



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

**IMPLEMENTACIÓN DEL CURSO DE MERCADO ELÉCTRICO
GUATEMALTECO EN EL PÉNSUM DE ESTUDIO DEL ESTUDIANTE DE LA
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**

Luis Fernando Sánchez Fuentes
Asesorado por el Ing. Carlos Rodas

Guatemala, enero de 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**IMPLEMENTACIÓN DEL CURSO DE MERCADO ELÉCTRICO GUATEMALTECO EN EL
PÉNSUM DE ESTUDIO DEL ESTUDIANTE DE LA CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE
GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

LUIS FERNANDO SÁNCHEZ FUENTES
ASESORADO POR EL ING. CARLOS FERNANDO RODAS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ENERO 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Juan Carlos Molina Jiménez
VOCAL V	Br. Mario Maldonado Muralles
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Natanael Jonathan Requena
EXAMINADOR	Ing. Juan Carlos Morataya
EXAMINADOR	Ing. Carlos Fernando Rodas
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:

IMPLEMENTACIÓN DEL CURSO DE MERCADO ELÉCTRICO GUATEMALTECO EN EL PÉNSUM DE ESTUDIO DEL ESTUDIANTE DE LA CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería eléctrica, con fecha agosto de 2010.


Luis Fernando Sánchez Fuentes

Guatemala, 10 de Febrero de 2011

Ingeniero
Jorge Pérez
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Ciudad de Guatemala

Estimado Ingeniero Pérez:

Por medio de la presente me permito informarle que he revisado completamente el trabajo de graduación titulado:

"IMPLEMENTACION DEL CURSO DE MERCADO ELÉCTRICO GUATEMALTECO EN EL PÉNSUM DE ESTUDIO DEL ESTUDIANTE DE LA CARRERA DE INGENIERIA ELÉCTRICA DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA", desarrollado por el señor **LUIS FERNANDO SÁNCHEZ**, con número de Carnet 90-13050.

Puedo concluir que dicho trabajo cumple con los objetivos propuestos en el anteproyecto de EPS, para lo cual me complace dar la aprobación respectiva e indicarle que el autor y mi persona somos responsables por el contenido y conclusiones del mismo.

Atentamente,



Ing. Carlos Fernando Rodas
Asesor
Colegiado No. 2846

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA
UNIDAD DE EPS

Guatemala, 03 de noviembre de 2011.
Ref.EPS.D.1016.11.11.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Puente Romero.

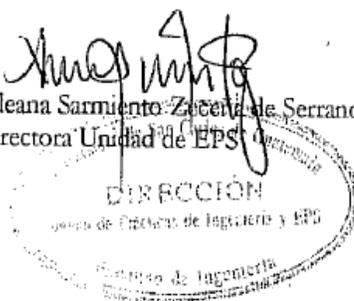
Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"IMPLEMENTACIÓN DEL CURSO DE MERCADO ELÉCTRICO GUATEMALTECO EN EL PENSUM DE ESTUDIO DEL ESTUDIANTE DE LA CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA"** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Luis Fernando Sánchez Fuentes**, quien fue debidamente asesorado por el Ing. Carlos Rodas y supervisado por el Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor y del Supervisor de EPS, en mi calidad de Directora apruebo su contenido solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,
"Id y Enseñad a Todos"

Inga. Norma Ileana Sarmiento Zúñiga de Serrano
Directora Unidad de EPS



NISZ/ra

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

UNIDAD DE EPS

Guatemala, 03 de noviembre de 2011.
Ref.EPS.DOC.1423.11.11.

Inga. Norma Ileana Sarmiento Zeceña de Serrano
Directora Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimada Ingeniera Sarmiento Zeceña.

Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Luis Fernando Sánchez Fuentes** de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, con carné No. **9013050**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **"IMPLEMENTACIÓN DEL CURSO DE MERCADO ELÉCTRICO GUATEMALTECO EN EL PENSUM DE ESTUDIO DEL ESTUDIANTE DE LA CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA"**.

En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"


Ing. Natanuel Jonathán Requena Gómez
Supervisor de EPS
Área de Ingeniería Electrónica



c.c. Archivo
NJRG/ra

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 81. 2011
Guatemala, 10 de NOVIEMBRE 2011.

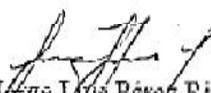
Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
"IMPLEMENTACIÓN DEL CURSO DE MERCADO ELÉCTRICO
GUATEMALTECO EN EL PÉNSUM DE ESTUDIO DEL
ESTUDIANTE DE LA CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA UNIVERSIDAD DE
SAN CARLOS DE GUATEMALA", del estudiante Luis Fernando
Sánchez Fuentes, que cumple con los requisitos establecidos para tal
fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
DIO Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
Coordinador de Potencia



JLPR/sro

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 73. 2011.

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; LUIS FERNANDO SÁNCHEZ FUENTES titulado: "IMPLEMENTACIÓN DEL CURSO DE MERCADO ELÉCTRICO GUATEMALTECO EN EL PÉNSUM DE ESTUDIO DEL ESTUDIANTE DE LA CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA", procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 14 DE NOVIEMBRE 2011.

Universidad de San Carlos
de Guatemala

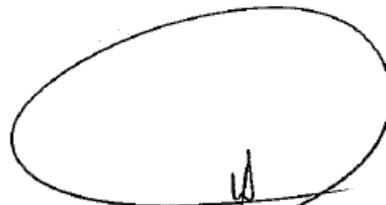


Facultad de Ingeniería
Decanato

DTG. 004.2012

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: **IMPLEMENTACIÓN DEL CURSO DE MERCADO ELÉCTRICO GUATEMALTECO EN EL PÉNSUM DE ESTUDIO DEL ESTUDIANTE DE LA CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario **Luis Fernando Sánchez Fuentes**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
Decano



Guatemala, 12 de enero de 2012.

/gdech

AGRADECIMIENTOS A:

Dios	Por siempre estar conmigo y darme la sabiduría, fuerza, perseverancia y paciencia en las diferentes etapas, situaciones y circunstancias de este período estudiantil ya culminado
Mi madre	Belma Fuentes
Universidad de San Carlos de Guatemala	Por brindarme la oportunidad de estudiar en ella.
Facultad de Ingeniería	Por acobijarme y hacer que sus instalaciones hayan sido mi casa de estudios.
Catedráticos	Por compartir con humildad y empeño sus conocimientos académicos.
Mis compañeros y amigos	por siempre contar con ellos cuando se les necesitaba.

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por la vida y por sus bendiciones.
Mi madre	Belma Fuentes por su esfuerzo y amor
Mi tia	Liliana Fuentes por su esfuerzo y amor
Mi esposa	Julieta Bautista por su valioso apoyo y amor
Mis hijas	Estefany, Gimena y Adriana por ser mi fuente de inspiración
Mi familia	Por su valioso apoyo
Mis amigos	Jorge, Kenett, Rene, Gustavo por su apoyo

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
RESUMEN	XIII
OBJETIVOS.....	XV
INTRODUCCIÓN	XVIII
1. FASE DE INVESTIGACIÓN	
1.1. Información general de la Institución.....	1
1.1.1. Misión de la institución.....	1
1.1.2. Visión de la institución	2
1.1.3. Plan de contingencia.....	2
2. FASE DE SERVICIO TÉCNICO PROFESIONAL	
2.1. Diseño conceptual del mercado eléctrico guatemalteco.....	5
2.1.1. Reforma de la estructura del mercado eléctrico de Guatemala	5
2.1.2. Cambio estructural del mercado eléctrico de Guatemala y su legislación	7
2.1.3. Organización actual del mercado y sus funciones.....	10
2.2. Coordinación del despacho de carga	14
2.2.1. Funciones del mercado mayorista	15
2.2.2. Programación del despacho de carga de largo plazo (Anual estacional).....	16

2.2.3.	Programación del despacho de corto plazo, semanal y diaria	27
2.2.4.	Operación en tiempo real (Posdespacho).....	44
2.3.	Oferta firme, oferta firme eficiente y demanda firme.....	50
2.3.1.	Definición de oferta firme	50
2.3.2.	Oferta firme de centrales hidroeléctricas, térmicas, geotérmicas y renovables	51
2.3.3.	Definición y objetivo de la prueba de potencia máxima de unidades generadoras	54
2.3.4.	Determinación del Coeficiente de disponibilidad.....	57
2.3.5.	Definición y objetivo de la prueba de disponibilidad	58
2.3.6.	Determinación y ejemplificación oferta firme	62
2.3.7.	Determinación y ejemplificación de la demanda firme....	65
2.4.	Mercado de desvíos de potencia	68
2.4.1.	Definición de desvío de potencia	68
2.4.2.	Definición, cálculo y ejemplificación del desvío de potencia de un agente generador	69
2.4.3.	Definición, cálculo y ejemplificación del desvío de potencia de un agente consumidor	74
2.4.4.	Calculo de la distribución de lo recaudado de los desvíos de potencia.....	79
2.5.	Precio de la oportunidad de la energía.....	83
2.5.1.	Fundamento y definición del precio de oportunidad de la energía. (POE).....	84
2.5.2.	Definición de costo marginal de corto plazo.....	84
2.5.3.	Concepto de máquina marginal	85
2.6.	Mercado a término	89
2.6.1.	Fundamento y definición del mercado a término.....	90

2.6.2.	Modalidades de contratación en el mercado a término.....	90
2.6.3.	Consideraciones de contratación en el mercado a término.....	94
2.7.	Factor de pérdidas nodales de energía	102
2.7.1.	Fundamento y definición del factores de pérdidas nodales de energía	102
2.7.1.1.	Pérdidas del sistema de transmisión	102
2.7.2.	Fundamento y definición del factor ponderado de la demanda	103
2.8.	Liquidación del mercado de oportunidad.....	104
2.8.1.	Valorización de la energía del participantes productores y consumidores	104
2.8.2.	Valorización del mercado a término	109
2.8.3.	Determinación de las compras en el mercado de oportunidad.....	111
2.9.	Mercado de Servicios Complementarios.....	117
2.9.1.	Definición de la Reserva Rodante Operativa.....	118
2.9.2.	Definición del la Reserva Rápida	121
2.9.3.	Definición de Arranque en Negro	126
2.9.4.	Definición de Regulación Primaria y Secundaria que prestan los Generadores.....	128
2.10.	Generación Forzada	138
2.10.1.	Fundamento y Definición de Generación Forzada..	138
2.10.2.	Origen de la Generación Forzada	139
2.10.3.	Cálculo de la Remuneración y distribución del costo de Generación Forzada	141
2.11.	Peaje del Sistema Principal y Secundario.....	148
2.11.1.	Fundamento y Definición del Sistema Principal.....	148

2.11.2.	Fundamento y Definición del Sistema Secundario de Transmisión.....	149
2.11.3.	Fundamento y Definición del Sistema Secundario de Subtransmisión.....	149
2.11.4.	Fundamento y definición de la potencia transmitida.....	149
2.11.5.	Cálculo de la liquidación y distribución de los cargos de peajes principal y secundarios.....	150
2.12.	Introducción al Mercado Eléctrico Regional	165
2.12.1.	Antecedentes de la formación del Mercado Eléctrico Regional	165
2.12.2.	Marco Regulatorio del Mercado Eléctrico Regional.	167
2.12.3.	Organización del Mercado Eléctrico Regional (CRIE, EOR,OMCA).....	170
3.	FASE DE ENSEÑANZA-APRENDIZAJE	
3.1.	Desarrollo de Capacitación.	177
	CONCLUSIONES	181
	RECOMENDACIONES	183
	BIBLIOGRAFÍA	185

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Estructura previo a la reforma del mercado eléctrico	7
2.	Estructura actual del mercado eléctrico de Guatemala	13
3.	Estructura de la separación de la actividad eléctrica de Guatemala	14
4.	Programa anual estacional de largo plazo.	22
5.	Premisas del AMM para la elaboración de la programación de largo plazo	23
6.	Forma de discretización de la demanda por parte del AMM.....	24
7.	Condiciones hidrológicas analizadas por el AMM para un año estacional	25
8.	Análisis de los mantenimientos, exportaciones y proyección del costo de energía	26
9.	Contenido de la programación semanal	31
10.	Programación semanal de centrales hidráulicas y térmicas.....	32
11.	Pronostico semanal de la demanda	33
12.	Presentación semanal de oferta de servicios complementarios.....	34
13.	Información semanal de costos variables y factores de pérdidas nodales	35
14.	Despacho diario publicado por el administrador del mercado mayorista y su contenido.....	39
15.	Despacho de centrales hidráulicas	40

16. Pronostico en el despacho diario de la generación total y demanda local e Interconexión.....	41
17. Ofertas en el programa de despacho diario de servicios complementarios	42
18. Costos variables y factores de pérdidas nodales	42
19. Proyección del precio de oportunidad de energía (POE)	43
20. Contenido del posdespacho	46
21. Despacho económicas de unidades generadoras en forma horaria	47
22. Precio de oportunidad marginal poe.....	47
23. Diferencia entre el poe del programa del despacho diario y el posdespacho	48
24. Información de la operación del sistema nacional interconectado	48
25. Sobrecostos de generación forzada	49
26. Tiempos mínimo de duración de la prueba de potencia máxima	56
27. Tiempos de duración para la prueba de disponibilidad	60
28. Apilamiento de los generadores despachados.....	89
29. Asignación del mercado a término a un agente consumidor CO1, por medio de un contrato de curva de carga y por demanda faltante.....	98
30. Demanda D1 cubierta.....	101
31. Diagrama de participación de Guatemala en mercado eléctrico regional	176

TABLAS

I. Ejemplo del cálculo de la potencia máxima para un generador térmico	66
II. Calculo del coeficiente de disponibilidad para el generador G1...	67

III.	Ejemplo del cálculo del desvío de potencia para un participante generador.....	72
IV.	Cálculo de la potencia total comprometida.....	73
V.	Cálculo de la demanda firme efectivamente contratada.....	76
VI.	Cálculo de demanda firme efectiva	77
VII.	Cálculo de la remuneración de los desvíos de potencia	81
VIII.	Datos de generadores para el cálculo del precio de oportunidad	86
IX.	Despacho de carga de acuerdo al costo variable y determinación del POE.....	88
X	Asignación del mercado a término de un agente consumidor...	96
XI.	Asignación del mercado a término a un agente consumidor CO1.....	99
XII.	Valorización de la generación de un agente productor.....	106
XIII.	Ejemplo valorización de la generación de un agente generador entregando en el nodo de referencia.....	108
XIV.	Ejemplo de valorización del mercado a término del agente consumidor CO1.....	110
XV.	Ejemplo de la compra y venta en el mercado de oportunidad de un agente consumidor CO1.....	114
XVI.	Ejemplo de la compra y venta en el mercado de oportunidad valorizado de un agente consumidor CO1.....	116
XVII.	Oferta de potencia de reserva rápida.....	129
XVIII.	Valorización del servicio de RRA.....	131
XIX.	Cálculo de la distribución del pago de RRA entre los agentes consumidores.....	133
XX.	Potencia para la oferta de RRO.....	134
XXI.	Precio ofrecido por los generadores que ofertan RRO.....	135
XXII.	Pago a los Generadores que ofertaron RRO.....	136

XXIII.	Distribución del pago del servicio de RRO entre los agentes consumidores.....	137
XXIV.	Información de Generadores G1 y G2 que resultan forzadas...	142
XXV.	Evaluación de la condición forzada de los generadores.....	144
XXVI.	Pago a los generadores G1 y G2 por estar forzados	145
XXVII.	Distribución del Pago de generación forzada entre los agentes consumidores C1 y C2.....	147
XXVIII.	Cargo de CAT para cada agente transportista.....	156
XXIX.	Cálculo del pago de peaje principal a los agentes transportistas.....	158
XXX.	Distribución del cat del sistema secundario diaria de los agentes transportistas.....	159
XXXI.	Potencia transmitida de un agente consumidor C1.....	161
XXXII.	Monto a pagar de peaje secundario por parte del consumidor 1.....	164

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
i	Subíndice identifica una unidad generadora
j	Subíndice identifica a un participante
k	Subíndice identifica a un participante generador
m	Subíndice identifica el número de años
d	Subíndice identifica un día
h	Subíndice identifica una hora
Σ	Sumatoria
Kw	Potencia Activa
KWh	Energía Eléctrica.

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
AGC	<i>Automatic Generation Control</i> (siglas en ingles)
CDC	Centro de Despacho de Carga
CAD	Cargo adicional a la Demanda
CAT	Costo Anual de Transmisión
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Coedispi	Coefficiente de Disponibilidad
CRIE	Comisión Regional Interconexión Eléctrica
DPP	Desvíos de Potencia Agente Productor
DPD	Desvió de Potencia Agente Consumidor
DF	Demanda Firme del Distribuidor, Gran Usuario y Exportador
DMP	Demanda Máxima Proyectada Por el AMM

Dd	Índice de Disponibilidad de la Unidad
Generadora DFNC	Demanda Firme no cubierta
DFE	Demanda Firme Efectiva
DFEC	Demanda Firme Efectivamente Contratada
EOR	Ente Operador Regional
FPNE	Factor de Pérdidas Nodales de Energía
HD	Horas de Disponibilidad
HMP	Horas de Mantenimiento Programadas
HIF	Horas de Indisponibilidad Forzada
HED	Horas Equivalentes de Degradación
INDE	Instituto Nacional de Electrificación
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala Sociedad Anónima
MER	Mercado Eléctrico Regional
OF	Oferta Firme

OFD	Oferta Firme Disponible
PT	Potencia Transmitida.
PTC	Potencia Total Comprometida
PD	Potencia Disponible
RRA	Reserva Rápida
RRO	Reserva Rodante Operativa

RESUMEN

El trabajo de graduación consiste en el desarrollo del contenido para la implementación del curso de Mercado Eléctrico Guatemalteco, como una propuesta para que forme parte del Pensum de estudio de las carreras, Ingeniería Eléctrica e Ingeniería Electrónica del estudiante de la Facultad de Ingeniería, en la Escuela de Mecánica Eléctrica de la Universidad de San Carlos de Guatemala.

En la propuesta se desarrolla la definición, operación y ejemplificación de las diferentes actividades económicas y reglamentarias que se dan en el Mercado Eléctrico de Guatemala a nivel local y su situación a nivel regional.

Se desarrollan dos fases, la primera es de Investigación, que básicamente en ella se desarrolla el actuar del Administrador del Mercado Mayorista ante una situación de riesgo del Sistema Nacional Interconectado y el respectivo Plan de Contingencia para subsanar las situaciones de riesgo que puedan compensar o reducir los márgenes de reserva, amenazas de seguridad a causa de tormentas movimientos sísmicos, erupciones volcánicas, vandalismo u otros eventos de fuerza mayor.

En la segunda Fase Técnica Profesional se desarrolla la situación del Mercado Eléctrico de Guatemala antes de la restructuración del mismo, así también su desarrollo normativo y legal del Mercado eléctrico de Guatemala actual, como sus diferentes entes participativos en ellos y su participación en los diferentes mercados de Potencia, Energía, Transmisión y Servicios Complementarios.

Un resumen de la normativa vigente aunado con un proceso de ejemplificación para que sea como guía para los profesionales que desarrollen el curso de Mercado Eléctrico Guatemalteco que se propone que se dé en el último semestre de las carreras de Ingeniería Eléctrica e Ingeniería Electrónica de la Escuela de Mecánica Eléctrica.

Por último se presenta la integración Regional de los Países de Centro América mediante los Mercados Eléctricos, su reglamentación y legislación, así como su estructura organizativa.

OBJETIVOS

General

Presentar una propuesta para la implementación del Curso de Mercado Eléctrico de Guatemala y el área Regional.

Específicos

1. Presentar la información de la evolución y restructuración del Mercado Eléctrico de Guatemala.
2. Presentar e interpretar las diferentes leyes que rigen el Mercado Eléctrico de Guatemala.
3. Presentar y desarrollar los diferentes mercados económicos que se pueden desarrollar en el Mercado Eléctrico de Guatemala.
4. Desarrollar ejemplos de aplicación de las diferentes transacciones económicas que se pueden desarrollar en el Mercado Eléctrico de Guatemala.

INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico de Guatemala se encuentra dentro de un mercado eléctrico normado, liberalizado y competitivo. Esto hace necesario que el estudiante de Ingeniería Eléctrica adquiera los principios básicos para el desarrollo de los Mercados Eléctricos de Guatemala y del área regional, que le permitan incursionar en este sector de la Ingeniería Eléctrica formado a finales de los años noventa. Por ser el Mercado Eléctrico de Guatemala de reciente formación y por mantenerse en constante desarrollo, económico, tecnológico y legal se convierte en un motor muy importante en la economía y desarrollo de Guatemala.

Por lo anterior se desarrolla el presente trabajo de graduación que es una propuesta para la implementación de curso de Mercado Eléctrico de tal forma que su contenido genere los conocimientos básicos en el Marco Legal, transacciones económicas que se pueden desarrollar y ejecutar, servicios eléctricos en los cuales se pueden participar, adquirir y desarrollar a nivel del Mercado Eléctrico de Guatemala y del Mercado Eléctrico de Regional.

El proyecto desarrollará en la Fase de Servicio Técnico Profesional el contenido teórico y práctico para impartir el curso de Mercado Eléctrico de Guatemala y su incorporación en el Mercado Eléctrico Regional. Este contenido será un resumen de toda la normativa vigente, para lo cual se incluye una serie de problemas que le permitirán al estudiante aprender el concepto de los temas desarrollados.

1. FASE DE INVESTIGACIÓN

1.1 Información general de la institución

El Administrador del Mercado Mayorista (AMM) es una entidad privada, sin fines de lucro, creada por el artículo 44 de la ley General de Electricidad, asignándole las siguientes funciones:

- La coordinación de la operación de centrales generadoras.
- Coordinar las interconexiones internacionales.
- Coordinación de las líneas de transporte al mínimo costo para el conjunto de operaciones en el mercado mayorista.
- Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el país.

1.1.1 Misión de la institución

El Administrador del Mercado Mayorista tiene como misión la coordinación de las transacciones entre participantes del Mercado Mayorista de Electricidad, que aseguren la competencia en un mercado libre, con reglas claras que promuevan la inversión en el sistema eléctrico, y que vela por el mantenimiento de la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en Guatemala.

1.1.2. Visión de la institución

La visión del Administrador del Mercado Mayorista es operar de forma eficiente, objetiva y máxima transparencia de acuerdo a la normativa vigente, Ley General de Electricidad (LGE), Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE), Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM) y el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), el Sistema Nacional Interconectado (SNI) y el Mercado Eléctrico Regional (MER)

1.1.3. Plan de contingencia

El plan tiene como objetivo especificar las líneas de acción que el AMM seguirá cuando se presente condiciones de riesgo en el Sistema nacional Interconectado o ante la ocurrencia de eventos de especial relevancia en el acontecer nacional u otros eventos de relevancia.

Debido a que dentro de las funciones del administrador del mercado mayorista está garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el país y que el artículo 17 del reglamento del mercado mayorista le permite al AMM en conjunto con el ministerio y la comisión de energía eléctrica, poder declarar al sistema nacional interconectado y decretar medidas pertinentes en caso de emergencia se elaboró el manual de procedimientos de emergencias del administrador del mercado mayorista.

Las condiciones con las cuales se puede considerar que el sistema nacional interconectado se encuentra en riesgo son:

- Ausencia o reducción de márgenes de reserva una vez desconectada toda la Demanda Interrumpible.
- Previsión de un riesgo de colapso de tensiones una vez agotadas todas las medidas disponibles para corregirlas.
- Déficit parcial o colapso total del SNI.
- Existencia de amenazas de seguridad a causa de tormentas, movimientos sísmicos, erupciones volcánicas, vandalismo u otros eventos de fuerza mayor.

