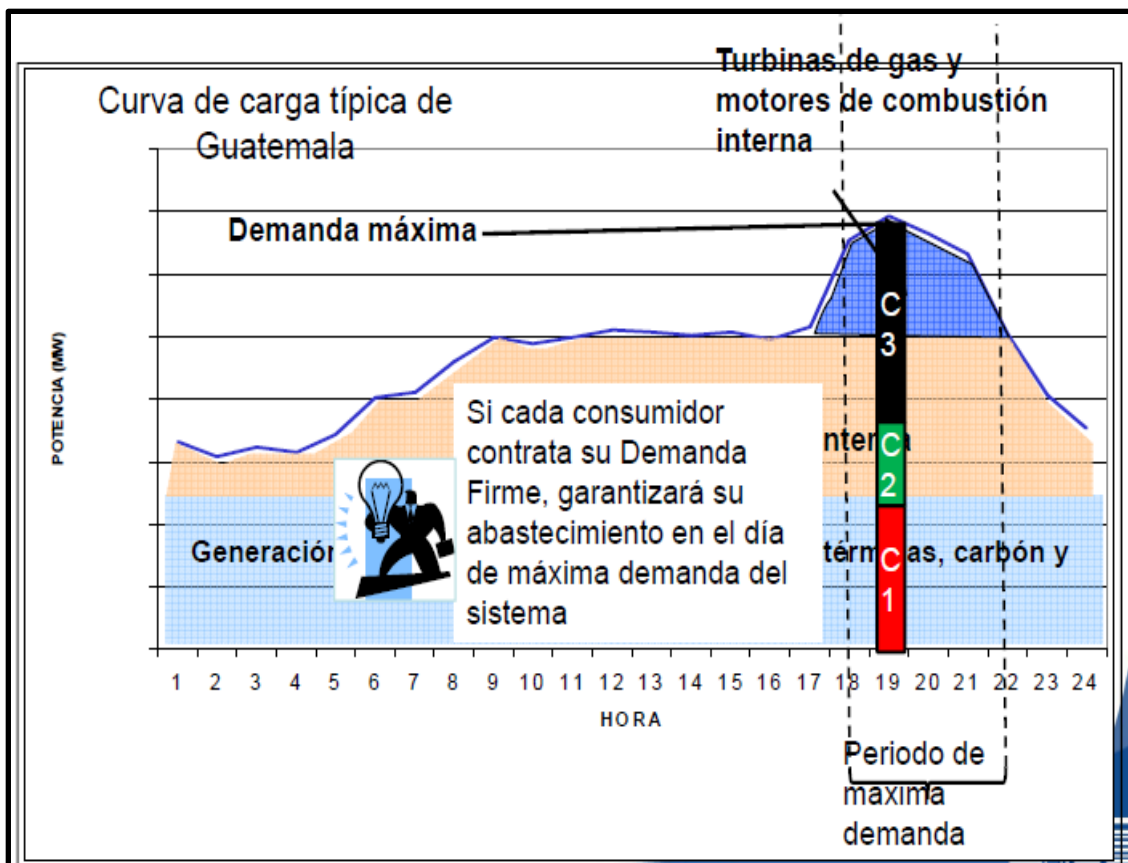
Fuente: elaboración propia.

¿Por qué es necesario contratar la demanda firme?

- Cuando un consumidor contrata su demanda firme, está “reservando” una capacidad de generación que cubrirá su consumo en el día de máxima demanda del sistema.
- Con esto se asegura cubrir sus necesidades de consumo cuando el sistema está operando en condiciones de “estrés”.
- Cualquier producto, cuando puede ser escaso e indispensable para cualquier actividad, el consumidor busca asegurar su abastecimiento.

- La energía eléctrica no es diferente: en el día de máxima demanda, podría llegar a ser “escasa”, y por lo tanto es necesario asegurar su abastecimiento mediante la contratación de la demanda firme.
- Cuando un consumidor declara su demanda firme correctamente la contrata, contribuye a dar una señal de mercado que fomenta nuevas inversiones en generación, de tal forma que cuando se tenga la demanda máxima del sistema, esta pueda ser cubierta sin ningún riesgo.

Figura 8. ¿Por qué es necesario contratar la demanda firme?



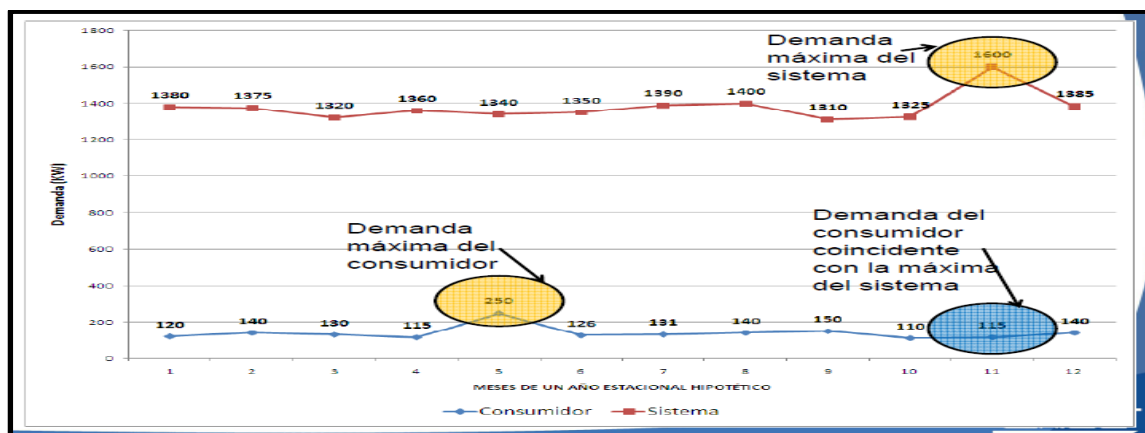
Fuente: elaboración propia.

¿Cómo se calcula la demanda firme?

(Norma de Coordinación Comercial núm. 2, numerales 2.5 y 2.6)

- Cada Gran Usuario, distribuidor y exportador declaran su proyección de demanda.
- El AMM tendrá una base de datos de cada punto de medición para poder proyectar la demanda de cada Gran Usuario, distribuidor y exportador.
- El AMM compara la proyección de cada Gran Usuario, distribuidor y exportador con la demanda que ha calculado con base en los registros históricos de demanda de cada punto de medición.
- Las demandas históricas coincidentes con la máxima del sistema son la base para la proyección de demanda que hace el AMM para cada consumidor.

Figura 9. ¿Cómo se calcula la demanda firme?



Fuente: elaboración propia.

- En caso de existir discrepancias significativas entre lo proyectado por cada Gran Usuario, distribuidor y exportador y el valor calculado por el AMM, se solicitan aclaraciones.
- Las discrepancias que no pueden solucionarse con el AMM se trasladan a la CNEE para su resolución definitiva.
- Al finalizar el proceso se tiene la demanda proyectada para cada Gran Usuario, distribuidor y exportador, que será coincidente con el día de máxima demanda proyectada para el sistema.
- El AMM calcula la demanda firme con base en la “demanda proyectada” de cada Gran Usuario, distribuidor y exportador.