Dependiendo del tiempo en el que se espera que estas condiciones pueden ser superadas o corregidas, se agruparán de la siguiente forma:

- Condiciones de riesgo con duración de doce horas o menos.
- Condiciones de riesgo con duración de más de doce horas.

Las acciones a tomar ante la ocurrencia de eventos con duración de doce horas o menos, las toma el centro de despacho de carga (CDC), y son las siguientes:

- Tomará todas las acciones necesarias a fin de restablecer el servicio y recuperar los servicios mínimos.
- Realizar la respectiva declaración de condición de riesgo, ya sea por una condición de déficit de generación o de condición crítica, la hará el AMM vía radio.

- Podrá suspender en tiempo real las exportaciones.
- Podrá solicitar modificar temporalmente los mínimos técnicos de operación o capacidades máximas de operación.
- Notificar cuando haya pasado la condición de riesgo.

Las acciones a tomar ante la ocurrencia de condiciones de riesgo con duración con más de doce horas, serán las siguientes:

- El Centro de Despacho de Carga tomará todas las acciones necesarias para atenuar o superar sus efectos de manera inmediata, como si fuera una condición de riesgo de corta duración.
- El CDC convocará a la integración, de acuerdo a la condición de riesgo, al Centro Operativo de Emergencias.
- EL AMM solicitará al Ministerio de Energías y Minas la declaración de la situación de emergencia.
- El CDC notificará cuando la condición de riesgo de larga duración ha concluido.

El Centro Operativo de Emergencias es constituido por el Administrador del Mercado Mayorista cuando lo considere necesario, que estará formado por representantes de Agentes del Mercado.

El Centro Operativo de Emergencias tendrá como función principal el mantenimiento de la comunicación con las autoridades y con el público

2. FASE DE SERVICIO TÉCNICO PROFESIONAL

2.1. Diseño conceptual del mercado Guatemalteco

2.1.1. Reforma de la estructura del mercado eléctrico de Guatemala.

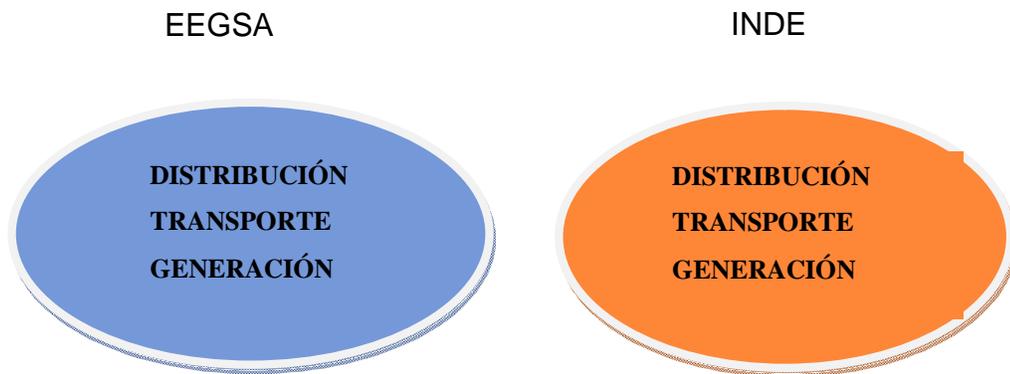
El escenario previo a la Reforma de la estructura del sector eléctrico de Guatemala era el siguiente:

- Las actividades del sector eléctrico eran ejercidas por el Estado de Guatemala, por medio del Instituto Nacional de Electrificación-INDE y su participación accionaria en la Empresa Eléctrica de Guatemala S.A – EEGSA.
- Existían una confusión de roles empresariales, de regulación y control.
- Precios y tarifas vinculados a criterios políticos no económicos, provocando una imprevisibilidad y falta de transparencia en las tarifas y manejo de fondos.
- Dificultad en la recuperación de los costos, situando al parque generador y las instalaciones de transporte y distribución en posición de alto riesgo y poca confiabilidad.

- El estado subsidia la operación del sistema provocando endeudamientos cruzados afectando el presupuesto nacional.
- Desinversión por restricciones económicas y financieras y elevado déficit operativo.
- La escasez de oferta no alcanzaba a cubrir la creciente demanda frenando el desarrollo del país, provocando serios racionamientos del fluido Eléctrico.
- Influencia de la Privatización de los Servicios del Estado para reducción de la Deuda externa de Guatemala.

La figura uno, muestra la estructura, previo a la reforma del mercado eléctrico de Guatemala, se puede observar que sólo dos empresas del Estado tenían la distribución, transporte, generación y despacho de la energía y potencia en el sistema eléctrico de Guatemala, siendo éstas la empresa EEGSA e INDE.

Figura 1. Estructura previa a la reforma del mercado eléctrico



Fuente: elaboración propia.

2.1.2. Cambio estructural del mercado eléctrico de Guatemala y Legislación

Debido a las situaciones descritas anteriormente, se estableció un punto de partida para la transformación del sector eléctrico de Guatemala, los roles entre el sector público y privado: al estado, la regulación, control y fiscalización e identificación de riesgos para la orientación de políticas y adecuación de señales económicas. Privado, la actividad empresarial en la producción de bienes y servicios, y la inversión de riesgo.

Esta reasignación de roles en el sector estatal y privado, tuvo objetivos los siguientes:

- Asegurar el abastecimiento de la demanda, incrementando la oferta para satisfacer las necesidades productivas del país.

- Promover la participación de inversionistas privadas de riesgo para la creación de empresas de generación, transporte, distribución y comercialización, para asegurar el suministro de largo plazo, y así lograr la descentralización y desmonopolización de estos servicios.
- Promover el acceso abierto no discriminatorio a los servicios, sistemas e instalaciones.
- Promover la competitividad de los mercados de producción, demanda y vinculación.
- Atender al desempeño de los precios como orientadores de la asignación de los recursos por las decisiones que tomen compradores y vendedores.

Las Normas Jurídicas, fundamentales, para resguardar los objetivos citados anteriormente se establecieron, a través del Decreto Ley No.93-96 del Congreso de la República de Guatemala:

- Ley General de Electricidad
- Reglamento de la Ley General
- Acuerdo Gubernativo 256-97
- Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista Acuerdo Gubernativo 299-98
- Normas de Coordinación.

Ley General de Electricidad

Esta ley norma el desarrollo del conjunto de actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad. Para lo cual promueve la realización de inversiones privadas de riesgo, asegurando el suministro de largo plazo, la separación de funciones en la actividad del sector eléctrico, el acceso abierto no discriminatorio a los servicios, sistemas e instalaciones, promueve la competitividad de los mercados de producción, demanda y vinculación, incentiva el abastecimiento adecuado en cantidad y calidad fijando metodologías tarifarias apropiadas en las instalaciones de servicio de distribución final y atiende al rol de los precios del mercado eléctrico como orientadores de la asignación de los recursos por las decisiones que tomen compradores y vendedores.

Para que esta ley se cumpla, coordinarse las operaciones establecidas en la ley, lograr el suministro de abastecimiento y establecer los precios; la misma establece la creación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, artículo 4, y del Administrador del Mercado Mayorista, artículo 44 y establece las responsabilidades del Ministerio de Energía y Minas, para su aplicación.

Reglamento de la Ley General de Electricidad

Desarrolla la Ley General de Electricidad en sus normas, en forma reglamentaria, formulando las respectivas disposiciones legales.

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

Define los principios generales del Mercado Mayorista, así como la organización, funciones, obligaciones y mecanismos de financiamiento del Administrador del Mercado Mayorista.

Normas de Coordinación del Mercado Mayorista

Las Normas de Coordinación permiten completar el marco regulatorio de la Operación del Mercado Mayorista, las transacciones de energía, potencia y servicios complementarios, así como la seguridad y calidad de los servicios.

Estas se dividen:

- Normas de Coordinación Comercial: las cuales contiene catorce normas, cuya función es coordinar las transacciones comerciales.
- Normas de Coordinación Operativa: las cuales contiene cinco normas, cuya función es de coordinar las Operaciones del SNI.

2.1.3. Organización actual del mercado de Guatemala

Mediante la Ley General de Electricidad, se crean las instituciones necesarias para la regulación y administración del Mercado Eléctrico de Guatemala y se le estableciéndose a las ya existentes sus funciones dentro de este mercado, quedando de la siguiente forma:

- Ministerio de Energía y Minas

Formula políticas y planes indicativos, autoriza la utilización de bienes de dominio público, formula y coordina políticas, planes de Estado y planificación indicativa a largo plazo del subsector eléctrico y aplica la Ley General de Electricidad y sus Reglamentos

- Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Entidad reguladora, órgano técnico del Ministerio con independencia funcional y presupuesto propio, vela por el cumplimiento de la ley y sus reglamentos, impone sanciones, emite disposiciones para evitar conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias, dirime controversias entre agentes del subsector eléctrico y emite normas técnicas relativas al Subsector Eléctrico y fiscaliza su cumplimiento.

- Administrador del Mercado Mayorista

Coordina la operación del sistema y de las transacciones económicas, es una entidad privada sin fines de lucro, responsable de administrar el Mercado Mayorista, coordinando la operación de centrales, interconexiones y líneas de transporte, establece precios de mercado de corto plazo, garantiza la seguridad y el abastecimiento.

El Marco Regulatorio determinó y ordenó la separación vertical y horizontal de las actividades del sector, eléctrico reconociendo como agentes del mercado a los siguientes:

Agente generador: tener una Potencia como mínimo de 5 MW. La generación constituye una actividad de riesgo, teniendo la libertad de entrada y de salida en el negocio de la generación, recibe un pago por potencia y energía; en el caso de la potencia se le hace un pago por la disponibilidad, para asegurar y garantizar el abastecimiento. Los generadores pueden prestar servicios complementarios y reguladores.

Agente comercializador: compra o vende bloques de energía asociados a una oferta firme eficiente, o una demanda firme, de por lo menos dos megavatios (2MW), lo cual le permite agrupar generación y demanda, convirtiéndose en una fuente de suministro distinta a la distribuidora para un gran usuario.

Agente distribuidor: debe de tener un mínimo de quince mil usuarios. Presta el servicio exclusivo dentro la zona de concesión a usuarios finales, creándose un monopolio natural, presta también el servicio de peaje a grandes usuarios, permitiéndoles el libre acceso en sus redes. sus tarifas están fijadas por la autoridad reguladora y su calidad de servicio sujeto a penalizaciones.

Agente Transportista: debe de tener una capacidad de transporte mínima de diez megavatios (10 MW). Los transportistas no pueden comprar ni vender electricidad, su función específica es el de transportar y transformar la energía eléctrica, permitiéndole el libre acceso a los agentes del mercado al uso de la capacidad de transporte, cobrándole los peajes respectivos, el cual es calculado por la autoridad reguladora.

Gran Usuario: no es un agente del Mercado Mayorista, pero es un grupo importante dentro de éste. Es un consumidor de energía cuya demanda de potencia excede 100 kilovatios. El gran usuario no está sujeto a regulación de

precio, y las condiciones de suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o con cualquier otro suministrador.

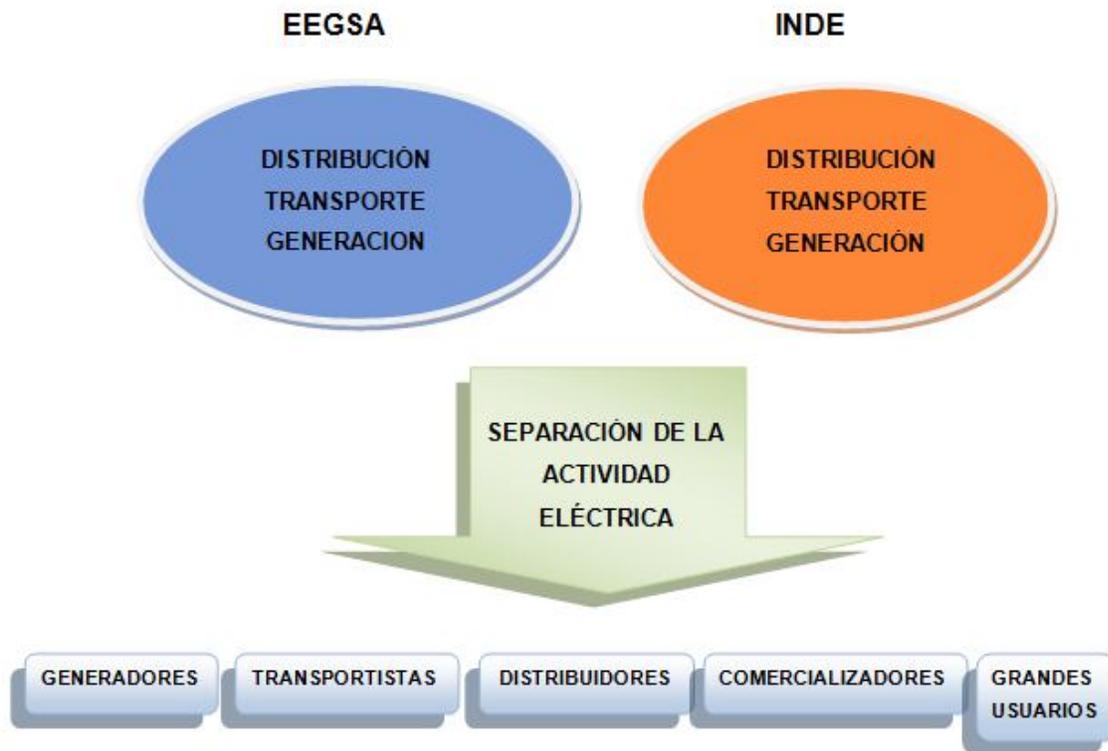
La figura 2 muestra la conformación actual del Mercado Eléctrico, y la figura 3 la separación de actividades en el sector eléctrico.

Figura 2. **Estructura actual del mercado eléctrico de Guatemala**



Fuente: elaboración propia.

Figura 3. Estructura de la separación de la actividad eléctrica



Fuente: elaboración propia.

2.2. Coordinación del despacho de carga

En el presente capítulo se desarrollará una de las actividades del Administrador del Mercado Mayorista de la coordinación del despacho de carga, estipuladas en el artículo 15 del Reglamento del Mercado Mayorista (RAAM)

2.2.1. Actividades del mercado mayorista

Dentro de las actividades que debe realizar el Administrador del Mercado Mayorista están:

- Realizar el despacho o programación de la operación, la coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI), dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad.
- La Operación en tiempo real
- El posdespacho
- La administración de las transacciones comerciales del Mercado Mayorista

El despacho consiste en determinar el programa de carga de la oferta disponible (cantidad de parque generador disponible incluyendo reservas) que permita abastecer la demanda prevista para el Mercado Mayorista en un período de tiempo determinado, siendo su objetivo minimizar el costo total de la operación, tomando en cuenta las condiciones siguientes:

- La compra mínima de energía obligada de los Contratos Existentes (artículo 40 RAMM)
- Las restricciones de transporte y operativas.
- Los requerimientos operativos de calidad y confiabilidad según con los criterios, principios y metodología establecidos en las Normas de Coordinación.

- La optimización de la generación hidrotermica, tomando en cuenta las restricciones operativas.
- Los criterios de desempeño mínimo técnico.

La coordinación de la operación del despacho de carga del administrador del Mercado Mayorista, comprende:

- Programación de despacho de carga de largo plazo, presentada de anualmente.
- Programación de carga de corto plazo presentada en forma semanal y diariamente.
- Operación en tiempo real, presentada en forma diaria y horaria, en tiempo real.
- El Posdespacho, presentado en forma diaria y horaria, después de finalizado el día.

2.2.2. Programación de largo plazo

La programación de largo plazo es una programación indicativa de la operación para el año estacional siguiente que se da en el período del 1 de mayo del año en curso y finaliza el 30 de abril del siguiente año. Dentro de los objetivos de la programación de largo plazo se encuentran los siguientes:

- Realizar una programación indicativa de los resultados probables de la operación del mercado mayorista, optimizando el uso de los recursos

energéticos en función de hipótesis de cálculo para las variables aleatorias.

- Detectar y cuantificar los riesgos de vertimiento en centrales hidroeléctricas y riesgo de desabastecimiento.
- Determinar la necesidad de servicios complementarios, realizando los estudios técnicos económicos para cuantificar los márgenes de reserva.
- Calcular los costos mayoristas previstos para el traslado a tarifas para cada agente distribuidor.
- Proyección de la demanda y generación que se encuentra en el sistema nacional interconectado.
- Proyección de los precios medios ponderados de la energía por banda horaria.

Para realizar la programación de largo Plazo, el administrador del mercado mayorista deberá:

- Efectuar los estudios técnicos y económicos, necesarios para determinar los factores de pérdidas nodales de energía, previstos para el período y los niveles óptimos de reserva y seguridad, asociados a los servicios complementarios, para el funcionamiento del sistema nacional interconectado, con criterios de calidad y confiabilidad.
- Elaborar el programa de mantenimiento mayor.

- Realizar los estudios eléctricos que permitan determinar los límites máximos de transporte de cada línea del sistema nacional interconectado e identificar otras restricciones operativas.
- La determinación de la demanda firme y la potencia firme.
- Determinación de la demanda interrumpible.

Para que el administrador del mercado mayorista pueda cumplir los objetivos y desarrollar la programación de largo plazo, los participantes dentro del mercado mayorista deben presentar en un plazo de tres meses antes del inicio del año estacional, la información siguiente:

- Generadores
 - Adiciones o retiros de unidades de generación.
 - Planes de mantenimiento mayor.
 - Para unidades térmicas: disponibilidad, programa de abastecimiento de combustible.
 - Metodología de su costo variable de generación (incluye costo de combustible, mantenimiento, operación y mantenimiento y costo de paradas y arranques), así como su eficiencia.
 - Para unidades hidroeléctricas: potencia disponible, costos de operación y mantenimiento, pronóstico de caudales entrantes y mínimos. Para centrales de embalse regulación anual deben

declarar, además, la metodología para determinar las emergencias semanales, el nivel de embalse o el total de energía disponible en su embalse o el volumen de agua almacenado.

- Para centrales con recursos renovables no hídricos (que usan como combustible biomasa u otros combustibles renovables), sus costos de operación y mantenimiento y la metodología del cálculo del costo variable, su disponibilidad de combustible y programa de abastecimiento.
- Para centrales eólicas, sus históricos de velocidades de viento de por lo menos 5 años anteriores, rangos de velocidad de vientos con los que puede generar cada unidad generadora e información para la estimación de su energía.
- Para centrales geotérmicas, la cantidad de energía prevista y el histórico de la producción de vapor, por lo menos 5 años anteriores.
- Para distribuidores y participantes consumidores no vinculados a redes de distribución
 - Proyección de la energía mensual.
 - Proyección de la potencia activa y reactiva mensual coincidente con la hora de máxima demanda del sistema nacional interconectado.
 - Proyección de la potencia activa y reactiva mensual coincidente con la hora de mínima demanda del sistema nacional interconectado.

- Curvas de cargas típicas para días hábiles, fin de semana y feriados a nivel mensual.
- Los distribuidores con contratos existentes, según el artículo 40 del reglamento del administrador del administrador del mercado mayorista (RAMM), deberán informar todas sus estipulaciones contractuales, incluyendo su declaración de costos variables.
- Transportistas
 - Planes de mantenimientos mayores
 - Cambios en la topología de red
 - Retiros y adiciones de equipos principales que pudieran modificar permanentemente la capacidad de transporte de energía o la calidad del servicio en el sistema de transmisión
- Demanda interrumpible

Es un servicio complementario, donde un gran usuario asegura el retiro de su demanda parcial o total, durante períodos prolongados y al precio que requiera.

La información que debe de presentar un gran usuario habilitado por el AMM para prestar este servicio es la siguiente:

- Su habilitación como gran usuario con demanda interrumpible.

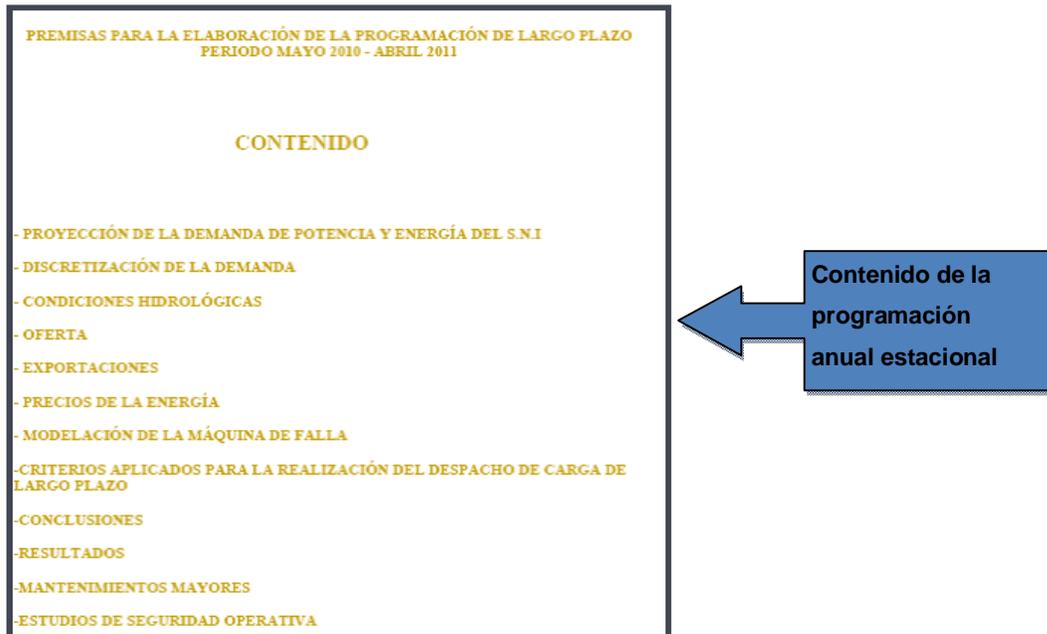
- Potencia que ofrece interrumpir.
- Bloques de desconexión de carga de la potencia que ofrece interrumpir.
- Tiempo de aviso previo requerido para interrumpir su demanda, el cual no podrá ser inferior a 30 minutos, ni mayor a una (1) hora. Período de tiempo que dura la condición de interrumpibilidad declarada, la cual no podrá ser inferior a un año estacional.
- Mecanismos implementados para verificar y hacer efectiva la interrupción de carga.
- Equipamiento para efectuar la interrupción de carga, local y remota.

Los resultados que se obtienen y que se deben presentar al administrador del mercado mayorista, son los siguientes:

- Valores mensuales de generación y demanda.
- Programa de mantenimiento mayor de unidades generadoras e instalaciones de transporte de energía.
- Operación mensual de los embalses, considerando restricciones de ambientales y usos múltiples del agua, detectando y cuantificando los riesgos de vertimiento y de escasez de la oferta hidroeléctrica.
- Proyección de los precios medios ponderados de la energía por banda horaria.

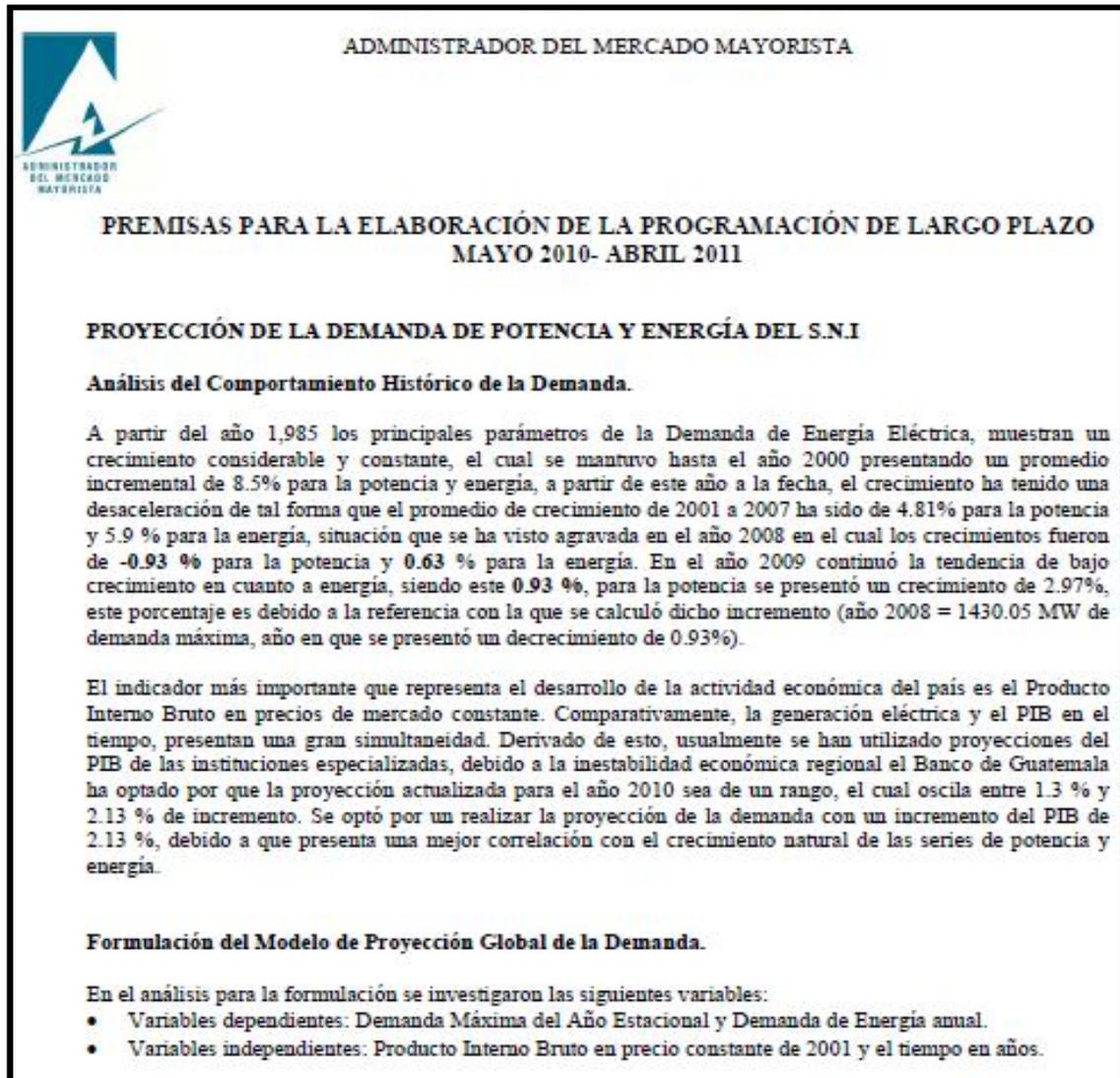
- Estimación de la energía no suministrada.
- Asignación de energía a los generadores con contratos a los que se refiere el artículo 40 del reglamento del administrador del mercado mayorista.
- Determinación de restricciones permanentes en el sistema de transporte.
- Asignación de márgenes adecuados de reservas operativas.
- Cálculo de las curvas de valor del agua de las centrales hidroeléctricas con embalses y valores de agua previstos, con detalle mensual, para el período correspondiente.

Figura 4. Programa anual estacional de largo plazo



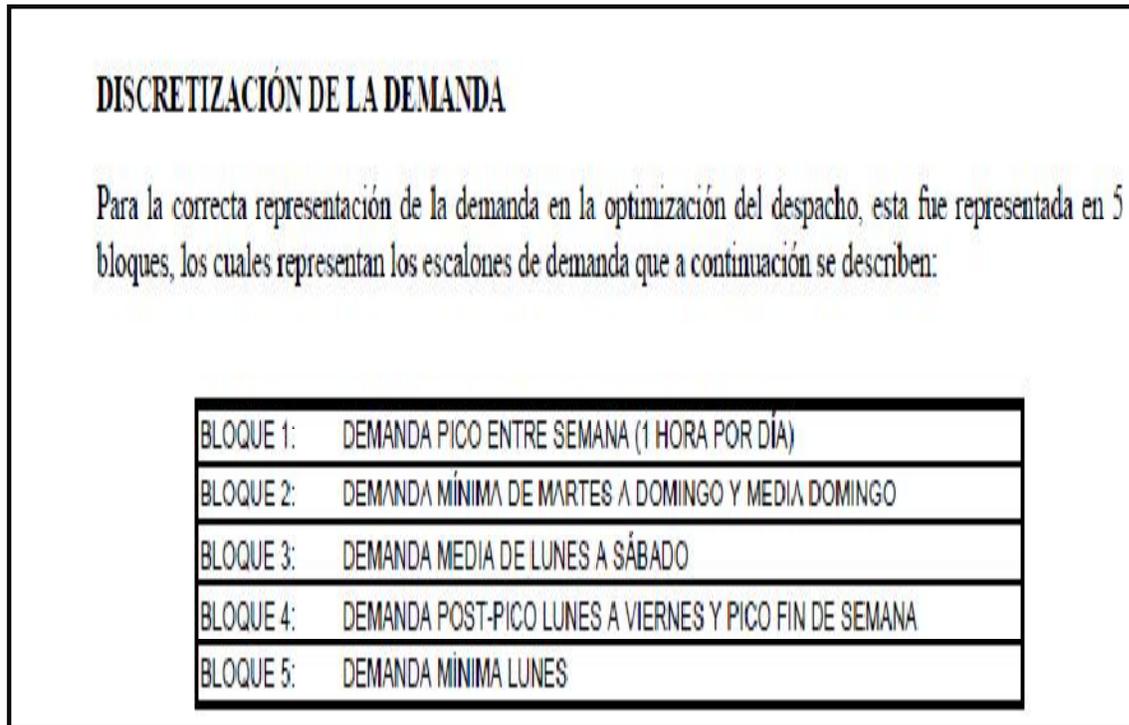
Fuente: programación de largo plazo año estacional 2010 AMM.

Figura 5. Premisas del AMM para la elaboración de la programación de largo plazo



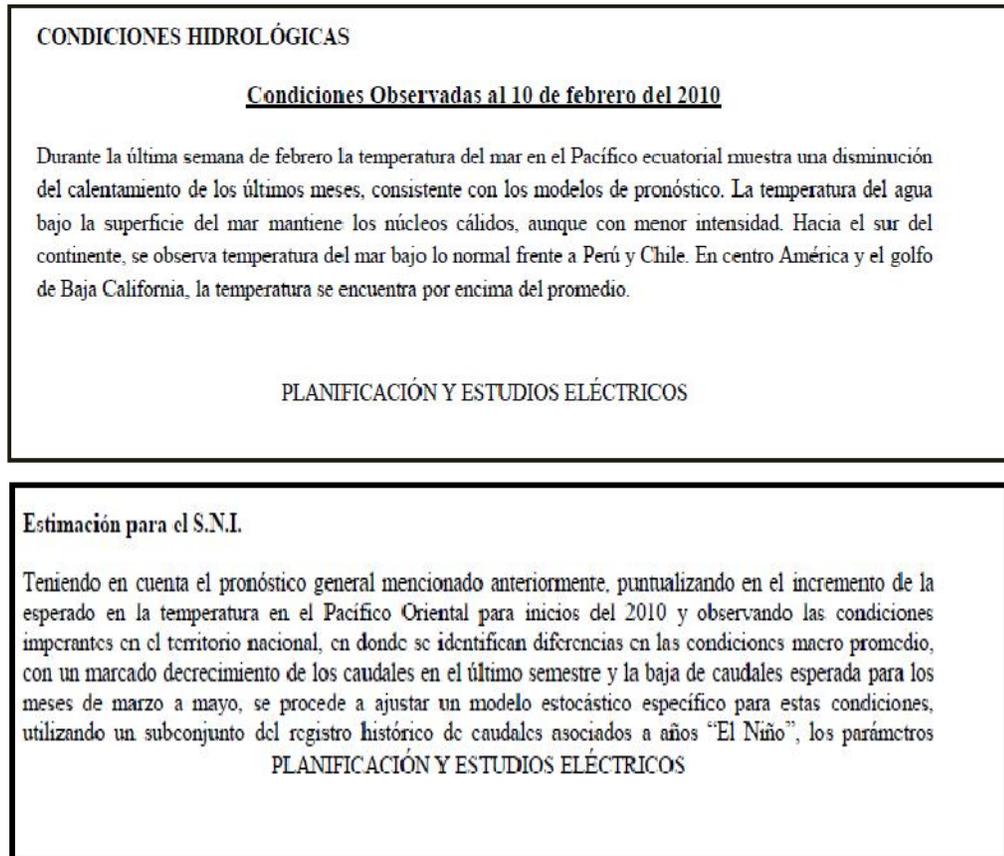
Fuente: Programación de largo plazo AMM.

Figura 6. **Forma de discretización de la demanda por parte del AMM**



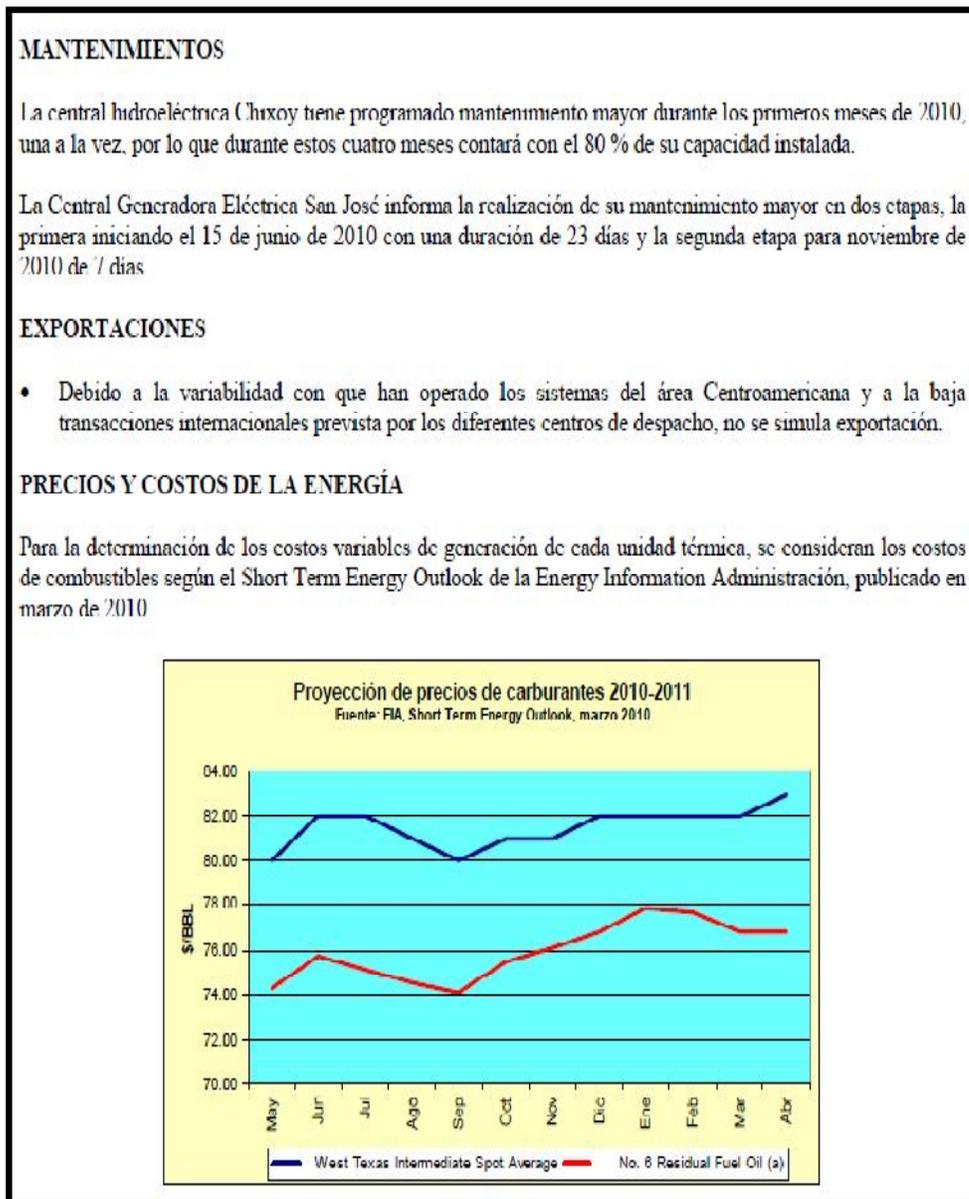
Fuente: Programación de largo plazo elaborado por el AMM.

Figura 7. **condiciones hidrológicas analizadas por el AMM para un año estacional.**



Fuente: Programación anual estacional elaborado por el AMM.

Figura 8 **Análisis de los mantenimientos, exportaciones y proyección del costo de energía**



Fuente: Programa anual estacional elaborado por el AMM.

2.2.3 Programación de carga a corto plazo

La programación de carga a corto plazo se divide en dos: semanal y diaria.

- **Programación semanal:**

El objetivo de la programación semanal es obtener e informar a los participantes del mercado mayorista de las previsiones de la energía a generar en cada central durante la semana (de domingo a sábado), sobre la base del despacho, precios de oportunidad previstos y otros datos que se establezcan en las normas de coordinación comercial. En dicha programación se identificará, además, el inicio o la finalización de fallas de larga duración y de corta duración, a de manera de minimizar el costo total de operación, más el costo de desconexión de la red.

- Actividades de la programación semanal
 - Definir los horarios de arranque y parada de unidades generadoras térmicas de base.
 - Asignar diariamente la generación de centrales hidráulicas, tomando en cuenta los usos no energéticos del agua y restricciones ambientales.
 - Manejo de las restricciones de combustible.

- Identificar las unidades disponibles para la regulación de frecuencia que tengan el control automático de generación (AGC por sus siglas en ingles)
- Identificar la necesidad de unidades a prestar el servicio de generación forzada (unidades que no son despachadas por no ser económicas, pero que entran en operación por la necesidades de mantener la calidad del sistema nacional interconectado)
- La asignación de la energía a generar durante las pruebas de unidades generadoras.
- Asignar la reserva rodante operativa necesaria para el sistema eléctrico nacional interconectado.
- Asignación de compra mínima de energía obligada de los contratos existentes para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 40 del reglamento del AMM.
- Determinar las restricciones en el sistema de transmisión, tomando en cuenta las indisponibilidades de líneas y equipos.
- Programar los mantenimientos mayores y de emergencia de unidades generadoras, y de equipos del sistema de transporte, para lo cual se detallarán las fechas asignadas de inicio y finalización.

La información a suministrar por los participantes en el mercado mayorista para la programación semanal es la siguiente:

- Agente generador
 - Disponibilidad de potencia para los generadores en general.
 - Para el generador térmico, su disponibilidad de combustible y la metodología de cálculo de su costo variable.
 - El generador hidroeléctrico, debe de informar sus aportes de caudales semanales previstos para las siguientes cuatro semanas, en caso fuera un generador hidroeléctrico con embalse de regulación anual, el volumen de agua o su nivel de embalse estimado para el inicio de la semana y la energía total disponible en el embalse.
 - todo generador debe informar las energías semanales previstas resultado de su propia optimización, según la metodología declarada en la programación de largo plazo, teniendo en cuenta sus pronósticos de aportes y requerimientos aguas abajo.

- Transportistas

principales cambios en la topología de la red y adiciones o retiros de equipos principales que pudieran modificar la capacidad de transporte de energía o la calidad del servicio en el sistema de transmisión. modificaciones al programa de mantenimiento mayor, incluyendo eventuales mantenimientos de emergencia.

- Los Distribuidores con contratos existentes

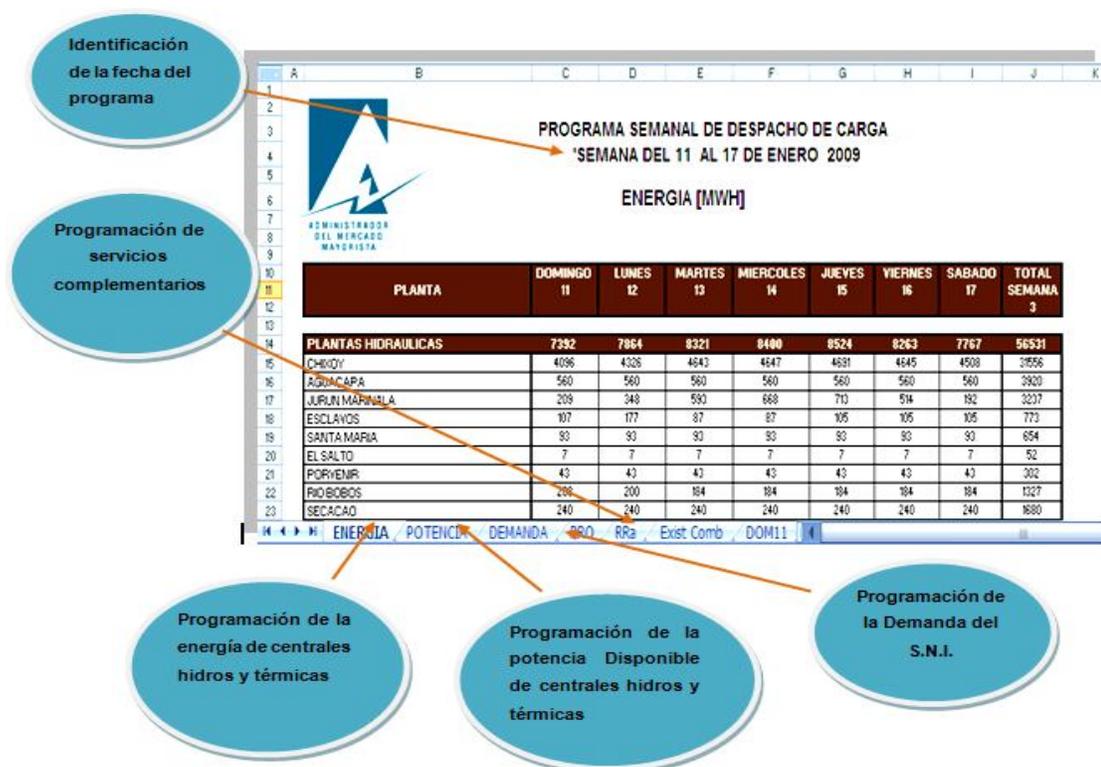
Deberán declarar las condiciones de compra mínima de energía obligada y los datos necesarios para calcular el precio de la energía según las cláusulas de dichos contratos

El administrador del mercado mayorista presentará a los participantes del MM, con la información obtenida y la metodología y programas de computación, los resultados de la programación semanal donde se pudo obtener la optimización de la operación hidrotermica.

- Pronósticos de energía a generar por cada central hidroeléctrica con capacidad de embalse, para cada día de la semana, por banda horaria y márgenes operativos de cada central.
- Pronósticos de energía a generar por centrales hidroeléctricas de filo de agua.
- Pronósticos de energía a generar por unidades generadoras que utilicen fuentes renovables.
- Lista de unidades térmicas a arrancar o parar, indicando día y hora, siguiendo un orden de mérito, y pronósticos de la energía a generar en cada bloque de generación, márgenes operativos que tendrá cada unidad.
- Lista de unidades generadoras comprometidas como reserva rápida en la semana.

- o Estimación de la energía no suministrada y/o márgenes de reserva reducidos.
- o Valor del agua para las centrales hidroeléctricas con embalse de regulación anual. Para el resto de centrales generadoras hidroeléctricas, el costo variable será igual a sus respectivos costos de operación y mantenimiento.
- o Costo variable de generación para cada unidad generadora térmica y de las centrales generadoras basadas en recursos renovables no hidráulicos.

Figura 9. Contenido de la programación semanal



Fuente: AMM.

Figura10. Programación semanal de centrales
hidráulicas y térmicas



**PROGRAMA SEMANAL DE DESPACHO DE CARGA
'SEMANA DEL 11 AL 17 DE ENERO 2009**

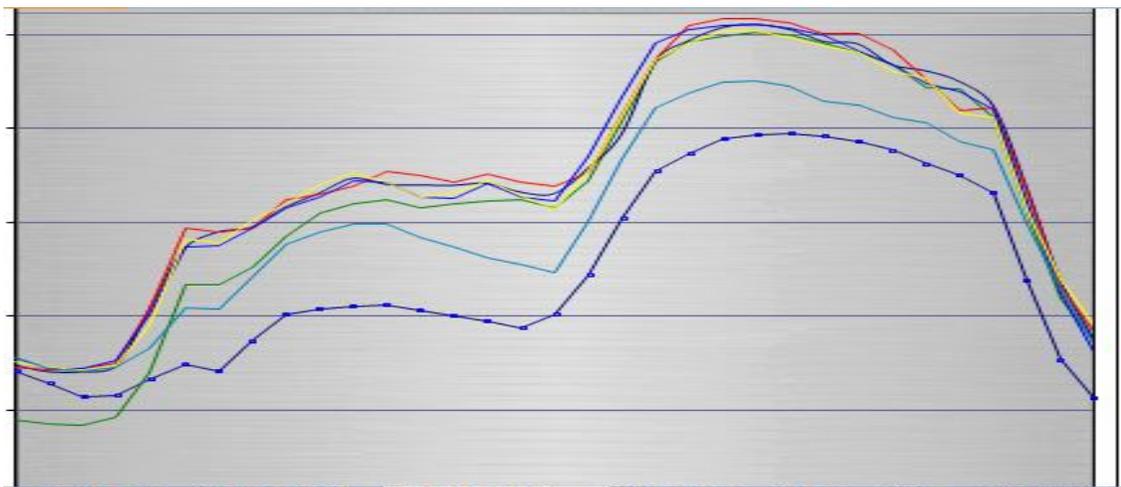
DEMANDA MAXIMA DE POTENCIA [MW]

PLANTA	DOMINGO	LUNES	MARTES	MIERCOLES	JUEVES	VIERNES	SABADO
	11	12	13	14	15	16	17
PLANTAS HIDRÁULICAS	559	526	533	535	532	532	474
CHIXOY	228	194	189	191	188	188	183
AGUACAPA	77,00	77,00	77,00	77,00	77,00	77,00	77,00
JURUN	56,64	58,25	58,25	58,25	58,25	58,25	8,00
ESCLAVOS	13,21	13,21	13,21	13,21	13,21	13,21	13,21
SANTA MARIA	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80	3,80
EL SALTO	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
PORVENIR	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
RIO BOBOS	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
SECACAO	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
PASABIEN	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
POZA VERDE	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40
LAS VACAS	19,19	19,19	31,17	31,17	31,17	31,17	31,17
MATANZAS	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3
SAN ISIDRO	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18
RENACE	19	19	19	19	19	19	19
CANADA	45,44	45,44	45,44	45,44	45,44	45,44	45,44
MONTECRISTO	13	13	13	13	13	13	13
CANDELARIA	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	
EL RECREO	24,76	24,76	24,76	24,76	24,76	24,76	24,8
PLANTAS TÉRMICAS	585	780	782	783	788	772	742
TURBINAS DE VAPOR	17						
SAN JOSE							
LA LIBERTAD	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97
VAPOR ARIZONA No. 1	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
GEOTÉRMICAS	33						
ORZUNIL	15,64	15,64	15,64	15,64	15,64	15,64	15,64
ORTITLAN	17	17	17	17	17	17	17
COGENERADORES (T.VAPOR)	234	240	240	240	240	240	236
CONCEPCION	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00
PANTALEON B1	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
PANTALEON B2							
SANTA ANA	30,0	33,98	33,98	33,98	33,98	33,98	32,0

Fuente: AMM.