La demanda de energía en Guatemala ha crecido linealmente a partir del 2010, en donde se tiene los siguientes consumos de energía de tarifa no social por distribuidora:

Tabla III. **Demanda de energía**

	DEMANDA DE ENERGIA(MWH)		
	DEOCSA TNS	DEORSA TNS	EEGSA TNS
Ene-12	51,466	42,148	153,035
Feb-12	49,178	41,123	147,358
Mar-12	53,565	44,556	158,755
Abr-12	50,267	44,198	145,789
May-12	52,984	45,639	161,185
Jun-12	48,961	42,730	153,604
Jul-12	52,499	44,453	158,269
Ago-12	53,293	44,521	160,207

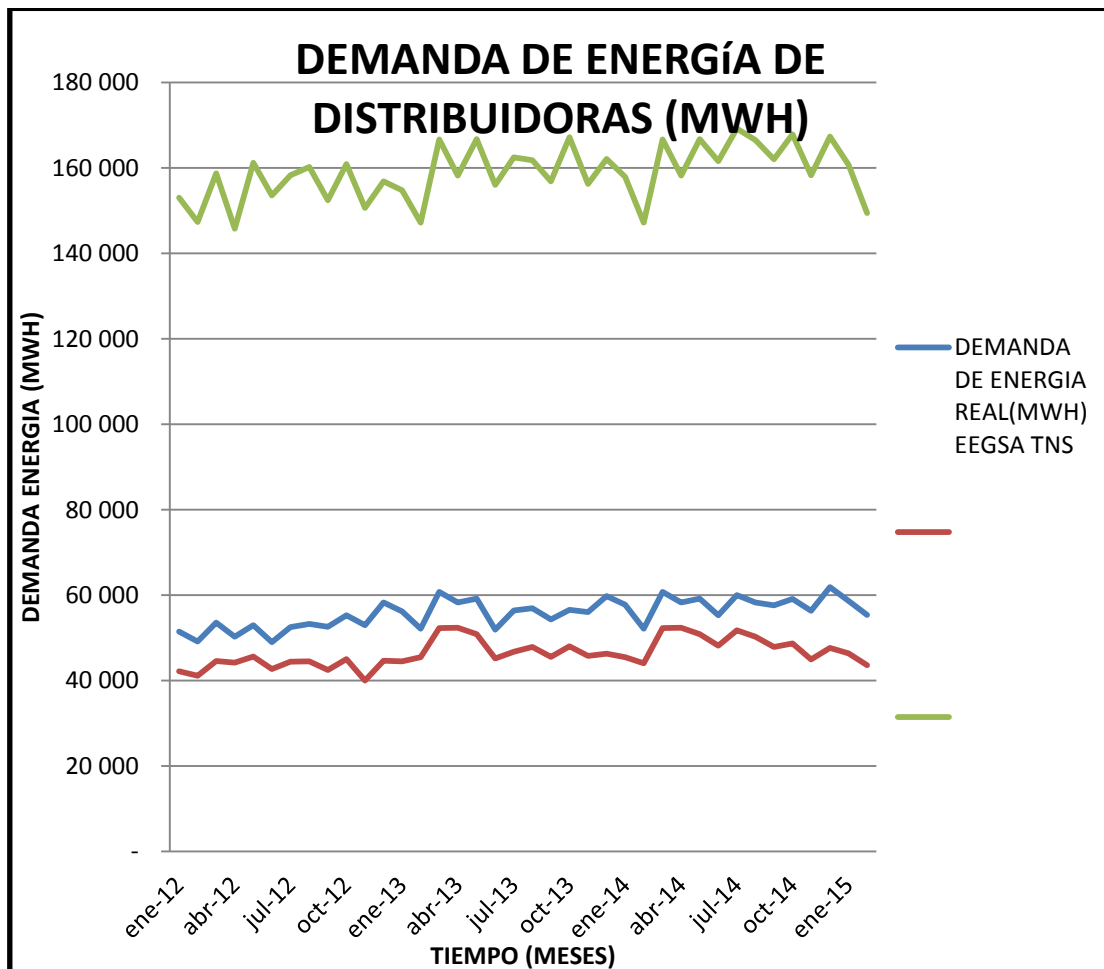
Continuación de la tabla III.

Abr-13	58,312	52,355	158,186
May-13	59,171	50,887	166,775
Jun-13	51,941	45,157	156,070
Jul-13	56,376	46,772	162,490
Ago-13	56,970	47,886	161,804
Sep-13	54,301	45,550	156,862
Oct-13	56,578	48,008	167,241
Nov-13	56,009	45,735	156,276
Dic-13	59,813	46,318	162,091
Ene-14	57,773	45,466	157,887
Feb-14	52,167	44,014	147,206
Mar-14	60,770	52,258	166,674
Abr-14	58,312	52,355	158,186
May-14	59,171	50,887	166,775
Jun-14	55,279	48,136	161,567
Jul-14	60,011	51,744	169,243
Ago-14	58,289	50,278	166,514
Sep-14	57,644	47,857	162,042
Oct-14	59,122	48,687	167,865
Nov-14	56,336	44,943	158,305
Dic-14	61,904	47,663	167,365
Ene-15	58,622	46,387	160,747
Feb-15	55,346	43,590	149,426

Fuente: elaboración propia.

Obteniendo la curva característica de consumo de energía por distribuidora:
curvas típicas de demanda de energía de distribuidoras.

Figura 10. Demanda de energía de distribuidoras (MWH)



Fuente: elaboración propia.

Tabla IV. **Demanda anual**

		DEOCSA TNS	DEORSA TNS	EEGSA TNS
2012	MÁXIMO	58 292,87	45 639,50	161 184,74
	MÍNIMO	48 960,84	39 988,30	145 788,95
	PROMEDIO	52 613,34	43 453,73	154 917,91
2013	MÁXIMO	60 770,39	52 355,41	167 240,66
	MÍNIMO	51 941,32	44 518,70	147 206,32
	PROMEDIO	56 551,85	47 575,86	159 707,06
2014	MÁXIMO	61 904,47	52 355,41	169 242,78
	MÍNIMO	52 166,92	44 013,68	147 206,32
	PROMEDIO	58 064,90	48 690,69	162 469,17
2015	MÁXIMO	58 621,70	46 386,97	160 746,64
	MÍNIMO	55 345,94	43 589,81	149 425,77
	PROMEDIO	56 983,82	44 988,39	155 086,20

Fuente: elaboración propia.