Figura11. Pronóstico semanal de la demanda

HORA (Final)	Dom 07	Lun 08	Mar 09	Mié 10	Jue 11	Vie 12	Sáb 13
1	685	581	696	693	711	703	713
2	658	571	682	687	690	692	688
3	629	568	682	689	688	686	684
4	631	584	695	700	706	695	691
5	667	680	819	815	804	780	732
6	697	867	944	988	948	966	818
7	684	868	980	978	952	957	814
8	748	903	990	987	988	1006	884
9	804	971	1033	1048	1033	1041	953
10	816	1018	1062	1060	1055	1079	978
11	820	1038	1094	1078	1088	1105	996
12	824	1049	1082	1110	1087	1087	996
13	814	1032	1080	1099	1053	1053	968
14	801	1039	1079	1087	1053	1062	947
15	790	1045	1084	1104	1082	1088	924
16	774	1049	1065	1085	1053	1057	911
17	804	1031	1062	1077	1044	1029	894
18	887	1088	1117	1107	1141	1109	1003
18.15	1009	1214	1191	1230	1266	1226	1134
18.3	1108	1341	1346	1347	1383	1347	1243
18.45	1147	1384	1389	1418	1412	1383	1275
19	1177	1396	1416	1435	1420	1408	1298
19.15	1186	1404	1422	1435	1423	1408	1301
19.3	1190	1398	1411	1425	1414	1394	1291
19.45	1184	1381	1385	1402	1400	1377	1259
20	1173	1362	1381	1401	1364	1361	1249



Fuente: AMM.

Figura12. **Presentacion semanal de ofertas de servicio complementarios**

PLANILLA DE DECLARACIÓN DE RESERVA RODANTE OPERATIVA							
		DEL	11/01/2009	AL	17/01/2009		
	Domingo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado
	11/01/2009	12/01/2009	13/01/2009	14/01/2009	15/01/2009	16/01/2009	17/01/2009
Unidad	Precio US\$/MW						
AGU-H2	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00	175,00
AGU-H3	178,00	178,00	178,00	178,00	178,00	178,00	178,00
CHX-H1	178,00	178,00	178,00	178,00	178,00	178,00	178,00
CHX-H2	170,00	170,00	170,00	170,00	170,00	170,00	170,00
CHX-H3	153,00	153,00	153,00	153,00	153,00	153,00	153,00
JUR-H2		173,00	173,00	173,00	173,00	173,00	173,00
JUR-H3		158,00	158,00	158,00	158,00	158,00	158,00

RESERVA RAPIDA			
SEMANA DEL 11 AL 17 DE ENERO 2009			
PLANTA		POTENCIA	
		MW	Fpond
TAM-G1	TAMPA BLOQUE 1	38,718	25,2200
TAM-G2	TAMPA BLOQUE 2	38,718	25,2200
S&S-D	STEWART & STEVENSON	21,357	8,9000

Fuente: AMM.

Figura 23. Información semanal de costos variables y factores de pérdidas nodales

Domingo DEMANDA MINIMA				
Nemo	PLANTA	Potencia Disponible MW	Costo en US\$/MWH	FPNE
CAL-G	CALDERAS	0,000	0	1,01667482
PAS-H	PASABIEN	10,377	0,93071218	1,07444602
ORT-G	ORTITLAN	18,022	1,00748518	0,99257043
ZUN-G	ORZUNIL	16,111	1,0133486	0,98682724
CND-H	CANDELARIA	2,980	2,27387933	0,9323274
SEC-H	SECACAO	16,161	2,27387933	0,9323274
POR-H	PORVENIR	2,209	3,50569398	1,11247588
CAN-H	EL CANADA	47,329	5,05098014	0,98396744
RBO-H	RIO BOBOS	10,000	6,24206867	1,1214231
MTO-H	MONTECRISTO	13,400	6,24501378	0,98318438
LVA-H	LAS VACAS	37,258	7,75832823	1,03114998
ARI-V	ARIZONA VAPOR	4,535	8,06058083	0,99248431
PAL-H	PALIN	2,500	8,63894141	0,99549234
AGU-H	AGUACAPA	79,441	8,7680969	0,99223356
MTZ-H	MATANZAS	11,599	8,93820116	0,99572608
SIS-H	SAN ISIDRO	3,382	8,93820116	0,99572608
PVE-H	POZA VERDE	9,682	9,73597444	1,01684737
SAL-H	SALTO	1,000	9,92133364	0,98777043
REC-H	EL RECREO	25,507	9,94098117	0,99688349
SMA-H	SANTA MARIA	3,354	11,05302684	0,98615521
REN-H	RENACE	66,344	12,66391316	0,97916022
LES-H	LOS ESCLAVOS	13,615	13,14168384	1,02726562
SDI-B1	SAN DIEGO	1,100	22,43197536	0,99188768
TND-B1	TRINIDAD 1	10,700	22,49135336	0,98926906
MAG-B4	MAGDALENA 4	10,241	22,83715063	0,98567463
MAG-B5	MAGDALENA 5	40,000	25,05319034	0,98550323
PNT-B2	PANTALEON 2	25,000	26,76630728	0,93401005

Fuente: AMM.

- **Despacho diario**

El objetivo es la elaboración de un programa de despacho para el día siguiente, en donde se indicará la potencia de cada unidad para cada intervalo horario, y donde el nivel de generación cubra la demanda esperada del SNI al mínimo costo total de operación, tomando en cuenta todas las restricciones de la red y eventos especiales, o asuetos.

El despacho diario debe tomar en cuenta los siguientes criterios y actividades para su realización:

- Minimización del costo total de operación, considerando el costo de falla, el costo variable de generación de cada unidad generadora en el SNI, compra mínima de energía obligada de los contratos existentes y el costo de los servicios complementarios, utilizando técnicas de optimización.
- Consideración de pérdidas y restricciones en el sistema de transmisión.
- Asignación de la generación hidráulica total calculada en la programación semanal a períodos horarios, tomando en cuenta eventuales modificaciones importantes en los aportes de agua.
- Mantener los requerimientos operativos de calidad y de confiabilidad, de acuerdo con los criterios de calidad y niveles mínimos de servicio, definidos en las Normas de Coordinación Operativa y los criterios de desempeño mínimo.

- Consideración de los criterios de desempeño mínimo de las unidades generadores.

La información a suministrar por los Participantes en el Mercado Mayorista en la realización del despacho diario comprende:

Generadores en general

Cualquier modificación en su información presentada en la programación semanal o en las características operativas registradas.

- Generadores hidráulicos

Aportes de agua en sus embalses y pronósticos para el día siguiente.

- Interconexiones internacionales

Ofertas de inyección y retiro tanto en el mercado de oportunidad como en el mercado de contratos regional del Mercado Eléctrico Regional (MER)

- Distribuidores, grandes usuarios participantes y comercializadores

Programas horarios de reducción de demanda superiores a 5 MW.

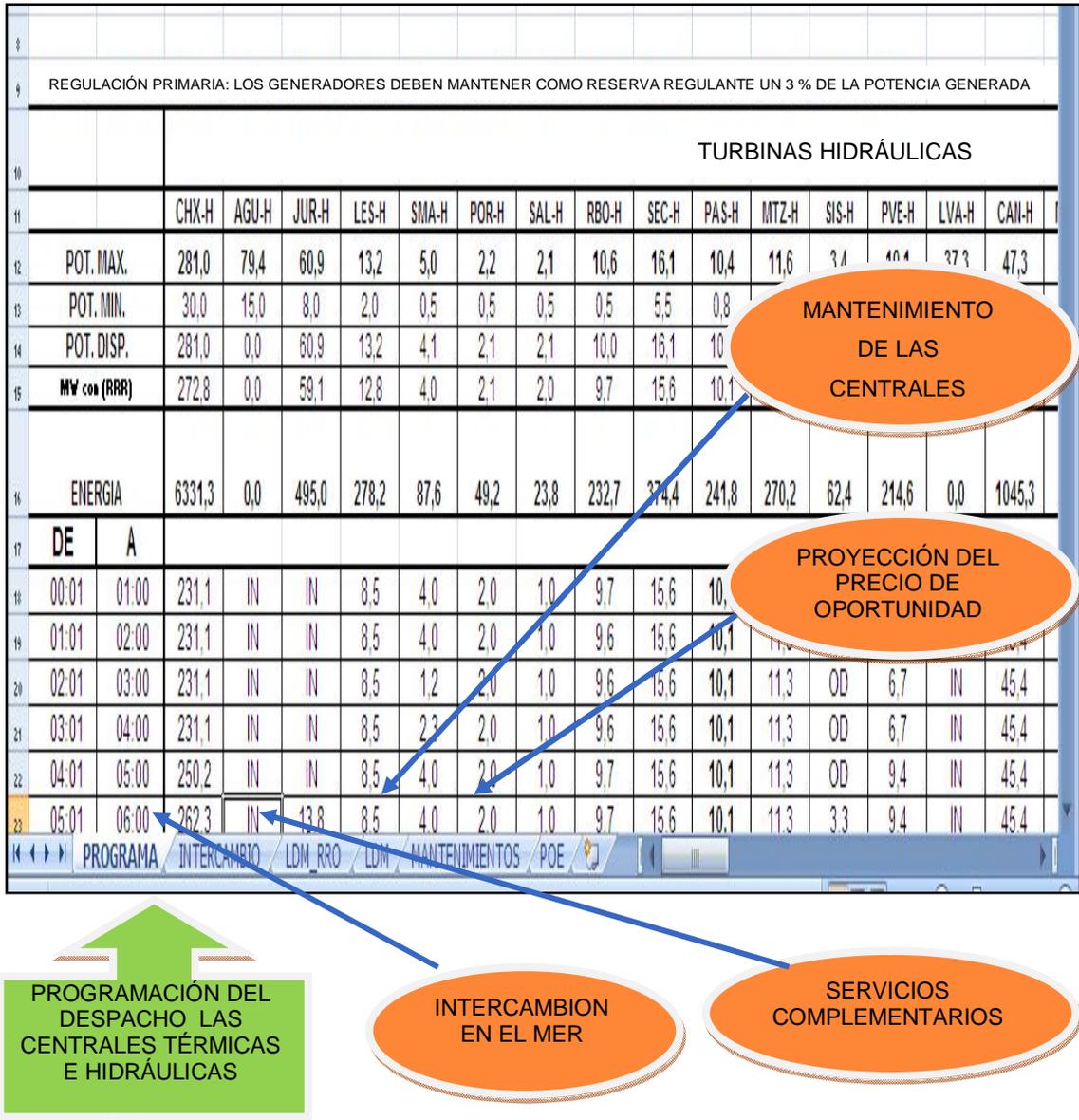
- Transportistas

Eventuales restricciones que afecten la capacidad de transporte de energía o la seguridad operativa de la red o modificaciones a los planes de mantenimientos programados.

El Administrador del Mercado Mayorista realizará, con la información obtenida de los Agentes del Mercado Mayorista, el desarrollo de las actividades del despacho diario, los cuales deben incluir los siguientes aspectos:

- Programa de carga.
- Identificación de generación forzada y las unidades generadoras asignadas a prestar el servicio.
- Asignación de servicios complementarios y las unidades asignadas para prestar este servicio.
- Programas de intercambios por importación y exportación y programa de carga en las interconexiones internacionales.
- Precios de oportunidad previsto.

Figura 14. Despacho diario publicado por el administrador del mercado mayorista y su contenido



Fuente: AMM. Hidráulicas

Figura 15. Despacho de centrales hidráulicas

AMM								
		www.amm.org.gt Planificación y Estudios Electricos Mantenimientos						
REGULACION PRIMARIA: LOS GENERADORES DEBEN MANTENER COMO RES								
		CHX-H	AGU-H	JUR-H	LES-H	SMA-H	POR-H	SAL-H
POT. MAX.		281,0	79,4	60,9	13,2	5,0	2,2	2,1
POT. MIN.		30,0	15,0	8,0	2,0	0,5	0,5	0,5
POT. DISP.		281,0	0,0	60,9	13,2	4,1	2,1	2,1
MW con (RRR)		272,8	0,0	59,1	12,8	4,0	2,1	2,0
ENERGIA		6331,3	0,0	495,0	278,2	87,6	49,2	23,8
DE	A							
00:01	01:00	231,1	IN	IN	8,5	4,0	2,0	1,0
01:01	02:00	231,1	IN	IN	8,5	4,0	2,0	1,0
02:01	03:00	231,1	IN	IN	8,5	1,2	2,0	1,0
03:01	04:00	231,1	IN	IN	8,5	2,3	2,0	1,0
04:01	05:00	250,2	IN	IN	8,5	4,0	2,0	1,0
05:01	06:00	262,3	IN	13,8	8,5	4,0	2,0	1,0
06:01	07:00	272,8	IN	19,7	12,8	4,0	2,0	1,0
07:01	08:00	272,8	IN	18,5	12,8	4,0	2,0	1,0
08:00	09:00	272,8	IN	19,7	12,8	3,6	2,0	1,0
09:01	10:00	272,8	IN	39,4	12,8	3,6	2,0	1,0
10:01	11:00	272,8	IN	39,4	12,8	3,6	2,0	1,0
11:01	12:00	272,8	IN	39,4	12,8	3,6	2,0	1,0
12:01	13:00	272,8	IN	19,7	12,8	3,6	2,0	1,0
13:01	14:00	272,8	IN	17,9	12,8	3,6	2,0	1,0
14:01	15:00	272,8	IN	18,7	12,8	3,6	2,0	1,0

Fuente: AMM.

Figura 16. Pronóstico en el despacho diario de la generación total y demanda local e interconexión

GENERA	DEM		DEM
	INT	INT-MEX	
Total			
21205,9	82,49	0,0	21123,4
699,5	4,00	0,0	695,5
679,9	4,83	0,0	675,1
673,0	4,83	0,0	668,2
674,1	4,83	0,0	669,3
712,3	4,00	0,0	708,3
729,8	4,00	0,0	725,8
811,1	4,00	0,0	807,1
912,4	4,00	0,0	908,4
958,0	4,00	0,0	954,0
982,9	4,00	0,0	978,9
988,3	4,00	0,0	984,3
974,8	4,00	0,0	970,8
948,6	4,00	0,0	944,6
933,1	4,00	0,0	929,1
906,1	4,00	0,0	902,1
883,3	4,00	0,0	879,3
887,3	4,00	0,0	883,3
928,4	4,00	0,0	924,4

Fuente: AMM.

Figura 17. Ofertas en el programa de despacho diario de servicios complementarios

Unidad	Precio US\$	DE	A	AGU-H1	AGU-H2	AGU-H3
AGU-H1	-	00:01	01:00	0,00	0,00	0,00
AGU-H2	-	01:01	02:00	0,00	0,00	0,00
AGU-H3	-	02:01	03:00	0,00	0,00	0,00
ARI-O1	122,00	03:01	04:00	0,00	0,00	0,00
ARI-O10	122,00	04:01	05:00	0,00	0,00	0,00
ARI-O2	180,00	05:01	06:00	0,00	0,00	0,00
ARI-O3	180,00	06:01	07:00	0,00	0,00	0,00
ARI-O4	-	07:01	08:00	0,00	0,00	0,00
ARI-O8	139,00	08:01	09:00	0,00	0,00	0,00
CHX-H1	-	09:01	10:00	0,00	0,00	0,00
CHX-H2	-	10:01	11:00	0,00	0,00	0,00
CHX-H3	-	11:01	12:00	0,00	0,00	0,00
CHX-H4	-	12:01	13:00	0,00	0,00	0,00
CHX-H5	-	13:01	14:00	0,00	0,00	0,00
JUR-H1	-	14:01	15:00	0,00	0,00	0,00
JUR-H2	139,00	15:01	16:00	0,00	0,00	0,00
JUR-H3	139,00	16:01	17:00	0,00	0,00	0,00
LPA-B1	-	17:01	18:00	0,00	0,00	0,00
LPA-B2	-	18:01	18:15	0,00	0,00	0,00
LPA-B3	-	18:16	18:30	0,00	0,00	0,00
LPA-B4	-	18:31	18:45	0,00	0,00	0,00

Fuente: AMM

Figura 18. Costo variable y factores de pérdidas nodales

PRECIO DE MERCADO DE CENTRALES DE GENERACIÓN				
sábado, 14 de agosto de 2010				
DEMANDA MINIMA				
Nemo	Planta Generadora	Potencia Disponible	Costo en US\$/MWH	FPNE
CAL-G	CALDERAS	0	0,000	1,047751919
PAS-H	PASABIEN	10,07475728	0,858	1,165777787
ORT-G	ORTITLAN	21,26116505	1,012	0,988179607
ZUN-G	ORZUNIL	13,13106796	1,079	0,927118593
CND-H	CANDELARIA	4,174757282	3,206	0,835888555
CHX-H	CHIXOY	272,7990291	3,489	0,897166568
SEC-H	SECACAO	15,59514563	3,768	0,835888555
POR-H	EL PORVENIR	2,052427184	3,899	1,043756929
RBO-H	RIO BOBOS	9,708737864	4,729	1,480223886
CAN-H	EL CANADA	45,43495146	5,563	0,893435959
MTO-H	MONTECRISTO	12,41359223	6,807	0,902062416
XAC-H	HIDRO XACBAL	88,81456311	7,291	0,955932561

Fuente: AMM.

Figura 19. **Proyección del precio de oportunidad de energía (POE)**

Administrador del Mercado Mayorista			
PRECIO DE OPORTUNIDAD DE LA ENERGIA PREVISTO			
(Los precios estan calculados según la norma de coordinación comercial No. 4)			
Los precios son calculados de acuerdo a las condiciones originales con que se realizó el Programa de Despacho.			
Correspondiente al:			sábado, 14 de agosto de 2010
DE:	A:	(US \$/MWH)	CENTRAL GENERADORA
0:00	1:00	0,858	PASABIEN
1:00	2:00	0,858	PASABIEN
2:00	3:00	0,858	PASABIEN
3:00	4:00	0,858	PASABIEN
4:00	5:00	0,858	PASABIEN
5:00	0:00	0,858	PASABIEN
6:00	7:00	83,499	LA LIBERTAD
7:00	8:00	115,293	ARIZONA
8:00	9:00	115,293	ARIZONA
9:00	10:00	115,293	ARIZONA
10:00	11:00	115,293	ARIZONA
11:00	12:00	115,293	ARIZONA
12:00	13:00	115,293	ARIZONA
13:00	14:00	115,293	ARIZONA
14:00	15:00	115,293	ARIZONA
15:00	16:00	115,293	ARIZONA
16:00	17:00	115,293	ARIZONA
17:00	18:00	115,293	ARIZONA
18:00	19:00	119,640	POLIWAT
19:00	20:00	119,640	POLIWAT
20:00	21:00	119,640	POLIWAT
21:00	22:00	115,612	ELECTRO CRISTAL BUNKER
22:00	23:00	84,401	LA LIBERTAD
23:00	24:00	0,858	PASABIEN

Fuente: AMM.

2.2.4. Operación del tiempo real y redespacho

El administrador del mercado mayorista en tiempo real seguirá el despacho diario con unidades bajo control automático de generación, para llevar la regulación de frecuencia. con el objetivo de mantener el balance entre generación y demanda y preservar la seguridad y continuidad del servicio. esta tarea será realizada por el centro de despacho de carga, de acuerdo a la condición en que se encuentre el sistema, ya sea condición de operación normal o de emergencia, teniendo autoridad para desconectar carga y emitir órdenes de arranque y parada de unidades generadoras; de tal forma que puedan realizar un redespacho.

El redespacho se puede definir como la modificación de un despacho diario para mantener la seguridad de la operación del SIN, una vez que se produzcan contingencias severas o diferencias significativas entre las previsiones y las condiciones reales. Los criterios que se toman en cuenta para reiniciar un redespacho son los siguientes:

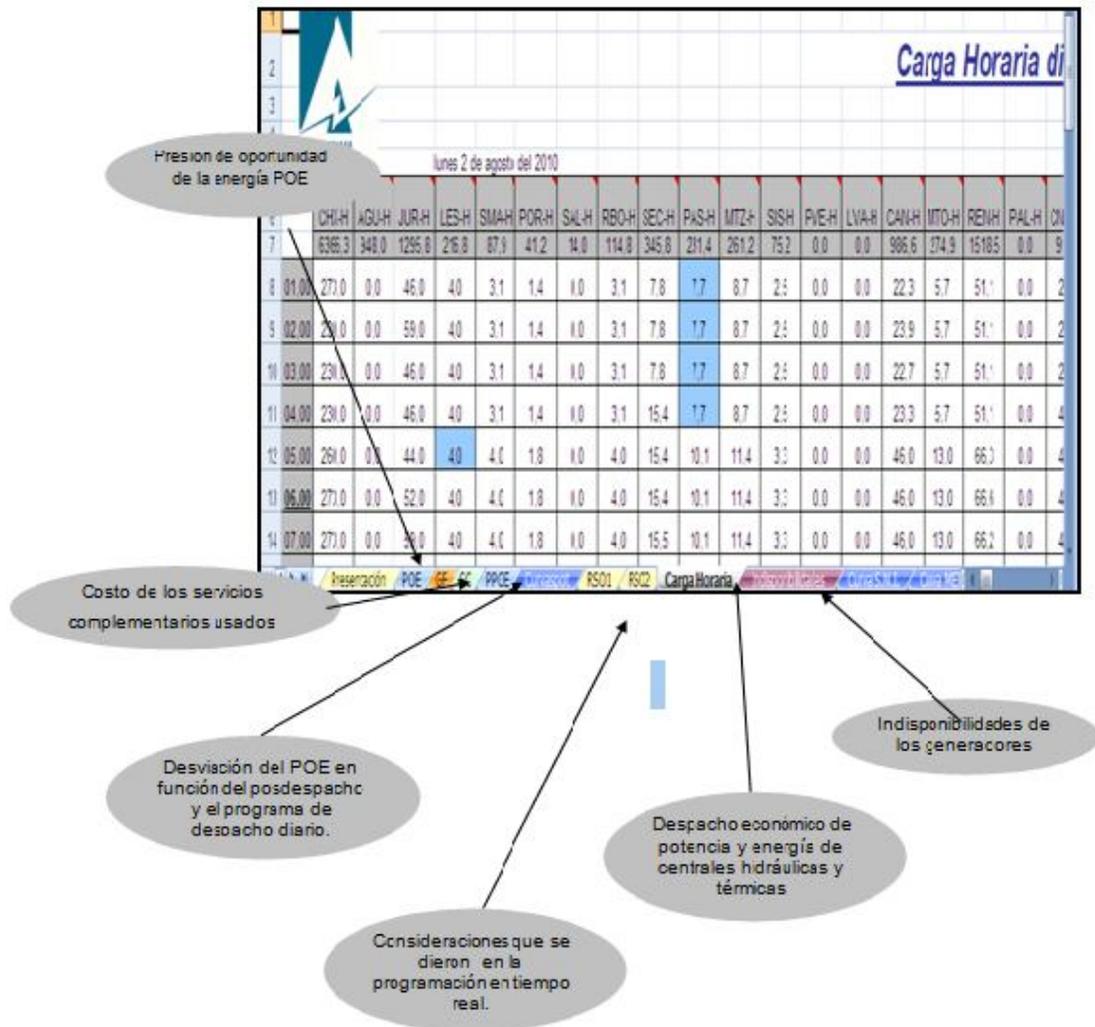
- La demanda real difiere en 5% respecto de la pronosticada.
- Por la salida de servicio de unidades que no permite cumplir con los márgenes de reserva programados.
- Por estar o tener una línea de transmisión en posibilidad de estar sobrecargada.
- Por el aumento de caudales de agua, es necesario incrementar la generación.

- Hidráulica en más del 5 % de la demanda del SNI para evitar vertimiento.
- Por el aumento en la generación disponible de unidades con costo variable de generación menor al precio de oportunidad previsto.
- Según las modificaciones en los programas de intercambio en las interconexiones internacionales.

Luego de finalizar el día el AMM elaborará el informe del posdespacho donde se incluirá siguiente información:

- Cálculo horario del precio de oportunidad de la energía.
- Cálculo del costo de los servicios complementarios y la asignación a cada uno de los participantes del MM.
- Identificación de la generación forzada, calculando los correspondientes sobrecostos, asignándolos a cada uno de los participantes del MM.
- Explicación de cualquier falla de corta o larga duración que haya impedido alcanzar los criterios de seguridad y confiabilidad del SNI.
- Carga desconectada por racionamientos.
- Resumen de operaciones relevantes del SNI.
- Listado de indisponibilidades de unidades generadoras y las variables para el cálculo del coeficiente de disponibilidad.

Figura 20. Contenido del posdespacho



Fuente: AMM.

Figura 21. Despacho económicas de unidades generadoras en forma horaria

ADMINISTRADOR DEL MERCADO ELÉCTRICISTA												
lunes 2 de agosto del 2010												
	CHX-H	AGU-H	JUR-H	LES-H	SMA-H	POR-H	SAL-H	RBO-H	SEC-H	PAS-H	MTZ-H	SIS-H
	6366,3	948,0	1295,8	216,8	87,9	41,2	14,0	114,8	345,8	231,4	261,2	75,2
01,00	273,0	0,0	46,0	4,0	3,1	1,4	0,0	3,1	7,8	7,7	8,7	2,5
02,00	230,0	0,0	59,0	4,0	3,1	1,4	0,0	3,1	7,8	7,7	8,7	2,5
03,00	230,0	0,0	46,0	4,0	3,1	1,4	0,0	3,1	7,8	7,7	8,7	2,5
04,00	230,0	0,0	46,0	4,0	3,1	1,4	0,0	3,1	15,4	7,7	8,7	2,5
05,00	260,0	0,0	44,0	4,0	4,0	1,8	0,0	4,0	15,4	10,1	11,4	3,3
06,00	273,0	0,0	52,0	4,0	4,0	1,8	0,0	4,0	15,4	10,1	11,4	3,3
07,00	273,0	0,0	59,0	4,0	4,0	1,8	0,0	4,0	15,5	10,1	11,4	3,3
08,00	273,0	0,0	59,0	4,0	4,0	1,8	0,0	4,0	15,4	10,1	11,4	3,3
09,00	273,0	0,0	59,0	4,0	4,0	1,8	0,0	4,0	15,4	10,1	11,4	3,3
10,00	273,0	0,0	59,0	10,0	4,0	1,8	1,0	4,0	15,4	10,1	11,4	3,3
11,00	273,0	20,0	59,0	10,0	4,0	1,8	1,0	4,0	15,4	10,1	11,4	3,3
11,30	273,0	54,0	59,0	10,0	4,0	1,8	2,0	4,0	15,4	10,1	11,4	3,3
12,00	273,0	58,0	59,0	12,0	4,0	1,8	2,0	4,0	15,4	10,1	11,4	3,3
13,00	273,0	58,0	59,0	12,0	4,0	1,8	0,0	4,0	15,4	10,1	11,4	3,3
14,00	273,0	58,0	59,0	12,0	4,0	1,8	0,0	4,0	15,4	10,1	11,4	3,3
15,00	273,0	77,0	59,0	12,0	4,0	1,8	0,0	4,0	15,4	10,1	11,4	3,3
16,00	273,0	77,0	59,0	6,8	4,0	1,8	0,0	4,0	15,4	10,1	11,4	3,3
17,00	273,0	77,0	59,0	13,6	4,0	1,8	0,0	4,0	15,4	10,1	11,4	3,3
18,00	273,0	77,0	59,0	13,6	4,0	1,8	2,0	4,0	15,4	10,1	11,4	3,3
18,15	250,0	65,0	50,0	13,6	4,0	1,8	2,0	9,7	15,4	10,1	11,4	3,3

Fuente: AMM.

Figura 22. Precio de oportunidad marginal poe

lunes 2 de agosto del 2010 PRECIO DE OPORTUNIDAD DE LA ENERGIA (POE)					
De	A	GENERADOR MARGINAL	POE (US\$/MWh)	Energía producida aprox. (MWh)	Valoración de la energía al POE (US\$)
0:00	1:00	PASABIEN	0,86	592,50	507,70
1:00	2:00	PASABIEN	0,86	582,10	498,79
2:00	3:00	PASABIEN	0,86	565,90	484,91
3:00	4:00	PASABIEN	0,86	581,40	498,19
4:00	5:00	LOS ESCLAVOS	16,22	677,10	10.984,16
5:00	6:00	GEN-B2	91,71	774,60	71.036,60
6:00	7:00	POLIWAT	114,29	864,00	98.746,13
7:00	8:00	POLIWAT	114,29	892,91	102.050,24
8:00	9:00	ARIZONA	114,89	957,31	109.983,27
9:00	10:00	ARIZONA	114,89	985,41	113.211,62
10:00	11:00	ARIZONA	114,89	1.012,01	116.267,63
11:00	12:00	ARIZONA	114,89	1.022,54	117.477,40
12:00	13:00	ARIZONA	114,89	1.004,81	115.440,44
13:00	14:00	ARIZONA	114,89	1.011,01	116.152,74
14:00	15:00	ARIZONA	114,89	1.024,41	117.692,24
15:00	16:00	ARIZONA	114,89	1.006,91	115.681,70
16:00	17:00	POLIWAT	114,29	961,01	109.833,35
17:00	18:00	GEN-B3	114,08	998,81	113.940,42
18:00	19:00	ARIZONA	115,87	1.064,84	123.387,39
19:00	20:00	ARIZONA	115,87	1.186,69	137.506,72
20:00	21:00	ARIZONA	115,87	1.168,25	135.370,86
21:00	22:00	ARIZONA	115,87	984,80	114.113,36

Fuente: AMM.

Figura 23. Diferencia entre el poe del programa del despacho diario y el posdespacho

PROYECCION PRECIO DE OPORTUNIDAD DE LA ENERGIA (POE)								
				DIFERENCIAS (VALORES REALES - VALORES PROGRAMADOS)				
De	A	GENERADOR	(US \$/MWH)	DIFERENCIA	Demanda (MW)	Centrales filo de agua y geotérmicas (MW)	Centrales hidráulicas con embalses de regulación (MW)	Centrales Térmicas (MW)
0:00	1:00	LOS ESCLAVOS	16,22	-15,37	3,58	-15,49	24,08	-6,10
1:00	2:00	LOS ESCLAVOS	16,22	-15,37	13,43	-15,29	7,38	-6,10
2:00	3:00	LOS ESCLAVOS	16,22	-15,37	-10,87	-15,09	-5,02	-6,10
3:00	4:00	LOS ESCLAVOS	16,22	-15,37	-9,32	-15,09	-13,42	-2,10
4:00	5:00	LOS ESCLAVOS	16,22	0,00				
5:00	6:00	GEN-B1	79,68	12,02	4,16	1,51	-20,42	-9,76
6:00	7:00	GEN-B2	103,97	10,32	7,13	1,11	-13,42	-1,63
7:00	8:00	POLIWAT	114,29	0,00				

Fuente: AMM

Figura 24. Información de la operación del sistema nacional interconectado

INFORMACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO			
lunes 2 de agosto del 2010			
Página 1 de 2			
DATOS HIDROLOGICOS ¹			
Planta	Cota embalse msnm ²	Q entrante ³ . m ³ /s	Q turbinado ⁴ . m ³ /s
Chixoy	803.01	162.90	69.84
Aguacapa	700.00	12.30	
Jurún Marinalá	1008.35	13.90	
Lago Amatitlán	1,189.13		
Xacbal	847.81	43.67	---

ASPECTOS OPERATIVOS IMPORTANTES

- Por oferta hidroeléctrica superior a la demanda se reparten 120MW de generación en unidades hidroeléctricas en línea en condición de vertimiento, de 00:00 a 04:00 horas.
- Por oferta hidroeléctrica superior a la demanda se reparten 90MW de generación en unidades hidroeléctricas en línea en condición de vertimiento, de 23:30 a 24:00 horas.
- En vigencia programa de redespacho R1 por actualización de condiciones hidrológicas, a partir de las 01:00 horas.
- Las Palmas 1, 2, 3, 4 y 5 realizaron prueba de disponibilidad, de 18:00 a 22:00 horas.
- Se traslada la RRO de Las Palmas B1 a Arizona O1 de 19:00 a 21:00 horas.

GENERACIÓN FORZADA POR REQUERIMIENTO PROPIO

- **Generadora del Este Bloque 1** de 00:00 a 24:00 horas.
- **Generadora del Este Bloque 2** de 00:00 a 06:00 y de 23:00 a 24:00 horas.
- **Electro Generación (ELG-B)** de 00:00 a 18:00 y de 22:00 a 24:00 horas.

Figura: AMM.

Figura 25. **Sobrecostos de generación forzada**

Unidad	Motivo	Sale		Entra		Potencia (MW)	Observaciones	Duración del evento		
		Fecha	Hora	Fecha	Hora			Mes	Días	Horas
AGU-H1	Excede tiempo Prog. para Mant.	02/08/2010	12:01	02/08/2010	14:18			0	0	2
AGU-H1	Mant. Prog.	31/07/2010	0:00	02/08/2010	12:00		GEN191, Limpieza del Embalse, finaliza el 02/08/2010 a las 12:00 hrs	0	0	12
AGU-H2	Mant. Prog.	31/07/2010	0:00	02/08/2010	10:58		GEN192, Limpieza del Embalse, finaliza el 02/08/2010 a las 12:00 hrs	0	0	10
AGU-H3	Mant. Prog.	31/07/2010	0:00	02/08/2010	11:17		GEN193, Limpieza del Embalse, finaliza el 02/08/2010 a las 12:00 hrs	0	0	11
ARI-O6	Disparo de Unidad	02/08/2010	8:50	02/08/2010	8:58		desviación de temperatura	0	0	0
ARI-O7	Salida Forzada	02/08/2010	18:59	02/08/2010	19:00		disparo de unidad.	0	0	0
ARI-O7	Disparo de Unidad	02/08/2010	8:58	02/08/2010	15:58		desviación de temperatura	0	0	7
ARI-V1	Salida Forzada	16/07/2010	20:48				no se tiene motivo	0	0	0

Fuente: AMM.

lunes 2 de agosto del 2010											
Sobrecostos de Generación Forzada (US\$ / MWh) *											
Motivo de GF ?	AYP	AYP	RRO	RRO	RRO	RRO	AYP				
Generador ?	SJO-C	LLI-C	LPA-B1	LPA-B2	PWT-B	ARI-O	GEN-B1				
0:00 - 1:00	82,2193	81,6556			110,5045						
1:00 - 2:00	82,2193	81,6556			110,5045						
2:00 - 3:00	82,2193	81,6556			110,5045						
3:00 - 4:00	82,2193	81,6556			110,5045						
4:00 - 5:00	61,9647	66,6938			95,3434						
5:00 - 6:00			23,8532	23,8532	20,8622	20,7483					
6:00 - 7:00			2,4297			0,5879					

Fuente: AMM.

2.3. Oferta firme y oferta firme eficiente

A favor de oferta firme y oferta firme eficiente, le permitira al administrador del mercado mayorista determinar si un agente generador dentro de sus características técnicas tiene capacidad y disponibilidad de entregar al sistema nacional interconectado una potencia eléctrica máxima o la potencia que podrá ser comprometida para el cubrimiento de la demanda firme de los participantes consumidores, tomando en cuenta las restricciones propias de la central o de su sistema de transmisión.

2.3.1. Definición de oferta firme de los generadores

La oferta firme (OF) es 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). la forma de calcularla para las diferentes tecnologías de generación se detalla a continuación.

2.3.2. Oferta firme para unidades térmicas, hidráulicas, geotérmicas y renovables

Oferta firme de unidades térmicas

Se calculará con la siguiente ecuación:

$$OF_i = PPI * coefdispi \quad (1)$$

Donde:

PPI: potencia máxima que la unidad generadora *i* es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en el que está instalada, que se determina conforme la realización de un prueba de potencia máxima.

coefdispi: coeficiente de disponibilidad de la unidad generadora *i*.

Para una unidad térmica a base de combustible renovable las cuales no usan combustible de origen fósil, el administrador del mercado mayorista le calculará oferta firme si garantiza, a través de un informe extendido por una empresa certificadora de procesos, que tiene las instalaciones necesarias y la disponibilidad de suministro de combustible renovable para poder generar de forma continua durante todo el año estacional, siendo su ecuación de cálculo la siguiente

$$OF_i = PPR_i * coefdispi \quad (2)$$

Donde:

PPR_i: Potencia garantizada durante todo el año estacional que la unidad generadora *i* es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de

temperatura y presión atmosférica del sitio en la que está instalada, con base en la mínima disponibilidad de combustible renovable. la disponibilidad de combustible deberá ser declarada por el agente.

coefdspi: coeficiente de disponibilidad de la unidad generadora i .

Oferta firme de centrales hidráulicas: a diferencia de una central térmica en la cual su oferta firme se determina por medio de una prueba de potencia máxima y un coeficiente de disponibilidad, en las centrales hidráulicas, para determinar su oferta firme, se tiene que simular el comportamiento del mercado mayorista para el año estacional correspondiente, mediante el modelo de programación de largo plazo, utilizando las normas de operación y despacho vigentes y con la información contenida en la base de datos del sistema, siendo ésta:

- Parque de generación existente y futura.
- Interconexiones internacionales.
- Proyección de la demanda, representada por medio de una curva monótona de bloques.
- Registros históricos hidrológicos con valores de caudales registrados o estimados por métodos confiables.

Como resultado de la simulación del MM se obtendrán las series de energía correspondientes a la etapa analizada que produciría cada central hidroeléctrica en cada uno de los años hidrológicos considerados, de la que se podrán obtener la siguiente información:

- Requerimiento térmico de la etapa: es la diferencia entre la demanda de energía de cada etapa y la producción hidroeléctrica.
- Energía firme: es la energía determinada cuando se obtiene el mayor requerimiento térmico medio, identificándose la producción de cada central hidrológica correspondiente a una excedencia del 95%.
- Para cada central hidroeléctrica con capacidad de regulación anual, mensual, semanal o diaria, se calcula la potencia en la hora de máximo requerimiento (PHMR_i), como el menor valor entre la potencia máxima y la que resulta de dividir la energía firme (EF_i), dentro del número de horas del período de máxima demanda correspondiente a la etapa identificada.

$$PHMR = \text{MIN} (PP, EF / NHMD) \quad (3)$$

Donde:

PP_i: potencia máxima que la central generadora *i* es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en el que está instalada de acuerdo a las pruebas de potencia máxima.

NHMD: número de horas del período de máxima demanda correspondiente a la etapa de las 18 a las 22 horas, de acuerdo a lo que establece el artículo 82 de RAMM, para cada central hidroeléctrica con capacidad regulación anual, mensual, semanal.

- La oferta firme (OF_i) de cada central hidroeléctrica *i* con capacidad de regulación anual, mensual, semanal o diaria se define como:

$$OF_i = \text{MIN} (P_{Pi} * \text{coefdispi}, PHMR_i) \quad (4)$$

- Para las centrales hidráulicas de filo de agua, la oferta firme se calcula así:

$$OF_i = \text{min} (P_{Pi} * \text{coefdispi}, EFi / NHRM) \quad (5)$$

2.3.3. Prueba de la potencia máxima de centrales y unidades generadoras

El objetivo de la prueba de la potencia máxima, como su nombre lo indica es la determinación de la potencia máxima de las unidades y/o centrales generadoras, para utilizar en la coordinación de la operación y administración de las transacciones comerciales en el mercado mayorista.

El administrador del mercado mayorista programará las pruebas de potencia máxima en la programación de largo plazo.

La periodicidad de la prueba de potencia máxima a las unidades y/o centrales generadoras se determinará de acuerdo a los siguientes criterios:

- Para centrales nuevas, previo a su inicio de operación comercial en el mercado mayorista, deberán realizar las pruebas para la determinación de la potencia máxima
- Para unidades generadoras y centrales generadoras que se encuentran en operación, deberán realizar por lo menos una vez en cada período de tres años la prueba de potencia máxima. en el primer año de cada período el AMM programará una prueba de potencia máxima a cada una de las unidades generadoras y/o centrales generadoras cuyos días reales

de funcionamiento en el último período anual estacional esté por debajo del 50% del promedio de días de funcionamiento de todas las unidades generadoras.

Las unidades o centrales que no fueron seleccionadas el primer año, serán seleccionadas mediante un sorteo, el cual consiste en elegir al azar entre unidades o centrales generadoras que tienen la misma posibilidad de ser electas, para ser incluidas en cualquiera de los años del período de tres años, de tal manera de programar aproximadamente la tercera parte del parque generador cada año.

- en el caso de centrales térmicas de ingenios cogeneradores, la potencia máxima dependerá del período en análisis: período de zafra y de no zafra. la potencia máxima será determinada en pruebas realizadas en cada una de esos períodos.
- Para las unidades y centrales generadoras que operen con dos o más tipos de combustible, la prueba deberá realizarse combustible con el que normalmente operan.
- Cuando existan centrales o unidades generadoras de otras tecnologías, no consideradas en el Sistema Nacional Interconectado de Guatemala, el participante productor propondrá al AMM un protocolo de prueba, de acuerdo a las prácticas prudentes y recomendadas de ingeniería.

Las pruebas de potencia máxima se realizarán con un factor de potencia del 0,95, salvo en aquellos casos en los que se haya alcanzado los niveles de voltaje permisible en la red, en los cuales se realizará la prueba en el factor de

Potencia alcanzado. La duración de las pruebas de Potencia Máxima se muestra en la figura 26

Figura 26. **Tiempo mínimo de duración de la prueba de potencia máxima**

TIPO DE UNIDAD GENERADORA	TIEMPO MINIMO DE DURACION PARA PRUEBA DE POTENCIA MAXIMA
Motores reciprocantes	24 horas
Turbinas de Gas	24 horas
Turbinas de Vapor	24 horas
Turbinas de Vapor de Central Geotermica	24 horas
Centrales Hidráulicas con embalse de regulación anual, mensual o semanal.	06 hras
Centrales Hidráulicas con regulación diaria o Filo de Agua.	4 horas siempre y cuando se tenga un caudal de entrada igual o mayor al caudal de diseño. En caso de no contar con el caudal indicado, no se realizará la prueba.

Fuente: Normas de Coordinación Comercial número dos, del Administrador Del Mercado Mayorista.

Para la evaluación de los resultados de la prueba de potencia máxima se utiliza la siguiente ecuación:

$$PP_i = \text{Mínimo} \left(\left(\frac{\sum_i ERC_i}{TC} \right), PIC \right) \quad (6)$$

Donde:

PP_i potencia máxima de la unidad o central de la unidad generadora i .

$\sum_i ERC_i$ suma de las lecturas para la energía activa, integrada y registrada en períodos de quince minutos, durante el tiempo completo mínimo estipulado para la prueba.

TC	tiempo completo mínimo estipulado para la prueba en horas.
PIC	Potencia indicada en la autorización de acceso a la capacidad de transporte emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cuando la resolución se señale alguna condición o restricción a la inyección de la potencia.

2.3.4 Determinación del coeficiente de disponibilidad

El coeficiente de disponibilidad de una unidad generadora se calcula anualmente a partir de los datos disponibles de los últimos 2 años, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\text{Coefdispi} = \frac{\text{HD} + \text{HMP} - \text{HED}}{\text{HD} + \text{HIF} + \text{HMP}} \quad (7)$$

Donde:

HD	horas de disponibilidad.
HMP	horas de mantenimiento programadas, incluyendo mantenimientos mayores que se incluyen en la programación de largo plazo, y menores que se incluyen en la programación semanal.
HIF	horas de indisponibilidad forzada originada por el retiro de un generador del sistema en forma súbita y no programada.
HED	Horas equivalentes de degradación, son llamadas así a las horas cuando una unidad o central generadora está disponible, pero por razones propias opera con menos del noventa por ciento de la potencia requerida en las órdenes de despacho por tres horas consecutivas.

Esto no es aplicable para centrales hidráulicas, para lo cual el HED se calcula de la siguiente manera.

$$\text{HED} = \sum \frac{PP - PDi}{PP} \quad (8)$$

Donde:

PP potencia Máxima neta.

PDi potencia disponible Neta en la hora i (con independencia de la disponibilidad de agua en el caso de centrales hidroeléctricas y sin tener en cuenta los requerimientos de operación que pueda realizar el AMM).

n número de horas del período de cálculo.

Para las unidades generadoras que inicien su operación previa a una programación anual, el AMM considerará el coeficiente de disponibilidad igual a uno para el período que reste para la siguiente programación anual

2.3.5. Prueba de disponibilidad de las unidades y centrales generadoras

El objetivo de esta prueba es determinar el estado real de una unidad generadora y/o central generadora que ha sido declarada disponible, lo cual permitirá saber la potencia máxima que puede declarar, para poder ser utilizada en la programación semanal y el despacho diario.

El AMM coordinará las pruebas de disponibilidad mediante un programa denominado PRADIS, el cual contiene un algoritmo que evalúa y pondera las

siguientes condiciones para determinar que unidad o central generadora efectuó una prueba de disponibilidad:

- Número de horas no operadas durante los últimos 12 meses (35 puntos).
- Número de arranques fallidos en los últimos 10 arranques solicitados, ya sea por despacho, o por una solicitud de prueba, (25 puntos).
- Período de tiempo, de la salida desde la última vez que fue convocada a generar, (25 puntos).
- Número de salidas forzadas en los últimos 12 meses, (10 puntos).
- El coeficiente de disponibilidad, (5 puntos).

La unidad o central convocada a realizar una prueba de disponibilidad tendrá que generar a la potencia máxima disponible declarada, sin margen de reserva regularte, tomando en cuenta las rampas de toma de carga, de acuerdo a la tecnología utilizada.

Los tiempos de duración de las pruebas, dependiendo de la tecnología, se describe en la figura 27 de la siguiente forma:

Figura 27. **Tiempos de duración para la prueba de disponibilidad**

Tipo de unidad generadora	Tiempo mínimo de duración para Prueba de Disponibilidad
Motor recíprocante	4 horas
Turbo gas	4 horas
Turbo vapor	4 horas
Turbo vapor perteneciente a una central geotérmica	4 horas
Unidad o Central Generadora hidroeléctrica con embalse de regulación	4 horas
Unidad o Central Generadora hidroeléctrica a filo de agua	1 hora siempre y cuando se tenga un caudal de entrada igual o mayor al caudal de diseño. En caso de no contar con el caudal indicado, no se realizará la prueba. Para determinar si el caudal de entrada es igual o mayor que el caudal de diseño, el Agente deberá presentar al AMM la metodología de cálculo para determinar el caudal de entrada; dicha metodología deberá contar con la aprobación del AMM para su aplicación.

Fuente: Norma de Coordinación Comercial NCC-2 del AMM.