De igual forma se obtiene un crecimiento de potencia constante durante los últimos 5 años, siendo estos los siguientes valores por distribuidora:

Tabla V. **Demanda de Potencia Real (MW)**

	DEOCSA TNS	DEORSA TNS	EEGSA TNS
Ene-12	133,24	102,57	337,83
Feb-12	124,56	100,18	336,12
Mar-12	130,21	98,68	342,39
Abr-12	127,72	107,03	331,11
May-12	133,51	103,43	340,26
Jun-12	125,75	95,92	332,23
Jul-12	131,26	100,91	332,36
Ago-12	119,75	98,55	332,80
Sep-12	126,88	95,65	345,15
Oct-12	121,95	115,61	352,38
Nov-12	153,63	108,94	343,32
Dic-12	137,63	109,94	357,27
Ene-13	140,93	100,44	333,71
Feb-13	129,94	107,09	336,12
Mar-13	133,98	106,49	350,95
Abr-13	128,09	104,68	335,24
May-13	128,98	103,95	338,71
Jun-13	119,50	94,87	335,16
Jul-13	120,36	96,14	333,87
Ago-13	123,00	99,90	335,26
Sep-13	120,20	98,63	333,34
Oct-13	149,08	96,92	361,74
Nov-13	122,19	103,85	364,93
Dic-13	148,15	121,68	356,25
Ene-14	120,07	105,84	342,50
Feb-14	120,48	103,39	341,16
Mar-14	133,80	108,77	349,27
Abr-14	128,76	114,48	352,25
May-14	125,55	109,01	347,20
Jun-14	113,59	102,34	345,87
Jul-14	120,03	107,58	346,62
Ago-14	126,95	106,43	350,73
Sep-14	122,10	101,72	346,00

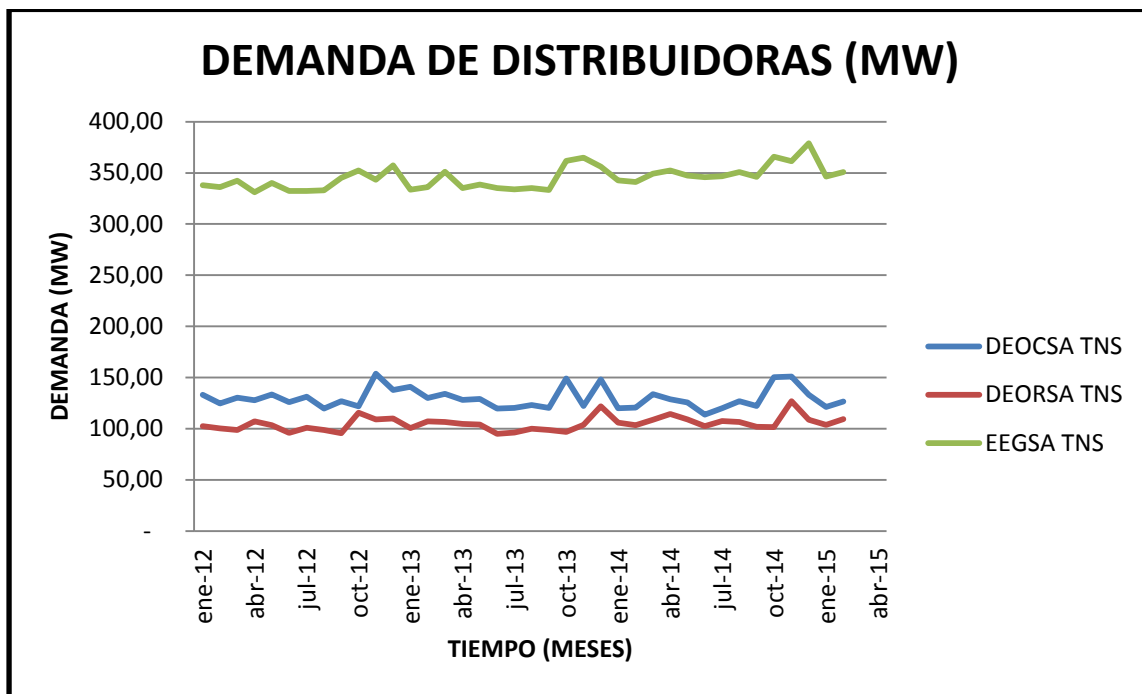
Continuación de la tabla V.

Oct-14	150,41	101,50	365,71
Nov-14	150,94	126,80	361,41
Dic-14	133,00	108,58	378,87
Ene-15	121,33	103,84	346,27
Feb-15	126,46	109,39	350,92

Fuente: elaboración propia.

Obteniendo la siguiente curva típica característica de demanda por distribuidora:

Figura 11. **Curvas típicas de demanda de potencia de distribuidoras**



Fuente: elaboración propia.

Tabla VI. **Demanda Anual (MW)**

		DEOCSA TNS	DEORSA TNS	EEGSA TNS
2012	MÁXIMO	153,63	115,61	357,27
	MÍNIMO	119,75	95,65	331,11
	PROMEDIO	130,51	103,12	340,27
2013	MÁXIMO	149,08	121,68	364,93
	MÍNIMO	119,50	94,87	333,34
	PROMEDIO	130,37	102,89	342,94
2014	MÁXIMO	150,94	126,80	378,87
	MÍNIMO	113,59	101,50	341,16
	PROMEDIO	128,80	108,03	352,30
2015	MÁXIMO	126,46	109,39	350,92
	MÍNIMO	121,33	103,84	346,27
	PROMEDIO	123,90	106,61	348,60

Fuente: elaboración propia.

Factor de carga: es un término utilizado por las compañías eléctricas para expresar la cantidad de electricidad utilizada durante un periodo de tiempo en comparación con cuánta energía podría haber sido utilizada en el pico de demanda. Este factor es un cálculo importante para las distribuidoras, ya que deben satisfacer las necesidades de máxima demanda de todos los clientes.

Típicamente, el factor de carga está calculado para bloques mensuales de tiempo. Tomando en cuenta la demanda de la distribuidora se procede a calcular el factor de carga mensual obteniendo los siguientes resultados:

$$fc = \frac{E}{P_{max} * t}$$

Donde:

E= energía (MWH)

Pmax= demanda máxima del mes en análisis

t = tiempo en horas

Tabla VII. **Factor de carga (mensual)**

	DEOCSA TNS	DEORSA TNS	EEGSA TNS
Ene-12	0,52	0,55	0,61
Feb-12	0,59	0,61	0,65
Mar-12	0,55	0,61	0,62
Abr-12	0,55	0,57	0,61
May-12	0,53	0,59	0,64
Jun-12	0,54	0,62	0,64
Jul-12	0,54	0,59	0,64
Ago-12	0,60	0,61	0,65
Sep-12	0,58	0,62	0,61
Oct-12	0,61	0,52	0,61
Nov-12	0,48	0,51	0,61
Dic-12	0,57	0,55	0,59
Ene-13	0,54	0,60	0,62
Feb-13	0,60	0,63	0,65

Continuación de la tabla VII.

Mar-13	0,61	0,66	0,64
Abr-13	0,63	0,69	0,66
May-13	0,62	0,66	0,66
Jun-13	0,60	0,66	0,65
Jul-13	0,63	0,65	0,65
Ago-13	0,62	0,64	0,65
Sep-13	0,63	0,64	0,65
Oct-13	0,51	0,67	0,62
Nov-13	0,64	0,61	0,59
Dic-13	0,54	0,51	0,61
Ene-14	0,65	0,58	0,62
Feb-14	0,64	0,63	0,64
Mar-14	0,61	0,65	0,64
Abr-14	0,63	0,64	0,62
May-14	0,63	0,63	0,65
Jun-14	0,68	0,65	0,65
Jul-14	0,67	0,65	0,66
Ago-14	0,62	0,63	0,64
Sep-14	0,66	0,65	0,65
Oct-14	0,53	0,64	0,62
Nov-14	0,52	0,49	0,61
Dic-14	0,63	0,59	0,59
Ene-15	0,65	0,60	0,62
Feb-15	0,65	0,59	0,63

Fuente: elaboración propia.