La evaluación de la prueba de disponibilidad se efectuará desde el momento del procesamiento de los datos registrados en los siguientes pasos:

- Los registros de los valores de potencia activa y potencia reactiva integrada en períodos de quince minutos, empezando a partir de completarse el tiempo de arranque, para todo el período de prueba.
- Con los datos de potencia activa y reactiva, se verifica que la unidad o central generadora haya entregado la energía con el factor de potencia de 0,95, salvo en aquellos casos en los que se haya alcanzado los niveles de voltaje permisible en el punto de conexión al sistema eléctrico.

- Si las lecturas descartadas superan un 20 % del total de los datos, entonces se descarta la prueba completa y se realizará nuevamente.
- Con los datos válidos se calculará su promedio; el cual define el resultado de la prueba.
- Cuando se trate de una prueba de una central con varias unidades generadoras, el valor calculado de la potencia máxima disponible, se reparte proporcionalmente a la de cada unidad o central generadora informada.
- El valor calculado deberá de ser incorporado a la base de datos del AMM e informado a los participantes productores del mercado mayorista.

Los criterios que se deben tomar en cuenta de los resultados de la prueba de disponibilidad son los siguientes:

- Para una unidad y/o central generadora se considera finalizada su prueba que está disponible, si dentro de la operación cuando se le convoco a realizar la prueba y la potencia promedio de generación superó el 50% de la potencia máxima disponible vigente y no dispara antes de la finalización de la prueba.

En el momento que la máquina fue declarada disponible su potencia máxima disponible cambia, y es la mínima entre la declarada o la registrada durante la prueba.

- Para una unidad y/o central generadora se considera finalizada su prueba que está indisponible, si no entró en operación cuando se le

convocó a realizar la prueba, o si la potencia promedio de generación es igual o no superó el 50% de la potencia máxima disponible vigente o dispara antes de finaliza la prueba. afectado su coeficiente de disponibilidad y ocasionándole un costo por desvíos de potencia. para solventar esta situación, tendrá que solicitar por su cuenta, una prueba de disponibilidad.

2.3.6 Oferta firme eficiente

La oferta firme eficiente es la máxima potencia que puede un agente productor comprometer en contratos y se calcula como la suma de la oferta firme eficiente de sus unidades o centrales generadoras no comprometidos en contratos de reserva, más la oferta firme eficiente de las unidades o centrales que compra con contratos de reserva, quedando su algoritmo de cálculo de la siguiente forma:

$$OFETDF_j = \sum_i OFEDF_{ij} + OFECDf_{ij} \quad (9)$$

Donde:

OFEDF_{ij}: es la oferta firme eficiente de la unidad “i” del participante productor j para cubrimiento de demanda firme, no comprometida en contratos de reserva.

OFECDf_{ij}: es la oferta firme eficiente para cubrimiento de demanda firme comprometida por contratos de reserva con otros generadores.

La determinación de la oferta firme eficiente para cubrir demanda firme, se realiza en función de un apilamiento económico, o sea la eficiencia económica de sus costos de generación de la siguiente forma:

- se colocan en la base de apilamiento las ofertas firmes de las centrales generadoras basadas en recursos renovables (hidrológicos, eólicas, geotérmicas, etc.)
- Luego se continúan con el apilamiento de las demás máquinas generadoras ordenadas por el mayor y menor costo variable (se toma el promedio del costo variable de los 12 meses de cada una de las unidades generadoras), sin tomar ninguna restricción de transporte o criterios de desempeño mínimo.
- Para centrales nueva el costo variable que se utilizará será su costo variable desde su entrada en operación hasta la fecha del cálculo o bien si no existiera ningún registro de costos variables, para estas centrales se utilizará la informada por el generador.
- con las unidades apiladas en función de su costo variable y con la suma de las ofertas firmes de los generadores, de tal forma que sea igual a la demanda proyectada del sni, se le asigna a cada unidad generadora una oferta firme eficiente igual a los valores de oferta firme apilada.
- Si la oferta firme de la última unidad apilada resulta considerada parcialmente se le reconocerá el total de su oferta firme.

Qué pasa con aquellas centrales que no resulten con oferta firme eficiente para el cubrimiento de demanda firme? en la Norma de Coordinación Comercial numero tres (ncc-3), se establece que existirá un período de gradualidad en la aplicación que se iniciará en el año estacional 2008-2009 y terminará en el año estacional 2017-2018, aplicándose la gradualidad con la siguiente ecuación:

$$OFE_{in} = (1 - 0.2 * m) \quad (10)$$

Donde:

OFE_{in} : oferta firme eficiente de la unidad generadora i en el año estacional n que no resulto con oferta firme eficiente para cubrimiento de demanda firme.

N : de 1 a 10 años estacionales, donde se estableció la gradualidad.

M : de 1 a 5 años correspondiente al número de años estacionales durante el período de gradualidad, en los que la central o unidad generadora resulta sin oferta firme eficiente.

OF : oferta firme de la unidad generadora i , respectivamente para el año estacional n por ejemplo para el primer año en que una unidad generadora no resulte con oferta firme para cubrimiento de demanda firme se le asignará el 80% de su oferta firme y a partir del quinto año estacional que una unidad generadora no resulte con demanda firme eficiente no tendrá ninguna asignación.

2.3.7. Demanda firme

La demanda firme, representa la parte de la demanda máxima proyectada que le corresponde a cada agente distribuidor, exportador, gran usuario o comercializador que demanda potencia y energía eléctrica en el mercado mayorista.

La ecuación para calcular la demanda firme es la siguiente:

$$DF_i = DMP * \frac{D_i}{\sum_{i=1}^n D_i} \quad (11)$$

Donde:

DF_i : demanda firme del distribuidor, gran usuario y exportador i

DMP : demanda máxima proyectada por el AMM.

D_i : demanda proyectada declarada por cada gran usuario y exportador i , coincidente con el período y hora prevista para la demanda máxima proyectada que no debe superar el 5%, ni estar por debajo en más del 2% respecto a las proyecciones del AMM.

Sea un generador G1 con un tipo de tecnología de motor recíprocarde con una potencia autorizada por la comisión nacional interconectado de 132 MW y con unos valores de potencia que se muestran en la tabla número uno, las cuales se obtuvieron en las pruebas de potencia. Con esta información se obtiene $\sum ERC_i$ que para el ejemplo es el total de energía generada, cuyo valor es de 2,869 MWH, toda esta información se ingresa en la ecuación número 6, para obtener el valor de potencia máxima.

TABLA I Ejemplo del cálculo de la potencia máxima para un generador térmico

ARCHIVO DE LECTURAS OBTENIDAS EN LA PUREBA DE POTENCIA MAXIMA	
HORA	MWH
1	60
2	100
3	100
4	120
5	120
6	125
7	125
8	127
9	127
10	127
11	127
12	127
13	127
14	127
15	127
16	127
17	127
18	127
19	127
20	127
21	127
22	120
23	120
24	100
	2868.00

Fuente: elaboración propia.

$$PP_i = \text{Mínimo} \left(\left(\sum_i ERC_i / TC \right), PIC \right) \quad \text{Ecuación (6)}$$

$$PP_i = \text{Mínimo} ((2,868/24), 132)$$

$$PP_i = 119.5 \text{ MW} \quad \text{Valor obtenido de potencia máxima.}$$

En el siguiente ejemplo se calcula el coeficiente de disponibilidad del generador G1 para un determinado año, para el cálculo se usara los datos que aparecen en la tabla II, que contiene la siguiente información:

- Número de horas del período 8,760 horas (sumatoria del total de horas de cada mes)
- Horas de disponibilidad (HD), sumatoria de las horas en las cuales el generador ha estado disponible 7,337.8 horas.
- Horas de mantenimiento programado (HMP), sumatoria de las horas de mantenimiento programado de 1,104 horas.
- Horas equivalentes de degradación (HED), sumatoria de horas en las cuales el generador no tuvo la totalidad de su potencia máxima para este generador de 288.20 horas.
- Horas de indisponibilidad forzada (HIF), que para nuestro ejemplo se usa el valor 30 horas

Tabla II. **Cálculo del coeficiente de disponibilidad para el generador G1**

mes	horas del período (n)	Potencia disponible PD	Horas de disponibilidad ad HD	Horas equivalentes por degradación HED	Horas de indisponibilidad forzada HIF
enero	744,00	120,00	744,00	0,00	0,00
febrero	672,00	100,00	562,34	109,66	0,00
marzo	744,00	0,00	0,00	0,00	0,00
abril	720,00	125,00	720,00	0,00	0,00
mayo	744,00	118,00	734,66	9,34	0,00
junio	720,00	119,00	716,99	3,01	0,00
julio	744,00	116,00	722,21	21,79	0,00
agosto	744,00	122,00	744,00	0,00	0,00
septiembre	720,00	110,00	330,00	0,00	30,00
octubre	744,00	110,00	684,85	59,15	0,00
noviembre	720,00	110,00	662,76	57,24	0,00
diciembre	744,00	115,00	715,98	28,02	0,00
total	8 760,00	1 265,00	7 337,80	288,20	30,00

Fuente: elaboración propia.

Con los datos obtenidos se usa la ecuación número siete.

$$\text{Coefdispi} = \frac{\text{HD} + \text{HMP} - \text{HED}}{\text{HD} + \text{HIF} + \text{HMP}}$$

$$\text{Coefdispi} = \frac{7\,337,8 + 744 - 280,20}{7\,337,8 + 30 + 744}$$

$$\text{Coefdispi} = 0,9624$$

Con el valor del coeficiente de disponibilidad y el valor de potencia máxima se determina la oferta firme del generador G1, tal y como se muestra en el siguiente cuadro.

$\text{OFi} = \text{PPi} * \text{coefdispi}$
$\text{OFi} = 119.5 * 0.9624$
$\text{OFi} = 115.011 \text{ Mw.}$

2.4. Mercado de desvíos de potencia

Dentro los productos que se comercializan en el mercado mayorista de Guatemala están los siguientes: potencia, energía y servicios complementarios. en este capítulo se desarrollará uno de los productos de potencia, denominado desvío de potencia.

2.4.1. Definición del desvío de potencia

Es el conjunto de intercambios en el mercado mayorista, que resulta de los excedentes o faltantes de la potencia comprometida en contratos entre sus

participantes. existe faltantes de potencia, ya sea para participantes productores y participantes consumidores para lo cual existe el cálculo de desvíos para ambos casos.

2.4.2. Determinación del desvío de potencia de un productor

El desvío de potencia para un participante productor es la diferencia que existe entre la oferta firme disponible total diaria y la potencia total comprometida diaria de cada participante productor, tal y como se indica en la siguiente ecuación:

$$DPP_{id} = OFDT_{id} - PTC_{id} \quad (12)$$

Donde:

DPP_{id} desvío de potencia para el día d del participante productor i

$OFDT_{id}$ oferta firme disponible total del participante productor i del día d

PTC_{id} potencia total comprometida del participante productor i del día d

La potencia total comprometida es la suma de la potencia que el participante productor compromete en contratos de abastecimiento, para cubrimiento de demanda firme, contratos de respaldo de potencia y la potencia que utiliza para respaldar exportaciones y servicios complementarios. la ecuación de cálculo es la siguiente:

$$PTC_{id} = PF_{id} + PCR_{id} + PE_{id} + PSC_{id} \quad (13)$$

Donde:

PTC_{id} : Potencia total comprometida para la unidad generadora i del día d

PF_{id} : Potencia comprometida en contratos de abastecimiento para el productor i del día d .

PCR_{id} : Potencia comprometida para respaldo por el productor i del día d

PE_{id} : Potencia para respaldar exportaciones por el productor i del 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.

La oferta firme disponible total $OFDT_{id}$ de un participante productor i en el día d , se calcula como la suma de:

- La oferta firme disponible (OFD_{id}) de cada una de sus unidades generadoras, que tengan asignadas oferta firme eficiente para cubrimiento de demanda firme y que no estén comprometidas en respaldos de potencia.
- Más la oferta firme de las unidades generadoras contratadas por medio de contratos de reserva de potencia (OFD_{idk})
- Más la potencia comprada por medio de respaldos de potencia (PCR_{id})

- Más la potencia disponible de sus unidades que no cuentan con oferta firme eficiente para cubrir demanda firmen (PGT_{id}).

Que resultan generando a requerimiento del AMM o bien puedan entrar a servicio y alcancen su potencia disponible en un tiempo menor o igual a una hora.

$$OFDT_{id} = \sum_g OFD_{id} + \sum OFD_{idk} + PCR_{id} + PGT_{id} \quad (14)$$

La oferta firme disponible es la parte de la potencia máxima que cada unidad tiene disponible, se calculo de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$OFD_{id} = PP_i * Dd_{id} \quad (15)$$

Donde:

PP_i potencia máxima de la unidad generadora i

Dd_{id} índice de disponibilidad del día d de la unidad generadora i la cual se calcula con la siguiente ecuación.

$$Dd_{id} = \frac{\sum_{h=1}^H PD_{ind}}{H * PP_i} \quad (16)$$

Donde:

H tiene un valor de cuatro, esto obedece a los cuatro reportes de disponibilidad, uno a las 18:00, 19:00, 20:00 y el último a las 21:00 horas, de acuerdo a lo que reportan al centro de despacho de carga (CDC)

PD_{ind} potencia disponible de la unidad i en la hora h del día d que resulta ser el mínimo valor entre la potencia máxima PP_i , potencia declarada por

el productor que puede entregar como máximo al sistema dentro de la programación semanal o la potencia reportada al centro de despacho cuando esta ha sido convocada a generar a su potencia máxima o a su potencia declarada.

A continuación se desarrollará el ejemplo de desvío de potencia para un agente productor, como primer paso se le calculará su oferta firme disponible, con la información de la tabla III que es la oferta firme disponible de cada una de las unidades que tiene este agente generador y la potencia disponible que no cuenta oferta firme eficiente. Adicionalmente, para este ejemplo se supondrá que este agente generador no cuenta con contratos de reserva de potencia, ni con potencia comprada como respaldo de potencia.

TABLA III. Ejemplo del cálculo del desvío de potencia para un participante generador

OFERTA FIRME DISPONIBLE DE CADA UNIDAD	
UNIDAD G1	
OFERTA FIRME DISPONIBLE	20
UNIDAD G2	
OFERTA FIRME G2 MW	18
UNIDAD G3	
OFERTA FIRME G3 MW	56
UNIDAD G4	
OFERTA FIRME G4 MW	25
TOTALES	
TOTAL DE OFERTA FIRME DISPONIBLE	119

TOTAL DE POTENCIA DISPONIBLE QUE NO CUENTA CON OFERTA FIRME EFICIENTE (PGTid) MW	6
---	---

Fuente: elaboración propia.

Con la ayuda de la ecuación 14 se puede determinar la oferta firme disponible total

$$OFDT_{id} = \sum_{s} OFD_{id} + \sum OFD_{idk} + PCR_{id} + PGT_{id}$$

$$OFDT = 119 + 0 + 0 + 6 = 125 \text{ Mw.}$$

Como segundo paso con la información de la tabla iv se puede obtener la potencia total comprometida, ya que se tiene toda la información de cómo este agente generador tiene comprometida su potencia, ya sea con contratos de abastecimiento con un agente comercializador, gran usuario o un agente distribuidor, o bien si la tiene comprometida por medio de contratos con respaldo de potencia, o como respaldo para una transacción internacional, y una parte de su potencia para respaldar un servicio complementario.

Tabla IV. **Cálculo de la potencia total comprometida**

Potencia comprometida en contratos (PF) MW	80
POTENCIA COMPROMETIDA EN CONTRATOS DE RESPALDO DE POTENCIA (PCR _{id}) MW	25
POTENCIA COMPROMETIDA PARA RESPALDO DE EXPORTACIONES (PE _{id}) MW	5
POTENCIA COMPROMETIDA PARA SERVICIOS COMPLEMENTARIOS (PSC _{id}) MW	0
POTENCIA TOTAL COMPROMETIDA (PTC_{id})	110

Fuente: elaboración propia.

Con la ecuación 13 se puede determinar el valor de la potencia total comprometida.

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

$$PTC_{id} = 80 + 25 + 5 + 0 = 110 \text{ Mw.}$$

Obtenidos los datos de oferta firme disponible y potencial total comprometida a través ecuación 12, obtenemos el valor del desvío de potencia que le corresponde a este agente productor.

$$DPP_{id} = OFDT_{id} - PTC_{id}$$

$$DPP_{id} = 125 - 100 = 25 \text{ Mw.}$$

2.4.3. Determinación de desvíos de potencia de un participante consumidor.

El desvío de potencia para un participante consumidor j es la diferencia que se da entre la demanda firme efectivamente contratada y la demanda firme efectiva, para un mes m, ésta se expresa con la siguiente ecuación:

$$DPC_{im} = DFEC_{jm} - DFE_{jm} \quad (17)$$

Donde:

Demanda firme efectiva (dfe_{jm}) es la demanda máxima mensual, de cada distribuidor, gran usuario y exportador, en el período de máxima demanda diaria que, de acuerdo al Artículo 87 del RAMM, se da en el período de las 18:00 a las 20:00 horas, registrados en el sistema de medición comercial, a este valor de demanda hay que adicionarle las pérdidas y el valor de reserva necesaria que haya determinado el AMM.

Demanda firme efectivamente contratada ($dfec_{jm}$) es el valor promedio de los valores de potencia contratada diariamente para cubrir su demanda firme.

El distribuidor, gran usuario y exportador debe cumplir con cubrir la totalidad de su demanda firme con contratos de potencia que tenga oferta firme eficiente, para lo cual, si una demanda firme de un participante consumidor es mayor a la demanda firme efectiva, y a su demanda firme efectivamente contratada, se calculará un desvío de potencia negativo, correspondiente a la demanda firme no cubierta, de la siguiente forma:

$$DFNC_{jm} = -(DF_j - \text{Máximo}(DFEC_{jm}, DFE_{jm})) \quad (18)$$

Donde:

$DFNC_{jm}$ = demanda firme no cubierta

DF_j = demanda firme

$DFEC_{jm}$ = demanda firme efectivamente contratada

DFE_{jm} = demanda firme efectiva

El siguiente ejemplo determina el cálculo de desvío de potencia para un participante consumidor. Como primer punto se calculará la demanda firme efectivamente contratada para un agente consumidor C1, en la tabla V donde se puede observar la potencia asignada diaria para un mes determinado, de cada uno de los contratos que cubren la demanda firme de este agente consumidor. La suma diaria de la potencia de cada uno de los contratos proporcionara la potencia total diaria, luego se calcula el promedio mensual de la potencia mensual diaria contratada; para este ejemplo el valor determinado es de 331,19 Mw.

Tabla V **Cálculo de la demanda firme efectivamente contratada.**

día	contrato 1	contrato 2	contrato 3	contrato 4	contrato 5	sumatoria de potencia contratada
1	23,1	32	80	90	120	345,1
2	23,1	32	80	90	120	345,1
3	23,1	32	80	90	120	345,1
4	23,1	32	80	90	120	345,1
5	23,1	32	80	90	120	345,1
6	23,1	32	80	90	120	345,1
7	23,1	32	80	90	120	345,1
8	23,1	32	80	90	120	345,1
9	23,1	32	80	90	120	345,1
10	23,1	32	80	90	120	345,1
11	23,1	32	80	90	120	345,1
12	23,1	32	80	90	120	345,1
13	23,1	32	80	90	120	345,1
14	23,1	32	80	90	120	345,1
15	23,1	32	80	90	120	345,1
16	23,1	32	80	90	120	345,1
17	23,1	32	85	90	120	350,1
18	23,1	12	85	75	120	315,1
19	23,1	12	85	75	120	315,1
20	23,1	12	85	75	120	315,1
21	23,1	12	85	75	120	315,1
22	23,1	12	85	75	120	315,1
23	23,1	12	85	75	120	315,1
24	23,1	12	85	75	120	315,1
23	23,1	12	85	75	120	315,1
24	23,1	12	85	75	120	315,1
25	23,1	12	85	75	120	315,1
26	23,1	12	85	75	120	315,1
27	23,1	12	85	75	120	315,1
28	23,1	12	85	75	120	315,1
29	23,1	12	85	75	120	315,1
30	23,1	12	85	75	120	315,1
DEMANDA EFECTIVAMENTE CONTRATADA						331,19

Fuente: elaboración propia.

Una vez obtenida la demanda efectivamente contratada se procede a calcular la demanda firme efectiva, para esto se tomará la información de la tabla 6, donde se pueden observar la demanda registrada en los períodos de las 18:00 a 21:00 horas de cada día de un mes, con estos valores se determina la demanda máxima diaria en el período de máxima demanda (18:00 a 21:00 horas), al multiplicar la demanda máxima por el cargo agregado a la demanda (CAD) se obtiene el valor de demanda firme efectiva que para el ejemplo, tiene un valor de 372,06 Mw

Tabla VI. Cálculo de demanda firme efectiva

	HORA 18:00	HORA 19:00	HORA 20:00	HORA 21:00	MAXIMA EN MW CON CAD
DIA 1	230,09	289,83	284,50	250,44	316,25
DIA 2	281,86	334,68	316,81	277,48	365,20
DIA 3	314,32	335,71	306,73	260,67	366,32
DIA 4	297,55	335,13	315,36	273,78	365,68
DIA 5	316,23	306,61	305,56	263,51	345,06
DIA 6	284,17	324,76	304,93	267,27	354,37
DIA 7	252,23	293,89	281,02	250,94	320,68
DIA 8	231,02	286,46	282,43	244,65	312,57
DIA 9	276,91	335,90	314,89	273,46	366,53
DIA 10	317,17	337,22	313,33	267,84	367,96
DIA 11	295,59	336,82	315,83	271,77	367,53
DIA 12	297,72	321,32	320,23	279,34	350,61
DIA 13	299,11	334,18	313,93	279,40	364,64
DIA 14	251,48	291,96	280,82	251,76	318,58
DIA 15	232,50	289,37	283,73	248,04	315,75
DIA 16	299,79	333,51	309,46	266,41	363,91
DIA 17	305,56	339,10	316,29	274,16	370,01
DIA 18	325,16	337,63	307,91	263,32	368,41
DIA 19	291,35	338,92	316,97	277,04	369,82
DIA 20	303,50	326,78	300,96	262,54	356,57
DIA 21	277,74	296,73	279,35	247,90	323,78
DIA 22	258,20	291,65	275,60	234,58	318,24
DIA 23	314,18	336,30	309,56	268,57	366,96

Continuación tabla VI...

DIA 24	340,98	340,11	310,05	263,38	372,06
DIA 25	329,22	337,78	309,57	263,33	368,57
DIA 26	316,47	338,73	318,45	268,67	369,61
DIA 27	318,76	329,32	302,78	264,50	359,34
DIA 28	263,33	301,03	289,04	258,32	328,48
DIA 29	261,62	292,56	279,76	236,19	319,23
DIA 30	314,08	336,36	307,06	263,65	367,03
				VALOR DE CAD	1,09117
				OFERTA FIRME EFECTIVA	372,06

Fuente: elaboración propia.

Con los valores obtenidos de demanda firme efectivamente contratada y la demanda firme efectiva, se utiliza la ecuación 17 para determinar el desvío de potencia.

$$DPC_{jm} = DFEC_{jm} - DFE_{jm} \quad (17)$$

$$DPC = 331,19 - 372,06$$

$$DPC = -40,87 \text{ Mw}$$

Como resultado de este ejemplo es un agente consumidor con un desvío de potencia negativo ya que la potencia contratada por medio de contratos no alcanzan para cubrir la totalidad de su demanda firme efectiva.