4.2. Realización de estudio para la identificación de las necesidades de contratación de potencia y energía eléctrica

La tarea de planificación del Subsector de Energía en Guatemala, asignada a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica a partir de las modificaciones al reglamento a partir del año, han permitido establecer con claridad una visión de desarrollo de dicho sector para un mediano y largo plazo. En esta línea se establecieron objetivos y metas a cumplir para el fomento de las inversiones en Guatemala e incremento de la competitividad, efectuándose en coordinación y cumplimiento de la Ley General de Electricidad.

El proceso de licitación abierta TNS 2-2012, fue realizado con la finalidad de contratar el suministro de energía eléctrica y potencia garantizada por parte de las tres distribuidoras (EEGSA, DEOCSA Y DEORSA), teniendo en consideración que los precios deben ser en beneficio de los usuarios del servicio de distribución final pertenecientes a la tarifa no social, la licitación cubre un período de contratación de hasta dos años máximo, el cual puede iniciar el 1/05/2013 y/o 1/05/2014.

Tabla VIII. **Periodo de contratación**

Año estacional	Potencia garantizada requerida
2013-2014	284,00
2014-2015	368,00

Fuente: elaboración propia.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, conjuntamente con las distribuidoras Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. Distribuidora de

Electricidad de Occidente, S. A. y Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. trabajaron en la licitación abierta TNS-2012 para cubrir la demanda de los usuarios de las distribuidoras en mención, originalmente para suplir la generación que no pudo aportar la planta de carbón Jaguar quien tenía planificado inyectar 200MW al sistema, se tenía previsto que entraría en operaciones el primero de mayo de 2013, pero debido a una serie de inconvenientes no pudo entrar a operar para dar cobertura a la demanda de Energuate. De esta manera se aprovechó la oportunidad para licitar la potencia y energía para dar cobertura a la demanda de EEGSA derivado por el vencimiento de contratos de largo plazo.

4.3. Estudio de las diferentes modalidades de contratación que se adapten a las necesidades de potencia y energía, resultados de los estudios eléctricos

El presente proceso de licitación está siendo convocado por las distribuidoras con base en las necesidades de contratación para el cubrimiento de la demanda de potencia y energía eléctrica y el Plan Indicativo de Expansión del Sistema de Generación, de conformidad con lo establecido en la Ley, que en su artículo 53 indica que los adjudicatarios del servicio de distribución final están obligados a tener contratos vigentes con empresas generadoras que les garanticen su requerimiento total de potencia y energía para el año en curso y el siguiente año calendario como mínimo, en su artículo 62 preceptúa que las compras de electricidad por parte de los distribuidores del Servicio de Distribución Final se efectuarán mediante licitación abierta, siendo toda la información relativa a la licitación y adjudicación de ofertas de acceso público y adicionalmente en el artículo 71 establece que los precios de compra de energía por parte del distribuidor que se reconozcan en las tarifas deben reflejar en forma estricta las condiciones obtenidas en las licitaciones a que se refiere el artículo 62 ya relacionado.

La Ley de Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica establece también en su artículo 2 que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá emitir y determinar las normas, metodología, procedimientos y fuente energética necesarios para la implementación de la tarifa social para el Suministro de Energía Eléctrica, el artículo 3 indica que las empresas distribuidoras deberán realizar licitación abierta para adquisición de potencia y energía, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cuyo destino será abastecer a los consumidores de tarifa social, conforme los términos de referencia que elaborará la Comisión, y el artículo 4 preceptúa que el precio de compra de energía por parte del distribuidor que se reconozca en la tarifa debe reflejar estrictamente la condición obtenida en la licitación abierta según lo establece el artículo 3 de la citada ley.

El mismo, artículo 65 bis del Reglamento de la Ley General de Electricidad establece que el distribuidor final deberá realizar licitación abierta para contratar el suministro que garantice los requerimientos de potencia y energía, estableciendo además que conforme a los necesidades de los distribuidores y el plan de expansión indicativo de generación, la Comisión elaborará los términos de referencia que definan los criterios que los distribuidores Finales deberán cumplir para elaborar las bases de licitación abierta para llevar a cabo los procesos de adquisición de potencia y energía.

Las bases de licitación que el distribuidor elabore deberán ser presentadas para su aprobación por la Comisión, la que resolverá sobre su procedencia o improcedencia dentro de los siguientes treinta días calendario. Una vez aprobadas las bases, el distribuidor deberá convocar a licitación abierta.

4.4. Desarrollo del contenido de las bases de licitación (objetivo, prohibiciones, presentación de documentación para evaluación técnica y económica, metodología de evaluación, análisis de resultados, datos técnicos de los oferentes)

Descripción del proceso de licitación

Las bases de licitación regularán el desarrollo del proceso de licitación desde la publicación de la convocatoria hasta la suscripción de los contratos de abastecimiento por cada oferente adjudicado con las distribuidoras.

La Junta de Licitación evaluará las ofertas presentadas, conforme a las bases de licitación, iniciando por las ofertas técnicas, las cuales serán calificadas como “técnicamente solventes” o “técnicamente no solventes”, según los resultados de dicha evaluación. Posteriormente, se procederá a la apertura de aquellas ofertas económicas de los oferentes cuyas ofertas técnicas hayan sido calificadas como “técnicamente solventes”.

Para el proceso de licitación, el oferente deberá indicar en su oferta el tipo de tecnología de generación con el cual suministrará la potencia garantizada y energía eléctrica a las distribuidoras, de acuerdo a lo establecido en las bases de licitación.

La potencia garantizada a contratar como parte de la demanda firme de las distribuidoras es hasta por seiscientos megavatios (600MW), para el suministro de los usuarios del Servicio de Distribución Final de las distribuidoras.

Las distribuidoras deberán adjudicar la o las ofertas que minimicen el costo total de suministro para sus usuarios del Servicio de Distribución Final, de

acuerdo a las condiciones establecidas en las bases de licitación. En vista de lo anterior y una vez suscritos los contratos, cada oferente adjudicado estará obligado a:

- Garantizar el suministro de la potencia garantizada, durante el período de suministro, mediante oferta firme eficiente para cubrir demanda firme propia o por medio de contratos de respaldo de potencia, para el caso de plantas de generación nuevas o en operación; o mediante contratos firmes de importación, para el caso de transacciones internacionales, de acuerdo a lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial número dos (2) del AMM y el Contrato de Abastecimiento, cuando se comprometa potencia garantizada.
- Entregar a las distribuidoras en el punto de entrega, bajo la modalidad de contratación en el Mercado a Término conforme el tipo de contrato establecido en la oferta, de acuerdo a la Norma de Coordinación Comercial número trece (13) del AMM.
- Validar las planillas de contrato en las que deben quedar consignadas las condiciones de suministro establecidas en cada contrato de abastecimiento suscrito con las distribuidoras.
- Cumplir cualquier otra condición o requisito establecido en el contrato de abastecimiento suscrito, la normativa vigente o en las bases de licitación.

Esta licitación tiene como objetivo:

- La contratación del suministro de hasta seiscientos megavatios (600MW) de potencia garantizada por parte de Distribuidora de Electricidad de

Occidente, Sociedad Anónima, Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima y Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, en adelante las distribuidoras, para sus usuarios del Servicio de Distribución Final, por un plazo de hasta quince (15) años a partir del uno (1) de mayo de dos mil quince (2015).

- El suministro de energía eléctrica para los Usuarios del Servicio de Distribución Final de las Distribuidoras, de acuerdo a las condiciones establecidas en los contratos de abastecimiento suscritos conforme a las bases de licitación con cada una de ellas.
- Adjudicar la cantidad de potencia y energía eléctrica con el cual se obtengan precios de suministro en beneficio de las tarifas de los Usuarios del Servicio de Distribución Final de las Distribuidoras.

Ofertas técnicas: de acuerdo al cronograma establecido en las bases de licitación, en donde se recibieron el 18 de febrero de 2013, 8 ofertas técnicas y económicas en la licitación TNS-2-2012. Dichas ofertas fueron calificadas “técnicamente solventes” en su totalidad, por lo que quedaron habilitadas para la apertura del sobre que contenía la oferta económica.

El resumen de la potencia garantizada incluida en las ofertas es el siguiente.

Tabla IX. **Potencia garantizada**

No.	Generador / Combustible	Periodo 1 (MW)	Periodo 2 (MW)
1	ELECTROGENERACIÓN, S.A. (Búnker)	14,00	14,00
2	GENERADORA DEL ESTE, S.A. (Bunker)	20,00	20,00
3	PUERTO QUETZAL POWER (Búnker)	51,00	90,00
4	DUKE ENERGY GUATEMALA (Búnker/Carbón)	124,00	74,00
5	GENOR (Búnker)	18,00	18,00
6	HIDRO XACBAL (Hidro)	0,00	40,00
7	SIBO (Solar)	0,00	5,00
8	RECURSOS NATURALES Y CELULOSAS, S.A. (Hidro)	40,00	35,00

Fuente: elaboración propia.

Debe tomarse en cuenta que la oferta recibida no llega a cubrir los requerimientos de potencia requeridos por la oferta de SIBO corresponde a un contrato de energía generada, por lo que no garantiza potencia, el faltante se muestra en la siguiente tabla.

Tabla X. **Faltante en los requerimientos de potencia**

Año Estacional		TOTAL PARA CONTRATAR -(MW)	Ofertas Recibidas (Potencia máxima) – MW	Faltante - MW	Excedente – (MW)
01/May/2013	30/Abr/2014	284,00	267,00	17,00	00,00
01/May/2014	30/Abr/2015	368,00	291,00	77,00	00,00

Fuente: elaboración propia.

Ofertas económicas: se segmentará según tecnología y tipo de combustible para que sean comparables entre sí y puedan generar una opinión rápida de las estrategias de los oferentes en cuanto a la estructura de precios.

Ofertas económicas bunker: el siguiente cuadro muestra las ofertas recibidas de tecnología no renovable con uso de bunker para generar y tipo de contrato de opción de compra de energía.

Tabla XI. **Ofertas recibidas de tecnología no renovable**

	Precio de la Potencia (PPG)	Consumo Térmico Unitario Garantizado (CTUNG)	Costos Totales de internación al país del bunker hasta donde este instalada la Central ©	Costo Unitario de operación y mantenimiento (O y M)
	Dólares por kilovatio-mes (US\$/KW-mes)	BBL/MWh	(US\$/MWh)	(US\$/MWh)
Electrogeneración	7	1,47	11,24	15
Generadora del Este	7	1,47	11,24	15
PQP C1	10,52	1 463	6 746	1
PQP C2	12,02	1 453	6 655	3,35
Duke Energy C1	13,25	1 361	7	10
Duke Energy C2	11	1 417	8,8	10
Genor	10,5	1 385	1	11

Fuente: elaboración propia.

Dictamen de evaluación económica de las ofertas recibidas en la licitación TNS 2-2012.

Ofertas económicas hidráulicas: las ofertas con tecnología renovable hidráulica ofrecieron el tipo de contrato por diferencia con curva de carga con los siguientes precios.

Tabla XII. **Ofertas económicas hidráulicas**

	Precio de la Potencia (PPG)	Precio de la Energía (PEO)	Costo Unitario de Operación y Mantenimiento (O y M)	Factor de planta anual ofrecida	Monomico
	Dólares por kilovatio-mes (US\$/KW-mes)	Dólares por megavatio-hora (US\$/MWH)	Dólares por megavatio-hora (US\$/MWH)		(US\$/MWh)
Electrogeneración	8,9	122	12,2	47 %	160,21
Generadora del Este	8,9	116,82	11,68	42 %-56 %	157,40-150,43

Fuente: elaboración propia.

Ofertas económica de carbón: la oferta recibida de Duke Energy Guatemala para la Central 3 fue con tecnología no renovable con uso de carbón y tipo de contrato de potensi sin energía asociada, por lo que las Distribuidoras no tendrían la posibilidad de compra de energía con las bondades del precio que en la situación actual del mercado ofrecería.

Tabla XIII. **Oferta de Duke Energy Guatemala**

Precio de la potencia (PPO)	
Dólares por kilovatio mes (US\$/KW-mes)	
Duke Energy Guatemala C3	7,49

Fuente: elaboración propia.

La oferta de tecnología renovable “solar” recibida de Sibó, ofrece un contrato de energía generada por lo que no garantiza potencia, el precio de la energía es el siguiente:

Tabla XIV. **Precio de energía**

	Precio de la Energía (PE)	Costo de Operación y Mantenimiento (OyM)	Monomico de la Energía
	Dólares por megavatio-hora (US\$/MWh)	Dólares por megavatio-hora (US\$/MWh)	Dólares por megavatio-hora (US\$/MWh)
Sibó	124,50	13,50	138

Fuente: elaboración propia.

Evaluación económica: la evaluación de las ofertas económicas recibidas en la licitación TNS 2-2012 fue realizada de acuerdo a lo establecido en las bases de licitación con las siguientes condiciones:

- El cálculo del precio de la energía total para las centrales que ofertaron contratos con opción de compras de energía.
- El precio de la energía total PEO para plantas de generación y transacciones internacionales, cuyo tipo de tecnología de generación es con recursos no renovables este, será calculado de la siguiente manera para la evaluación de las ofertas.

Para el bunker:

$$(PEO_{jk}) = CTUNG_k \times (F_o \times K_j) + CI + OyM_k \times \left(\frac{PPI_i}{PPI_o}\right)$$

Donde:

PEO_{jk} = precio de la energía total para el año “j” y la planta de generación “k” en US\$/MWh, este precio no incluye el impuesto al valor agregado (IVA).