2.4.4. Cálculo de la distribución de lo recaudando por los desvíos de potencia

Una vez calculado los desvíos de potencia a los participantes productores y consumidores, se determina la cantidad total de los desvíos de potencia negativos, de la siguiente forma:

$$DPT_{m-} = \sum DPP_{im(-)} + \sum DPC_{jm(-)} \quad (19)$$

Donde:

Im = participante productor i en el mes m

jm = participante consumidor j en el mes m

$DPP_{im(-)}$ = requerimiento mensual de desvíos de potencia negativos del participante productor i

$DPC_{jm(-)}$ = Requerimiento mensual de desvíos de potencia negativos del participante consumidor j

La valorización de estos desvíos de potencia se calcula con la siguiente ecuación:

$$RDP_m = DPT_{m-} * PREFP \quad (20)$$

Donde:

RDP_m = valorización de desvíos de potencia negativos para un mes m

DPT_{m-} = Total de Desvíos de Potencia Negativos.

$PREFP$ = precio de referencia de la potencia ($PREFP$) al costo marginal de inversión para instalar una unidad de generación de punta, incluyendo la inversión requerida para la conexión eléctrica de la central con el SIN. El precio que ha puesto el AMM es de 8,9 US\$/Kw-mes.

La sumatoria de excedentes de los desvíos de potencia positivos de los agentes productores y consumidores determina el total de desvíos de potencia mediante la siguiente ecuación:

$$DPT_{m(+)} = \sum DPP_{im(+)} + \sum DPC_{jm(+)} \quad (21)$$

Donde:

$DPT_{m(+)}$ = sumatoria de excedentes de los desvíos de potencia positivos.

$DPP_{im(+)}$ = sumatoria de desvíos de potencia positivos de los agentes productores i para el mes m .

$DPC_{jm(+)}$ = sumatoria de desvíos de potencia positivos de los agentes consumidores j para el mes m .

El monto a repartir recaudado por los desvíos de potencia negativo (RDP_m), entre el total de participantes con excedentes de desvíos de potencia positivos (DPT_{m+}), se calcula de la siguiente forma:

Para un agente productor

$$VDP_{im} = \text{Mínimo} \{(DPT_{m(+)} * PREFP); RDP_m\} * (DPP_{im(+)} / DPT_{m(+)} \quad (22)$$

Donde:

VDP_{im} = Pago por venta de desvíos de potencia positivos al participante productor i en el mes m.

Para un agente consumidor

$$VDP_{jm} = \text{Mínimo} \{(DPT_{m(+)} * PREFP); RDP_m\} * (DPJ_{jm(+)} / DPT_{m(+)} \quad (23)$$

Donde:

VDP_{jm} = Pago por venta de desvíos de potencia positivos al participante consumidor j en el mes m.

El siguiente ejemplo desarrolla el cálculo de la remuneración de los desvíos de potencia negativos y la distribución de lo recaudado entre los agentes que resultaron con desvíos de potencia positivos, la información contenida en la tabla VII, donde se indica qué generadores tuvieron y en qué cantidad, desvíos de potencia ya sea positivos o negativos

TablaVII. **Cálculo de la remuneración de los desvíos de potencia**

AGENTE	DESVÍO DE POTENCIA NEGATIVO MW	DESVÍO DE POTENCIA POSITIVO MW
GENERADOR 1	-12	0
GENERADOR 2	0	15
GENERADOR 3	0	20
CONSUMIDOR 1	-13	0
CONSUMIDOR 2	-5	0
CONSUMIDOR 3	0	8

Fuente: elaboración propia.

De la información de la tabla VII y utilizando la ecuación 18 se determina el total de desvíos de potencia negativos

$$DPT_{m-} = \sum DPP_{im(-)} + \sum DPC_{jm(-)} \quad (18)$$

$$DPT. = 12+18 = 30 \text{ Mw.}$$

El valor de lo recaudado por estos desvíos negativos se calcula usando la ecuación diecinueve

$$RDP_m = DPT_{m-} * PREFP \quad (19)$$

$$RDP_m = 30\text{Mw} * 8,9\text{US\$/Mw} * 1\ 000 = 267\ 000 \text{ US\$}$$

Para determinar la repartición de lo recaudado en concepto de desvíos negativos, entre el total de de vendedores de desvíos positivos de los agentes productores, se usa la ecuación veintiuno

$$VDP_{im} = \text{Mínimo} \{ (DPT_{m(+)} * PREFP); RDP_m \} * (DPP_{im(+)} / DPT_{m(+)} \quad (21)$$

De acuerdo con la tabla VII, el $DPP_{im(+)}$ es igual a 35 Mw, y el $DPT_{m(+)}$ es igual a 43 Mw, por lo tanto:

$$VDP_{im} = \text{mínimo} \{ (43\text{Mw} * 8,9\text{US\$/Mw} * 1000); 267,000 \text{ US\$} \} * 35\text{Mw} / 43\text{Mw}$$

$$VDP_{im} = \text{mínimo} \{ 382\ 800,00 \text{ US\$}; 267\ 000,00 \text{ US\$} \} * 0,8140$$

$$VDP_{im} = 267\ 000,00 \text{ US\$} * 0,8140 = 217\ 338,00 \text{ US\$}$$

Para determinar la repartición de lo recaudado en concepto de desvíos negativos, entre el total de de vendedores de desvíos positivos de los agentes consumidores se usa la ecuación 22

$$VDP_{jm} = \text{Mínimo} \{ (DPT_{m(+)} * PREFP); RDP_m \} * (DPP_{jm(+)} / DPT_{m(+)} \quad (22)$$

De acuerdo a la tabla VII el $DPP_{jm(+)}$ es igual a 8 Mw por lo tanto:

$$VDP_{im} = \text{mínimo} \{ (43Mw * 8,9US\$/Mw * 1\ 000); 267\ 000,00\ US\$ \} * 8Mw / 43Mw$$

$$VDP_{im} = \text{mínimo} \{ 382\ 800,00\ US\$; 267\ 000,00\ US\$ \} * 0,186$$

$$VDP_{im} = 267\ 000.00\ US\$ * 0,186$$

$$VDP_{im} = 49\ 662,00\ US\$$$

2.5. Precio de oportunidad de la energía

El objetivo de este tema es incursionar en el mercado mayorista de Guatemala, siendo éste el de la venta de energía en el mercado de oportunidad.

Para determinar a qué precio se compra o se vende en este mercado, se incluirán dos: conceptos, máquina marginal y precio de la oportunidad de la energía, que está ligado al costo variable de una unidad generadora.

2.5.1. Fundamento y definición del precio de oportunidad de la energía

De acuerdo a lo que indica la Norma de Coordinación Comercial NCC-4, se define el precio de oportunidad de la energía (POE), como el costo marginal de corto plazo de la energía en cada hora, siendo éste en que incurre el sistema eléctrico para suministrar un kilovatio-hora (kWh) adicional de energía a un determinado nivel de demanda de potencia, considerando el parque de generación y transmisión efectivamente disponible.

2.5.2. Definición de costo marginal de corto plazo (POE)

Éste 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.

Esta definición se puede representar con la siguiente ecuación:

$$POE_h = CV_{ih} / FPN_{ih} \quad (23)$$

Donde:

POE_h = precio de oportunidad de la energía en la hora h

CV_{ih} = costo variable del generador i en la hora h

FPN_{ih} = factor de pérdidas nodales del generador i en la hora h

La unidad generadora marginal es la que tiene el máximo costo variable de las unidades generadoras disponibles, para entrar a generar en el sistema nacional interconectado siendo esta máquina la que determine el precio de oportunidad de la energía de cada hora, siempre que haya operado en régimen permanente por lo menos quince minutos de esa hora; si la unidad generadora no puede cumplir con esta última condición, se considerará unidad generadora forzada por arranque y parada.

2.5.3. Definición de máquina marginal

Una máquina utilizada para la generación de electricidad es llamada unidad generadora; por tanto una unidad generadora que satisface un incremento en la demanda, siendo posible su despacho programado o en tiempo real por el administrador del mercado mayorista es una unidad marginal.

La tabla VII muestra los datos de seis generadores, tres hidráulicas identificadas como GH, y dos generadores térmicos que utilizan como combustible el carbón identificados como GC y el otro un generador térmico con un motor reciprocante que usa como combustible búnker. Adicionalmente se adiciona e los factores de pérdidas nodales para las bandas de mínima media y máxima.

Tabla VIII. **Datos de generadores para el cálculo del precio de oportunidad**

NOMBRE	POTENCIA DISPONIBLE MW	COSTO VARIABLE US\$/MWh	FPN MÍNIMA	FPN MEDIA	FPN MÁXIMA
GH1	240	0,89	0,89480	0,94111	0,94054
GH2	40	20,00	0,98227	0,99199	0,98905
GH3	250	25,00	0,94209	0,96766	0,99614
GC1	120	70,00	0,99388	0,98132	0,97683
GC2	40	80,00	0,97507	0,98725	0,98479
GT	300	108,00	0,98812	0,97319	0,97034

Fuente: elaboración propia.

Con la información de la tabla VIII se puede realizar un despacho de carga, para un día y una hora determinada de ese día, el ejemplo que a continuación se presenta, será a la hora uno del día uno de un determinado mes, con un valor de la demanda de energía a esa hora es de 637Mwh, por lo que, para cubrir esta demanda se empezará el despacho con el generador que tenga el menor costo variable, en este caso el que tiene el menor costo variable es el generador GH1, por lo que cubrirá 240 Mwh de los 637Mwh, quedarán pendientes de cubrir una demanda de 397Mwh, por lo que se necesario convocar al siguiente generador que tenga su costo variable económico, que para el ejemplo es el GH2 que cubrirá 40Mwh de la demanda faltante a cubrir, quedaría pendiente de cubrir 357 Mwh, por lo que se tendría que despachar el generador GH3 con sus 250Mwh, por ultimo para complementar la demanda faltante se tendría que convocar para que entre a generar por el orden de mérito al generador GC1 con un valor de energía de 109 Mwh. Este generador GC1 por ser el último al ser convocado, es el que determina el precio de oportunidad (POE).

El precio de la oportunidad, de acuerdo a la definición, es el máximo costo variable de las unidades que resultaron generando en el nodo de referencia, del ejemplo el máximo costo variable lo determinó el generador GC1, cuyo costo variable de acuerdo a la tabla VIII tiene un valor de 70 US\$/Mwh , este precio tiene que estar referido en el nodo de referencia, por lo tanto se divide dentro de su factor de pérdidas nodales del generador que margino y dependiendo la banda horaria en que se encuentre marginando, así será el FPN que se utilizará, las bandas horarias están definidas en el artículo 87 del RAMM, siendo éstas:

- Banda de punta - período de máxima demanda -: 18 a 22 horas
- Banda intermedia - período de demanda media -: 06 a 18 horas
- Banda de valle - período de demanda mínima -: 22 a 06 horas

Como el análisis se está realizando en la hora de uno el factor de pérdidas nodales a utilizar será el período de demanda mínima, ingresando toda esta información a la ecuación veintitrés se obtendrá el POE de esa hora:

$$POE_h = CV_{ih} / FPN_{ih}$$

$$POE_h = 70 \text{ US\$/Mwh} / 0,99388$$

$$POE_h = 70,43 \text{ US\$/Mwh}$$

La tabla IX muestra el desarrollo del cálculo del POE para ese día, para cada una de las horas.

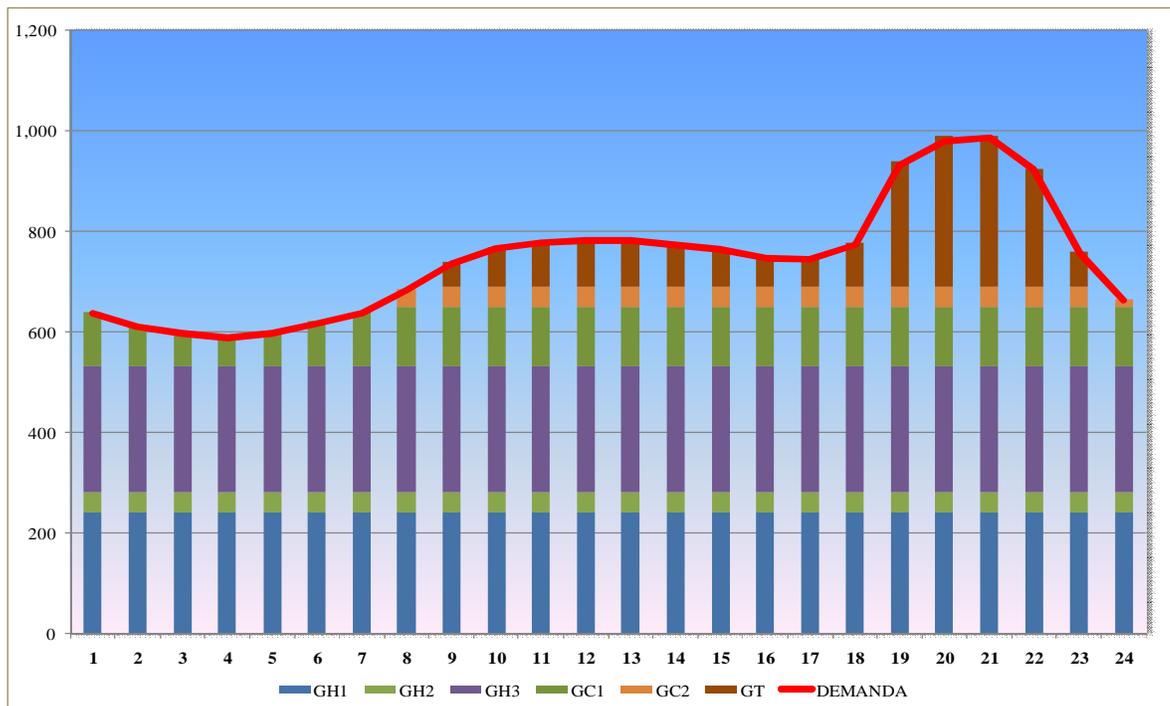
Tabla IX. Despacho de carga de acuerdo al costo variable y determinación del POE

HORA	DEMANDA	GH1	GH2	GH3	GC1	GC2	GT	TOTAL DE GENERACION	POE
1	637,00	240	40	250	109	0	0	639	70,43
2	609,00	240	40	250	80	0	0	610	70,43
3	596,00	240	40	250	70	0	0	600	70,43
4	588,00	240	40	250	60	0	0	590	70,43
5	597,00	240	40	250	70	0	0	600	70,43
6	617,00	240	40	250	90	0	0	620	70,43
7	637,00	240	40	250	109	0	0	639	71,33
8	682,00	240	40	250	120	35	0	685	81,03
9	735,00	240	40	250	120	40	50	740	110,98
10	767,00	240	40	250	120	40	79	769	110,98
11	776,00	240	40	250	120	40	90	780	110,98
12	781,00	240	40	250	120	40	95	785	110,98
13	781,00	240	40	250	120	40	95	785	110,98
14	772,00	240	40	250	120	40	85	775	110,98
15	763,00	240	40	250	120	40	76	766	110,98
16	747,00	240	40	250	120	40	60	750	110,98
17	744,00	240	40	250	120	40	60	750	110,98
18	772,00	240	40	250	120	40	86	776	110,98
19	931,00	240	40	250	120	40	250	940	111,30
20	980,00	240	40	250	120	40	300	990	111,30
21	985,00	240	40	250	120	40	300	990	111,30
22	922,00	240	40	250	120	40	235	925	06,72
23	757,00	240	40	250	120	40	70	760	106,72
24	663,00	240	40	250	120	15	0	665	70,43

Fuente: elaboración propia.

Como complemento a este ejemplo, se presenta la figura 27, donde se puede apreciar en cada hora de ese día como están apiladas las unidades generadoras que fueron convocadas a generar, por orden de mérito.

Figura 28. **Apilamiento de los generadores despachados**



Fuente: elaboración propia.

2.6. Mercado a término

La relación contractual que se da entre los agentes del mercado mayorista, de acuerdo a lo que se establece la Ley General de Electricidad y la liquidación de esta relación contractual por parte del Administrador del Mercado Mayorista, se desarrollará a continuación, desde la administración de los contratos establecidos, antes de los cambios al sector eléctrico, o contratos

existentes y los contratos establecidos después de la entrada en vigencia de la Ley General de Electricidad.

2.6.1 Fundamento y definición del mercado a término

De acuerdo a lo que establece el artículo 4 del RAMM, se le llama mercado a término aquel mercado que está constituido por los contratos que se dan entre los agentes o grandes usuarios del mercado mayorista, donde se definirán los precios, cantidades y duración pactadas entre las partes. los contratos deben estar enmarcados dentro de lo preceptuado por la Ley General de Electricidad, sus reglamentos y las normas de coordinación, salvo aquellos que se efectuaron antes de suscribirse dicha ley, entre productores y distribuidores, los cuales reciben el nombre de contratos existentes.

La razón por la cual los participantes consumidores (distribuidores, comercializadores y grandes usuarios), deben de realizar contratos de potencia, es para cubrir su demanda firme por medio oferta firme eficiente.

Los generadores pueden celebrar contratos de potencia con otros para respaldar sus compromisos de ventas de potencia, a distribuidores, grandes usuarios o comercializadores.

2.6.2 Modalidades de contratación en el mercado a término

Dentro las modalidades de contratación que contempla la actual normativa, se pueden garantizar el abastecimiento de una determinada demanda de potencia y energía, para contar con un respaldo de reserva de potencia, o para contar con la potencia que permita el cubrimiento de la demanda firme de los participantes consumidores.

Dentro las modalidades de contratación que se dan entre los participantes consumidores y productores tenemos las siguientes:

- Contratos por diferencia 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.

- Contrato 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 diferencia 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 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.

Existen también modalidades de contratación entre los agentes productores (generadores) entre éstas está:

- Contratos de Reserva de Potencia

Se compromete la disponibilidad de potencia de un agente generador como reserva para ser convocada por otro agente generador contratante. El compromiso se establece sólo al nivel de potencia y deberá ser cubierto por el propio agente generador contratado como reserva. En cuanto a la energía, el contrato no establece un compromiso específico, sino que la energía entregada dentro del contrato será resultado de la energía con que resulte despachada la unidad generadora, central generadora u oferta de importación en reserva, cuando sea convocado por su contratante y despachado por el AMM.

- Contrato de respaldo de potencia

En este tipo de contrato un participante productor vende a otro participante productor una cantidad de potencia durante la vigencia del contrato. el vendedor deberá respaldar este compromiso con oferta firme eficiente no comprometida en otros contratos, ni utilizada para respaldar exportaciones. la potencia contratada por el participante productor será adicionada a su oferta firme eficiente, para su comercialización en el mercado mayorista.

2.6.3. Consideraciones de contratación del Mercado a Término.

Dentro las consideraciones que se tienen que tomar en cuenta para que un contrato sea reconocido como contrato del mercado a término, del mercado mayorista para que permitan su coordinación comercial son:

- Identificar al vendedor y comprador del contrato, entendiéndose que un vendedor puede ser un generador o comercializador, y un comprador se debe entenderse que puede ser un distribuidor, gran usuario o comercializador.
- La restricción a la máxima energía a vender por contratos.
- Establecer el período de vigencia.
- Corresponder a un tipo de contrato del mercado a término.
- Garantizar que el vendedor tiene oferta firme eficiente, no comprometida y suficiente para cubrir el compromiso de potencia adquirido.
- No incluir cláusulas de compra mínima obligada de energía, donde se debe entender, por tal a la obligación de un generador de abastecer un contrato con generación propia, independientemente del despacho económico, con excepción de los contratos a que se refiere el artículo 40 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. El AMM, no podrá aceptar contratos en los que las unidades del generador deban ser despachadas con base a criterios diferentes a la programación de la operación que realice el AMM.

- No incluir cláusulas que limiten el derecho de las partes de vender excedentes.
- Establecer el precio de opción de compra de energía cuando se trate de un contrato de opción de compra de energía.
- Incluir el nodo de intercambio o punto de entrega.
- En el caso que la potencia firme sea superior a la oferta firme eficiente del participante productor, éste deberá contratar con otro participante productor, la diferencia de potencia.
- No existe ninguna restricción en la duración de los contratos, con la única restricción que el participante consumidor cubra sus dos años de demanda firme.

El siguiente ejemplo determina la forma que un consumidor CO1 se le asigna su mercado a término, para todas las horas de un día determinado. El agente consumidor cubre su demanda de energía horaria, por medio de dos tipos de contratos, el primero es de por diferencia de curva de carga (C1) y el segundo es por el tipo de demanda faltante (C2). El detalle del ejemplo se observa en la tabla x donde aparece la demanda de energía en forma horaria CO1 para un día determinado, de igual forma la energía que se tomara efectiva del contrato C2. Adicionalmente se tiene la demanda firme del agente consumidor co1 y las potencia contratada con cada contrato para cubrir su demanda firme.

Tabla X. Asignación del mercado a término de un agente consumidor

hora	Demanda kwh del consumidor C01	CONTRATO C1 DIFERENCIA DE CURVA DE CARGA	DEMADA PENDIENTE A CUBRIR	CONTRATO C2 DIFERENCIA POR DEMANDA FALTANTE	ASIGNACION DE CONTRATO C2	TOTAL DEL MERCADO A TÉRMINO ASIGNADO	COMPRA EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD
1	71 500,00	50 000,00	21 500,00	100 000,00	21 500,00	71 500,00	-
2	84 800,00	50 000,00	34 800,00	100 000,00	34 800,00	84 800,00	-
3	83 900,00	50 000,00	33 900,00	100 000,00	33 900,00	83 900,00	-
4	84 600,00	50 000,00	34 600,00	100 000,00	34 600,00	84 600,00	-
5	86 100,00	50 000,00	36 100,00	100 000,00	36 100,00	86 100,00	-
6	134 000,00	120 000,00	14 000,00	100 000,00	14 000,00	134 000,00	-
7	147 000,00	120 000,00	27 000,00	100 000,00	27 000,00	147 000,00	-
8	147 000,00	120 000,00	27 000,00	100 000,00	27 000,00	147 000,00	-
9	176 000,00	120 000,00	56 000,00	100 000,00	56 000,00	176 000,00	-
10	190 000,00	120 000,00	70 000,00	100 000,00	70 000,00	190 000,00	-
11	196 000,00	120 000,00	76 000,00	100 000,00	76 000,00	196 000,00	-
12	207 000,00	120 000,00	87 000,00	100 000,00	87 000,00	207 000,00	-
13	209 000,00	190 000,00	19 000,00	100 000,00	19 000,00	209 000,00	-
14	210 000,00	190 000,00	20 000,00	100 000,00	20 000,00	210 000,00	-
15	210 500,00	190 000,00	20 500,00	100 000,00	20 500,00	210 500,00	-
16	210 500,00	190 000,00	20 500,00	100 000,00	20 500,00	210 500,00	-
17	212 000,00	190 000,00	22 000,00	100 000,00	22 000,00	212 000,00	-
18	296 000,00	190 000,00	106 000,00	100 000,00	100 000,00	290 000,00	6 000,00
19	314 000,00	200 000,00	114 000,00	100 000,00	100 000,00	300 000,00	14 000,00
20	316 000,00	200 000,00	116 000,00	100 000,00	100 000,00	300 000,00	16 000,00
21	317 500,00	200 000,00	117 500,00	100 000,00	100 000,00	300 000,00	17 500,00
22	211 000,00	120 000,00	91 000,00	100 000,00	91 000,00	211 000,00	-
23	108 000,00	50 000,00	58 000,00	100 000,00	58 000,00	108 000,00	-
24	72 000,00	50 000,00	22 000,00	100 000,00	22 000,00	72 000,00	-

DEMANDA FIRME	300 000 KW
POTENCIA CONTRATADA C1	200 000 KW
POTENCIA CONTATADA C2	100 000 KW

Fuente: elaboración propia.