CTUNG = consumo térmico unitario neto garantizado ofertado para la planta de generación “k” expresado en BBL/MWh.

F_o = precio del combustible para la evaluación de las ofertas, estos valores serán publicados mediante adenda y serán los determinados como se indica en la tabla XV.

Tabla XV. **Precio de combustible**

Bunker	US Gulf 3%	Platts, US Markescan, five- Day rollin averages	Es el promedio de los valores mínimos y máximos diarios correspondientes a los publicados para los seis meses inmediatos anteriores al mes donde se encuentra la fecha para la emisión de adendas	97 715,9	US\$/BBL
--------	------------	---	---	----------	----------

Fuente: elaboración propia.

K_j = factor multiplicador para el año “j” para la evaluación de las ofertas, el cual establece para cada tipo de combustible el pronóstico, tomando como referencia las tendencias del comportamiento de los precios de los combustibles para el escenario de referencia generado por la Energy Information Administration (EIA) del Gobierno de los Estados Unidos de América, según el documento “*Annual Energy Outlook 2012*”, publicado en la página <https://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html>.

Los valores de la tabla se muestran a continuación.

Tabla XVI. **Valores por año**

Año	Valor
2013	1 177
2014	1 250
2015	1 314

Fuente: elaboración propia.

CI = corresponde a los costos totales locales de internación a Guatemala del combustible en US\$/MWh que deberá incluirse en la oferta económica del oferente y que constituye los costos de gestiones, aranceles, tasas portuarias, impuestos, costos de inspección y análisis y cualquier otro servicio requerido a fin de cumplir con todos los requisitos de este contratos. Para centrales con uso de carbón que seleccionen la alternativa 2 en su oferta, en el caso que aplique corresponderá al valor por este rubro establecido en el contrato de suministro incluido en la oferta técnica.

PPIi/ PPIo = valor correspondiente de la tendencia del índice anual de precios al productor, que para efecto de la evaluación de las ofertas se determina que el crecimiento anual del PPI será de dos coma doscientos cuarenta y ocho por ciento (2,248 %).

Tabla XVII. Índice anual de precios al productor

	Precio de potencia (US\$/KW-mes)	Precio de energía (US\$/MWH)	Precio monómico (US\$/MWH)	Precio monómico (US\$/MWH)	Precio monómico (US\$/MWH)
Electrogeneración, S. A.					
Central 1	7	195,31	206,13	204,9	215,72
Generador del Este, S. A.					
Central 1	7	195,31	206,13	204,9	215,72
Puerto Quetzal Power LC					
Central 1	10,52	176,01	186,47	190,42	200,88
Central 2	12,02	177,12	187,56	193,58	204,92
Duke Emery Guatemala y Cia, S. C. A.					
Central 1	13,25	173,53	183,45	91,68	201,61
Central 2	11	181,77	192,1	196,84	207,17
Generadora Eléctrica del Norte, LTDA					
Central 1	10,5	171,29	181,42	185,67	195,8

Fuente: elaboración propia.

El cálculo del precio de la energía total para las centrales que ofertaron contratos por diferencia con curva de carga y de energía generada.

El precio de la energía total –PEOjk-, para plantas de generación, cuyo tipo de tecnología es con recursos renovables, se calculó para la evaluación de las ofertas como sigue:

Para el contrato por diferencias con curva de carga, contrato de energía generada o el contrato de opción de compra de energía:

$$PEOjk = PEOk + OyMk + \frac{PPIi}{PPIo}$$

Donde:

PEOjk = precio de la energía total para el año “j” y la Planta de Generación “k” en US\$/MWh.

PEOk = precio de la energía ofrecido para la Planta de Generación “k”, este precio no incluye el impuesto al valor agregado (IVA).

OyMk = oferta del costo unitario de operación y mantenimiento para la Planta de Generación “k”, en US\$/MWh. Para el caso de plantas de generación que ofrezcan un contrato por diferencias con curva de carga o un Contrato de opción de compra de energía, este valor no puede ser mayor que el diez por ciento (10 %) de PEOk. Para el caso de Plantas de Generación que ofrezcan un Contrato de energía generada, este valor no puede ser mayor que el 25 % de PEOk.

PPIi/PPIo = valor correspondiente de la tendencia del índice anual de precios al Productor, para efectos de la evaluación de las ofertas, se determina que el crecimiento anual del PPI será del 2,248 %.

Tabla XVIII. **Precios al productor**

	Precio de potencia (US\$/KW-MES)	Precio de energía primer año (US\$/KWH)	Precio de energía segundo año (US\$/KWH)	Monómico primer año (U\$/MWH)	Monómico segundo año (U\$/MWH)
Hidro Xacbal, S. A.	8,9	134,47	134,47		157,4
Recursos Naturales y Celusas, S. A.	8,9	128,76	128,76	157,4	1 503,69
Sibo, S. A.	0	0	138,9		

Fuente: elaboración propia.

Aplicación del modelo de optimización de la adjudicación prevista en las bases de licitación, cada contrato de abastecimiento se adjudicará a los oferentes que con cuyas ofertas se obtenga el menor costo de suministro para los usuarios del Servicio de Distribución Final de cada una de las Distribuidoras.

De acuerdo al siguiente planteamiento:

$$\text{Minimizar } \left(\sum (PG_{jk} \times PPG_{jk}) + (EG_{jk} \times PEO_{jk}) \right)$$

Donde:

PGjk = potencia garantizada (MW) para el año estacional “i” y la Planta de Generación “k”.

PPGjk = precio de la potencia ofertado en US\$/kW-mes para la Planta de Generación “k”, para el año estacional “i”.

EGjk = energía eléctrica mensual garantizada o estimada (MWh) del mes “j” y la Planta de Generación “k”, tomando en cuenta el tipo de contrato.

PEOjk = precio de la energía en US\$/MWh del mes “j” y la Planta de Generación “k”.

Sujeto a las siguientes condiciones:

- Cubrir el valor de hasta la potencia indicada en la tabla siguiente, pertenecientes a la Demanda Firme de las Distribuidoras para la tarifa no social.

Tabla XIX. **Potencia garantizada requerida**

Año estacional	Potencia garantizada requerida (MW)
2013-2014	284,00
2014-2015	368,00

Fuente: elaboración propia.

- Cubrir la demanda de energía mensual y horaria proyectada de las Distribuidoras, la cual se muestra en la siguientes tablas:

Tabla XX. **Curva horaria de energía para evaluación de las ofertas**

Hora	Año estacional 2013-2014 (mayo a octubre)	Año estacional 2013-2014 (noviembre – abril)	Año estacional 2014-2015
00:00 a 00:59	2,40 %	2,40 %	1,99 %
01:00 a 01:59	2,40 %	2,40 %	1,98 %
02:00 a 02:59	2,50 %	2,50 %	2,00 %
03:00 a 03:59	2,50 %	2,50 %	2,10 %
04:00 a 04:59	2,70 %	2,80 %	2,15 %
05:00 a 05:59	3,10 %	3,40 %	2,48 %
06:00 a 06:59	4,30 %	3,80 %	4,53 %
07:00 a 07:59	4,40 %	3,90 %	4,61 %
08:00 a 08:59	4,50 %	4,20 %	4,75 %
09:00 a 09:59	4,70 %	4,40 %	4,84 %
10:00 a 10:59	4,70%	4,40 %	4,88 %
11:00 a 11:59	4,80 %	4,50 %	4,91 %
12:00 a 12:59	4,80 %	4,50 %	4,89 %
13:00 a 13:59	4,70 %	4,40 %	4,85 %
14:00 a 14:59	4,70 %	4,30 %	4,83 %
15:00 a 15:59	4,70 %	4,30 %	4,82 %
16:00 a 16:59	4,70 %	4,30 %	4,81 %
17:00 a 17:59	4,80 %	4,50 %	4,88 %
18:00 a 18:59	5,50 %	6,20 %	6,12 %
19:00 a 19:59	6,20 %	7,30 %	6,65 %
20:00 a 20:59	5,70 %	6,50 %	6,23 %
21:00 a 21:59	5,10 %	5,50 %	5,70 %
22:00 a 22:59	3,30 %	3,90 %	2,70 %
23:00 a 23:59	2,80 %	3,10 %	2,30 %
	100,00 %	100,00 %	100,00 %

Fuente: elaboración propia.

- Que la energía eléctrica mensual a suministrar “EGjk” sea menor o igual a la energía mensual garantizada por cada oferente.

Tabla XXI. **Proyección de energía mensual de las distribuidoras por cada año estacional, para evaluación de las ofertas (MWh)**

Mes	Año estacional 2013-2014	Año estacional 2014- 2015
Mayo	124 815,08	154 891,23
Junio	115 197,40	144 303,40
Julio	126 827,08	156 903,28
Agosto	120 964,08	151 040,28
Septiembre	123 785,40	152 891,40
Octubre	121 894,08	151 970,28
Noviembre	73 337,88	150 686,40
Diciembre	75 823,47	155 750,28
Enero	73 078,47	153 005,28
Febrero	73 306,68	145 498,84
Marzo	73 831,47	153 756,28
Abril	78 795,88	156 144,40

Fuente: elaboración propia.

- Que la energía eléctrica horaria, no supere la potencia garantizada adjudicada. En caso de contratos por diferencias con curva de carga la asignación de la energía será en proporción a la potencia garantizada adjudicada, por lo que la curva de energía horaria se ajustará en proporción a la disminución resultante de la adjudicación en la potencia garantizada máxima y la adjudicada.

- Asignar los contratos dentro del valor de la potencia garantizada máxima y mínima por cada oferente.
- Que la suma de la potencia garantizada que resulte adjudicada que participen mediante la modalidad de contrato de potencia sin energía asociada no supere el 12 % de la potencia total adjudicada.
- Que la suma de la energía eléctrica mensual que resulte adjudicada para las plantas de generación nuevas o en operación, que participen mediante la modalidad de Contrato de energía generada, debe ser menor o igual al diez por ciento (10 %) de la energía mensual a contratar por parte de las Distribuidoras. Adicionalmente, que la energía eléctrica anual adjudicada para cada planta de generación que participen mediante la modalidad de contrato de energía generada, sea mayor o igual que el cincuenta por ciento (50 %) de la energía eléctrica anual estimada en la oferta y menor o igual que el valor de energía eléctrica anual estimada en la oferta.

Ofertas adjudicadas y no adjudicadas: derivado de lo anterior y considerando que las ofertas técnicas recibidas no llegan a completar los requerimientos de potencia y energía eléctrica requeridas por las Distribuidoras, la solución del modelo descrito anteriormente es simple; ya que el menor precio será el apilamiento de las ofertas iniciando desde la más baja y finalizando con la más cara.

No obstante y derivado de las facultades otorgadas a las distribuidoras y a la Junta de Licitación en las bases de licitación: “Adjudicar total o parcialmente el conjunto de ofertas que resulten en el mínimo costo de suministro para los usuarios del Servicio de Distribución final” y “No adjudicar aquellas ofertas cuyos precios u otras condiciones resulten lesivos a los intereses de los usuarios finales

de las distribuidoras o que no cumplan con alguno de los requisitos de las bases, sin responsabilidad de su parte”.

La Junta de Licitación de forma unánime presenta a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para su aprobación la siguiente adjudicación.

Tabla XXII. Adjudicación a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Agente	Potencia garantizada (MW) Primer año	Potencia garantizada (MW) Segundo año
Recursos Naturales y Celusosas S. A.	40	35
Sibo, S. A.	0	5
Electrogeneración, S. A.	14	14
Generadora del Este, S. A.	20	20
Duke Energy Guatemala y Cia, S. A.	8,80	8,88

Fuente: elaboración propia.

CONCLUSIONES

1. El INDE ha jugado un papel muy importante dentro de los procesos de licitación de energía eléctrica, al ser una institución del Estado y tener un aporte significativo de generación al Sistema Nacional Interconectado, en donde ha marcado la pauta para que el resto de los oferentes busquen ofertar precios competitivos en los procesos de licitación.
2. Las penalizaciones debieran ser severas para los participantes adjudicados que incumplan con lo establecido en los contratos, ya que ponen en riesgo el suministro eléctrico y equilibrio de las tarifas.
3. Las licitaciones de corto plazo han creado una segunda oportunidad a todos aquellos generadores que no pudieron ser adjudicados en las licitaciones de largo plazo, creando una mayor competitividad reduciendo los precios de energía y potencia para los usuarios del servicio final.
4. Es de relevancia el monitoreo y seguimiento de los proyectos de las licitaciones de largo plazo de parte de las Distribuidoras y Comisión, para obtener información sobre el avance de los proyectos que fueron adjudicados, esto ayudará a tomar mejores decisiones de los bloques de energía y potencia que será necesario salir a licitar en periodos de corto plazo (de dos a cinco años).

5. Debido a la incertidumbre presente con respecto al pronóstico de demanda, es arriesgado contratar todo en una sola licitación. Es mejor una parte ahora (energía nueva) y esperar para ver lo que ocurre (energía de ajuste). Esta última con porcentajes bajos respecto de la demanda total de las Distribuidoras.
6. Es necesario aprender de las crisis energéticas y apuntar, con nuevos modelos, a la consecución de energías renovables. Esto requiere de grandes esfuerzos de todos los actores del mercado eléctrico.
7. Adjudicar la cantidad de potencia y energía eléctrica con el cual se obtengan precio de suministro en beneficio de las tarifas de los Usuarios del Servicio de Distribución Final.
8. El proceso de licitación de corto plazo TN2-2012, no recibió suficiente ofertas para cubrir las necesidades de potencia y energía de los usuarios de tarifa no social de EEGSA, DEOCSA y DEORSA, por tanto, en el 2013 la CNEE emitió términos de referencia para llevar a cabo el proceso de licitación denominado TNS-1-2013, en donde existió una mayor participación de los oferentes, donde los que no fueron adjudicados en la primera licitación, presentaron precios muy similares en ambas licitaciones. Los oferentes, en este caso quisieron tomar ventaja de la necesidad de cubrimiento de las Distribuidoras, por lo que fue necesario realizar dentro de la misma licitación una segunda ronda, para que los oferentes bajaran el precio de venta y hacer valer el propósito de la licitación, buscando precios más competitivos.

RECOMENDACIONES

1. Regular procesos de licitación de energía y potencia de las Distribuidoras Municipales y demás instituciones del Estado como el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), para garantizar la reducción en las tarifas eléctricas y beneficiar a los usuarios de Distribución Final.
2. Crear un plan estratégico de procesos de licitación para las Distribuidoras Municipales por contratos de, por lo menos de cuatro años de duración, para que las autoridades municipales no aprovechen los procesos políticos y así permitir realizar cambios en las tarifas de la energía que subsidia el INDE.
3. Sacar el mayor provecho posible derivado de los procesos de licitación y aprovechar la oportunidad para disminuir el rango u omitir el subsidio a la tarifa social, ya que esto ha provocado la no inversión del Estado a proyectos de generación, porque se está dejando de aprovechar la riqueza de recursos naturales que posee Guatemala para las fuentes de generación renovables.

4. En Guatemala se ha utilizado licitaciones de corto plazo para dar cobertura a los bloques de energía y potencia de los contratos de largo plazo que están próximos a vencer y de los proyectos nuevos que no entrarán a operar en las fechas iniciales de contrato por diversas circunstancias, por lo que es importante aplicar nuevos mecanismos sancionatorios para los agentes que no entran a generar al Sistema Nacional Interconectado en la fecha establecida en los contratos, ya que encarecen el servicio de energía eléctrica al usuario final.
5. Las bases de licitación dan a conocer claramente los requerimientos técnicos y económicos de los compradores hacia los oferentes. Haciendo énfasis en las ofertas técnicas en donde se recomienda establecer un formato de entrega de información estándar para dar a conocer el proyecto, ya que varios oferentes se extienden en adjuntar información innecesaria, lo que hace más laboriosa la búsqueda y análisis para dictaminar que oferentes avanzan a la siguiente fase.
6. Concientizar a la población, específicamente niños y jóvenes de las necesidades de un consumo responsable y racional de la electricidad y de los mecanismos que hacen esto posible. La herramienta para generar esta cultura es la educación, el conocimiento que permita comprender la importancia del uso sustentable de los recursos naturales, para que la población en general apoye este tipo de proyectos.

7. Las Distribuidoras Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A., Distribuidora Eléctrica de Oriente, S. A. y Distribuidora Eléctrica de Occidente, S. A. han trabajado en conjunto con la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para reducir el costo de las tarifas para los usuarios finales, por lo que se importante crear nuevos proyectos de electrificación para mantener un punto de equilibrio entre la generación y la demanda y dar una cobertura total a nivel nacional, por ende, tener índices de crecimiento de demanda anuales de comportamiento exponencial, buscando que Guatemala sea el mayor beneficiado por las licitaciones de corto y largo plazo que se han realizado en el país.
8. Crear estudios de parte de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica con el seguimiento de la Distribuidoras para realizar licitaciones para aquellos agentes generadores que prestan otro tipo de servicios diferentes al de energía y potencia, ya que existe un comportamiento típico anual por este tipo de servicios y tiene un impacto significativo en el costo de la factura del servicio de distribución final.
9. Establecer en las bases de licitación, de forma específica, las garantías de cumplimiento para los agentes adjudicados, para evitar discrepancias entre partes en la operatividad de los contratos.

BIBLIOGRAFÍA

1. Administrador del Mercado Mayorista (AMM). *Informe estadístico 2010* [en línea]. Guatemala 2012, www.amm.org.gt. 2010. [Consulta: marzo de 2012].
2. _____. *¿Qué es el AMM?* [en línea]. Guatemala 2012, <http://www.amm.org.gt/index.html> [Consulta: marzo de 2012].
3. Banco de Guatemala. *Producto interno bruto años 2001-2011* [en línea]. Guatemala 2012, www.banguat.gob.gt/cuentasnac/pib2001/1.1_PIB_Tasa_%20Variacion.pdf. [Consulta: febrero de 2012].
4. Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE). *Publicación variación historia de las tarifas de EEGSA, de agosto de 2009 al mes de abril de 2012 para la tarifa BTS* [en línea]. Guatemala 2012, <http://www.cnee.gob.gt/Calculadora/index3.php>. [Consulta: mayo de 2012].
5. _____. Resolución CNEE-09-99. *Normas técnicas de calidad del servicio de transporte y sanciones (NTCSTS)*. Guatemala: Diario de Centro América 18 de noviembre de 1999. 37 p.
6. _____. Resolución CNEE-50-99. *Normas técnicas de calidad del servicio de transporte y sanciones (NTCSTS)*. Guatemala: Diario de Centro América 18 de noviembre de 1999. 92 p.

7. _____.*Perspectivas de los planes de expansión 2012*.Guatemala: Agencia de Cooperación del Japón, Jica. 2012. 241 p.
8. _____.*Planes de expansión sistema eléctrico guatemalteco* [en línea]. Guatemala 2012, www.cnee.gob.gt. 2008. [Consulta: mayo de 2012].
9. CORIA CISNEROS, Lino. *Análisis de flujos de carga* [en línea]. Guatemala,2012.http://www.itmorelia.edu.mx/electrica/Notas/Lino_Coria/Sistemas_de_Potencia/Flujos03.pdf [Consulta: abril de 2012].
10. GRAINGER, John; STEVENSON, William. *Análisis de sistemas de potencia*. México: McGraw-Hill, 1996. 731 p.
11. Guatemala. Ministerio de Energía y Minas. *Acuerdo Ministerial 006-2012, del 12 de enero de 2012*. Guatemala: MEM. Diario de Centro América, 2012. 10 p.
12. Instituto Nacional de Estadística. *Estimación de la evolución de la población en Guatemala: correspondiente a los años 2002 a 2012, República de Guatemala* [en línea]. Guatemala: INE, 2012. www.ine.gob.gt/np/poblacion/index.htm. [Consulta: abril de 2012].
13. KUNDUR, P. *Power System stability and control*. México: McGraw-Hill, 1994. 1167 p.

14. Ministerio de Energía y Minas. *Política energética 2008-2022* [en línea]. Guatemala 2012, www.mem.gob.gt. [Consulta: abril de 2012].
15. *Página oficial del fabricante ABB para España. Facts* [en línea]. Guatemala 2012, [http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/8f6024ac82eaeda1482579c10057f1f1/\\$file/1JNS010544%20LR.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/8f6024ac82eaeda1482579c10057f1f1/$file/1JNS010544%20LR.pdf). [Consulta: abril de 2012].
16. PROMON. *Conceptos básicos de planeamiento operativo*. Seminario I. México: PROMON, 1992. 127 p.
17. Real Academia Española. *Definiciones* [en línea]. Guatemala 2012, <http://lema.rae.es/drae/?val=variabilidad> [Consulta: mayo de 2012].