Para cubrir la demanda de energía de la hora uno, el cual tiene un valor de 71,500 Kwh se asignará toda la energía del contrato C1, por ser este un contrato por diferencia con curva de carga, el participante productor se compromete el abastecimiento de la demanda de energía definida con una curva de demanda horaria la cual es asignada al comprador del contrato, de tal forma que la demanda que quedaría pendiente de cubrir sería la diferencia

entre la demanda registrada de esa hora, menos la energía asignada de la curva del contrato C1.

La demanda pendiente a cubrir= demanda horaria- energía del contrato C1

Demanda pendiente a cubrir= 71,500Kwh- 50,000Kwh

Demanda pendiente a cubrir= 21,500 Kwh

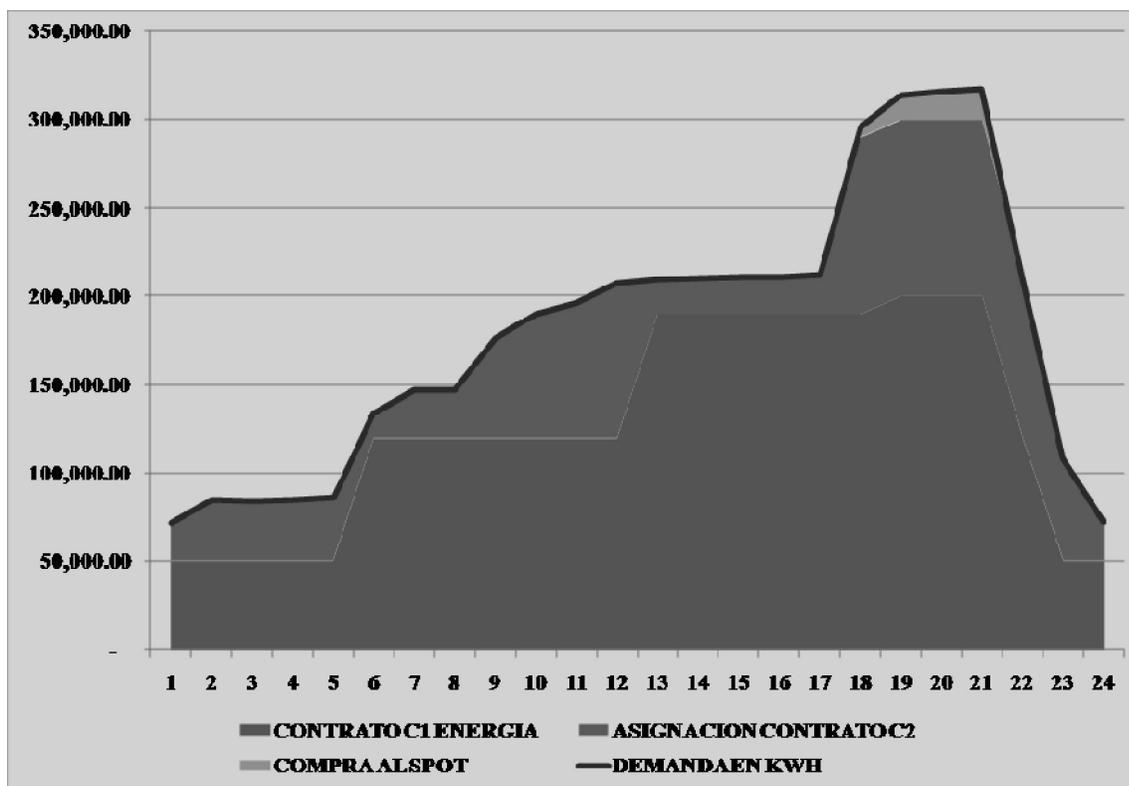
La Demanda pendiente a cubrir, se puede cubrir en su totalidad con el contrato C2, por ser este un contrato por diferencia por la demanda faltante, el agente productor se compromete a entregar toda la energía demandada por el comprador que no sea suministrada por otros contratos hasta la potencia comprometida, de tal forma que la energía asignada horaria del contrato C2 dependerá si la Demanda pendiente a cubrir es mayor que la energía de C2, de ser así sólo se asigna la energía comprometida por C2, caso contrario se asigna la energía que necesite el agente consumidor CO1. Para la hora uno se tiene una energía a cubrir de 21,500. Sin embargo, a esa hora el contrato C2 solo puede suministrar 100,000 por lo tanto la energía asignar de C2 sólo será lo que necesite la demanda en el presente caso 21,500 Kwh.

Por lo anterior, el total de mercado a término a asignar será la sumatoria de energía asignada al contrato uno, más la asignada al contrato dos que será los 71,500 Kwh.

En la tabla X desarrolla este ejemplo para las otras horas, se puede observar que en algunas horas la sumatoria de energía que pueden ofrecer los dos contratos no cubre la demanda firme efectiva, por lo que es necesario cubrir el faltante en el mercado de oportunidad.

Como complemento de este ejemplo, se añade la figura 28 donde se puede observar cómo se apilan estos contratos para cubrir la demanda CO1

Figura 29. **Asignación del mercado a término a un agente consumidor CO1, por medio de un contrato de curva de carga y por demanda faltante**



Fuente: elaboración propia.

El siguiente ejemplo determina la forma que a un consumidor CO1 se le asigna su Mercado a Término, para todas las horas de un día determinado. Este agente consumidor cubre su Demanda de Energía horaria, por medio de dos contratos, el primero es un contrato de Curva de Carga (C1) y el segundo es por el tipo de Opción de Compra (C2). El detalle del ejemplo se

observa en la tabla XI, donde aparece la Demanda de energía en forma horaria CO1, el perfil de energía horaria del contrato C1(Diferencia de Curva de Carga) y el perfil de energía horaria del contrato C2(Opción de Compra), el precio del contrato C2 para un determinado mes , el Precio de Oportunidad de la Energía y por último la energía que se tomara efectiva del contrato C2. Adicionalmente se tiene la Demanda Firme del Agente Consumidor CO1 y las Potencia contratada con cada contrato para cubrir su Demanda Firme.

Tabla XI. Asignación del mercado a término a un agente consumidor CO1

FECHA/HORA	DEMANDA DELCO1	CONTRATO C1 DIFERENCIA DE CURVA DE CARGA Kwh	CONTRATO C2 OPCION DE COMPRA KWh	PRECIO DEL CONTRATO C2 US\$/MWh	POE US\$/MWh	ASIGNACIÓN DE CONTRATO C2
03/08/2010 01:00	61 500,00	50 000,00	10 000,00	100,00	86,00	-
03/08/2010 02:00	54 800,00	50 000,00	10 000,00	100,00	86,00	-
03/08/2010 03:00	52 600,00	50 000,00	10 000,00	100,00	86,00	-
03/08/2010 04:00	54 600,00	50 000,00	10 000,00	100,00	86,00	-
03/08/2010 05:00	76 100,00	50 000,00	10 000,00	100,00	86,00	-
03/08/2010 06:00	134 000,00	120 000,00	40 000,00	100,00	84,87	-
03/08/2010 07:00	147 000,00	120 000,00	40 000,00	100,00	112,53	27 000,00
03/08/2010 08:00	147 000,00	120 000,00	40 000,00	100,00	114,69	27 000,00
03/08/2010 09:00	176 000,00	120 000,00	40 000,00	100,00	114,69	40 000,00
03/08/2010 10:00	190 000,00	120 000,00	40 000,00	100,00	114,69	40 000,00
03/08/2010 11:00	196 000,00	120 000,00	40 000,00	100,00	114,69	40 000,00
03/08/2010 12:00	207 000,00	120 000,00	40 000,00	100,00	114,69	40 000,00
03/08/2010 13:00	203 000,00	190 000,00	60 000,00	100,00	114,86	13 000,00
03/08/2010 14:00	200 000,00	190 000,00	60 000,00	100,00	114,86	10 000,00
03/08/2010 15:00	206 000,00	190 000,00	60 000,00	100,00	114,86	16 000,00
03/08/2010 16:00	203 000,00	190 000,00	60 000,00	100,00	114,86	13 000,00
03/08/2010 17:00	202 000,00	190 000,00	60 000,00	100,00	114,86	12 000,00
03/08/2010 18:00	196 000,00	190 000,00	60 000,00	100,00	114,86	6 000,00
03/08/2010 19:00	244 000,00	200 000,00	100 000,00	100,00	115,95	44 000,00
03/08/2010 20:00	266 000,00	200 000,00	100 000,00	100,00	116,69	66 000,00
03/08/2010 21:00	247 000,00	200 000,00	100 000,00	100,00	116,59	47 000,00
03/08/2010 22:00	161 000,00	120 000,00	60 000,00	100,00	115,95	41 000,00
03/08/2010 23:00	108 000,00	50 000,00	40 000,00	100,00	78,68	-
04/08/2010 00:00	72 000,00	50 000,00	10 000,00	100,00	86,00	-
DEMANDA FIRME			300 000 KW			
POTENCIA CONTRATADA C1			200 000 KW			
POTENCIA CONTRATADA C2			100 000 KW			

Fuente: elaboración propia.

Para cubrir la demanda de energía de la hora uno, el cual tiene un valor de 61,500 Kwh se asignará toda la energía del contrato C1, por ser éste, un contrato por Diferencia con Curva de Carga, el participante productor se compromete el abastecimiento de la demanda de energía definida con una curva de demanda horaria la cual es asignada al comprador del contrato, de tal forma que la demanda que quedaría pendiente de cubrir sería la diferencia entre la Demanda registrada de esa hora, menos la Energía asignada de la curva del contrato C1

Demanda pendiente a cubrir= demanda horaria- energía del contrato C1

Demanda pendiente a cubrir= 61,500Kwh- 50,000Kwh

Demanda pendiente a cubrir= 11,500 Kwh

La demanda pendiente a cubrir, se puede abastecer del Mercado de Oportunidad o por el Contrato C2, la decisión de este abastecimiento dependerá como lo indica el contrato 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, caso contrario se asigna la energía hasta el valor que necesite el consumidor C01 o hasta la potencia contratada.

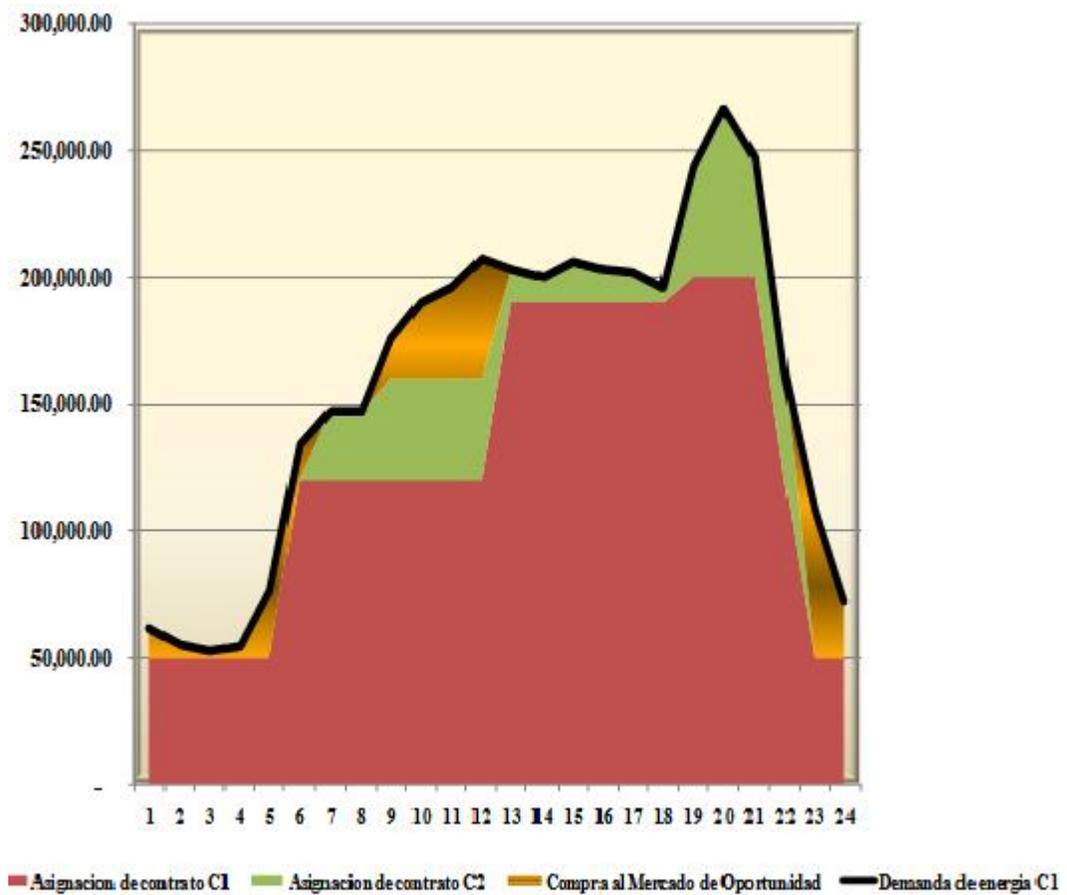
Para el presente ejemplo, en la hora uno el precio de contrato de C2 es de 100 US\$/Mwh y el precio de oportunidad es de 0.86 US\$/Mwh, por ser el precio del contrato mayor que el precio de oportunidad, la energía faltante se tomará del Mercado de oportunidad.

Caso contrario es lo que ocurre en la hora siete, en donde el precio del contrato es de 100 US\$/Mwh y el Precio de Oportunidad tiene un valor de

112,53 US\$/Mwh, la energía que se le asigna al Agente Consumidor, es la energía del contrato C2.

En la tabla XI se continua desarrollando este tema y como complemento en la figura 3, se puede observar como la demanda D1 se cubre ya sea por los contratos C1 y C2 o bien por el Mercado de Oportunidad.

Figura 30. **Demanda D1 cubierta**



Fuente: elaboración propia.

2.7. factor de pérdidas nodales de energía

En todo sistema eléctrico de transmisión existen pérdidas eléctricas que se dan por la generación de una energía, y luego la transmisión de ésta para abastecer una demanda o el simple hecho de llevar esta energía de un punto a otro; sin embargo, en la normativa vigente de Guatemala, se cuantifican estas pérdidas valorizándolas al Precio de la Oportunidad de la energía (POE), teniendo para esto una barra de referencia que actualmente es la barra de 230 Kv de la subestación de Guate-Sur, con esto se le da un valor económico a las pérdidas de transmisión. En este capítulo se tratará los temas relacionados a las pérdidas y la metodología de cálculo, para determinar los Factores de Pérdidas Nodales de Energía.

2.7.1. Fundamento y definición de factor de pérdidas nodales de la Energía

2.7.1.1. Pérdidas del Sistema de Transmisión

La metodología, que con actualmente la normativa vigente contempla, para determinar las pérdidas en el sistema de transmisión, valorizando estas pérdidas por medio del sistema de precios nodales, los cuales modifican el precio de la energía en cada nodo del sistema de transmisión, de acuerdo a las pérdidas marginales que ocasionan la inyección o retiro de potencia en el mismo nodo.

Por lo anterior, las pérdidas marginales de transmisión son descontadas implícitamente en las transacciones del mercado de oportunidad al incluir en el precio nodal el Factor de Pérdida Nodal en las transacciones de la asignación del Mercado a Término de los productores o consumidores.

El Factor de Pérdidas Nodales de Energía (FPNE_i) es que refleja las pérdidas marginales de transmisión para satisfacer un incremento de energía en un nodo, mediante un incremento de generación en el nodo de referencia, para cada nodo se calcula como el cociente entre el incremento de generación en el nodo de referencia y el incremento de demanda de energía en el nodo, quedando la ecuación de la siguiente forma:

$$FPNE_{ik} = 1 + \left(\frac{\Delta PERD}{\Delta P_{dik}} \right) \quad (24)$$

Donde:

$\left(\frac{\Delta PERD}{\Delta P_{dik}} \right)$ La variación de las pérdidas totales de transporte con respecto a la Potencia demandada en el nodo i hora k.

Para su cálculo se modela la red de transporte, mediante un flujo de cargas, y se simula en cada nodo una variación unitaria de demanda ΔP_{di} , obteniendo así la variación correspondiente de las pérdidas del sistema (ΔP_{Perd}). Para ello se tomará como barra flotante el Nodo de Referencia (Mercado) o el nodo centro de gravedad de un área.

2.7.2. Fundamento y definición del factor ponderado de la demanda

Es el factor que se aplica a los participantes consumidores, es el promedio de los factores de Pérdidas Nodales de la Demanda Ponderados por la energía consumida en esa hora.

2.8. Liquidación del mercado de oportunidad (mercado *spot*)

Dentro de las transacciones que se pueden realizar en el Mercado Mayorista, es la compra y venta de la energía eléctrica de un mercado de oportunidad, en el cual cada comprador adquiere del conjunto de vendedores, y las transacciones se realizan precio de Oportunidad de la Energía .

Por lo tanto, en este capítulo se desarrollará el tema de cómo se realiza y asigna esta compra y venta de energía en el Mercado Mayorista entre agentes.

2.8.1. Valorización de la demanda de energía del participante consumidor y de la energía generada por el participante productor

De acuerdo a lo que indica la Normativa vigente en la Norma de Coordinación Comercial NCC-4 en el apartado 4.1.13, se establece que cada hora la energía comprada por un participante consumidor, será valorizada al Precio de Oportunidad de la Energía, afectado por el Factor de Pérdidas Nodales de Energía Promedio de la Demanda, según a lo expuesto en el inciso 2.7.2. La cual queda representada por la siguiente ecuación:

$$VDCO_{ik} = FPD_{ik} * POE_{ik} * DCO_{ik} \quad (25)$$

Donde:

$VDCO_{ijk}$ valorización de la demanda de energía de un agente consumidor i en la hora j del día k

FPD_{jk} factor Ponderado de la Demanda en la hora j del día k

POE_{jk} precio de Oportunidad de la Energía en la hora j del día k

DCO_{ijk} demanda de energía del consumidor "i" en la hora j del día k

Para un agente Productor, esta misma normativa en el apartado 4.1.6 indica que este agente venderá su energía al Mercado Mayorista en el nodo en el que se encuentre conectado a la red y al precio correspondiente en el mismo. Se toma la consideración que si hubiera más de un punto de inyección de energía por parte de dicho agente, se considerará que vende en los nodos en que la energía es suministrada a la red y a los precios de los nodos correspondientes. En la siguiente ecuación se determina la valorización de la Energía generada por un agente productor que no tiene contrato.

$$VEG_{gjk} = KWhG_{gjk} * FPN_{gjk} * POE_{jk} \quad (26)$$

Donde:

$VEG_{gjk} =$ valorización de la Energía Generada por el agente productor g en la hora j del día k.

$FPN_{gjk} =$ Factor de Perdidas nodales de la central del generador g en la hora j del día k.

$KWhG_{gjk} =$ Energía generada por el un agente generador g en la hora j del día k

A continuación se presentan los siguientes ejemplos, donde se podrá observar la valorización de energía de un agente productor y un consumidor.

En la tabla XII se muestran los datos necesarios para valorizar la generación en un día en forma horaria de un agente productor GT1, que está entregando su generación en el nodo de su central, y no tiene ningún compromiso contractual. Para valorizar la energía producida en la hora uno utilizará la ecuación 24 con los datos de la energía generada de GT1 que tiene un valor de 30 452,8 Kwh, un factor de pérdidas nodales de ese generador de 0,9785 y el Precio de Oportunidad de la Energía (POE) de 0,89 US\$/Mwh, por tanto:

$$VEG_{gjk} = KWhG_{gjk} * FPN_{gjk} * POE_{jk}$$

$$VEG_{gjk} = 30\ 452,80\ KWh/1000 * 0,9785 * 0,89\ US\$/MWh$$

$$VEG_{gjk} = 26,60\ US\$\$$$

En la tabla XII continúa desarrollandose este problema para las demás horas de ese día.

Tabla XII. Valorización de la generación de un agente productor

Dia /hora	ENERGIA GENERADA GENERADOR GT1	FPN PUNTO DE ENTREGA	POE US\$/MWh	VALORIZACION DE SU GENERACION EN US\$
<i>dia 1</i>				
1:00	30 452,80	0,9785	0,89	26,60
2:00	31 147,20	0,9785	0,89	27,21
3:00	31 679,20	0,9785	0,89	27,67
4:00	33 409,60	0,9785	0,89	29,19
5:00	31 791,20	0,9785	0,89	27,77
6:00	31 180,80	0,9785	0,89	27,24
7:00	30 940,00	0,9685	15,76	472,20
8:00	30 660,00	0,9685	113,08	3 357,78
9:00	30 223,20	0,9685	113,08	3 309,94
10:00	30 525,60	0,9685	113,08	3 343,06
11:00	31 774,40	0,9685	113,08	3 479,82
12:00	32 093,60	0,9685	113,08	3 514,78
13:00	29 764,00	0,9685	113,08	3 259,65
14:00	32 071,20	0,9685	112,48	3 493,49
15:00	29 573,60	0,9685	112,48	3 221,43
16:00	29 299,20	0,9685	108,59	3 081,21
17:00	27 888,00	0,9685	108,59	2 932,80
18:00	31 942,40	0,9685	108,59	3 359,18
19:00	32 104,80	0,9671	114,93	3 568,27
20:00	31 892,00	0,9671	115,11	3 550,42
21:00	32 239,20	0,9671	115,11	3 589,07
22:00	31 645,60	0,9671	114,93	3 517,23
23:00	31 623,20	0,9785	111,14	3 438,82
0:00	29 164,80	0,9785	16,11	459,64

Fuente: elaboración propia.

En la tabla XIII se muestra al mismo Generador GT1, sólo que ahora entrega su energía en el nodo de referencia que es la barra de la Central de Guate-sur 230 KV a diferencia de entregar en el nodo de la central, es que el Precio de Oportunidad POE en el nodo de la central es menor; sin embargo, cuando se valoriza en el nodo de referencia se estaría valorizando su energía al precio del POE directamente, básicamente porque el FPN en Guate-sur 230 es igual a uno.

Usando la misma ecuación veinticuatro, desarrollando el ejemplo para la hora uno se obtiene:

$$VEG_{gjk} = KWhG_{gjk} \cdot FPN_{gjk} \cdot POE_{jk}$$

$$VEG_{gjk} = 30,452.80 \text{ KWh}/1000 \cdot 1 \cdot 0.89 \text{ US\$/MWh}$$

$$VEG_{gjk} = 27.19 \text{ US\$}$$

Tabla XIII. **Ejemplo valorización de la generación de un agente generador entregando en el nodo de referencia.**

Dia /hora	ENERGIA GENERADA GENERADOR GT1	FPN PUNTO DE ENTREGA	POE US\$/MWh	VALORIZACION N DE SU GENERACION EN US\$	
<i>dia 1</i>	1:00	30 452,80	1,0000	0,89	27,19
	2:00	31 147,20	1,0000	0,89	27,81
	3:00	31 679,20	1,0000	0,89	28,28
	4:00	33 409,60	1,0000	0,89	29,83
	5:00	31 791,20	1,0000	0,89	28,38
	6:00	31 180,80	1,0000	0,89	27,84
	7:00	30 940,00	1,0000	15,76	487,57
	8:00	30 660,00	1,0000	113,08	3 467,14
	9:00	30 223,20	1,0000	113,08	3 417,74
	10:00	30 525,60	1,0000	113,08	3 451,94
	11:00	31 774,40	1,0000	113,08	3 593,16
	12:00	32 093,60	1,0000	113,08	3 629,25
	13:00	29 764,00	1,0000	113,08	3 365,81
	14:00	32 071,20	1,0000	112,48	3 607,27
	15:00	29 573,60	1,0000	112,48	3 326,35
	16:00	29 299,20	1,0000	108,59	3 181,56
	17:00	27 888,00	1,0000	108,59	3 028,32
	18:00	31 942,40	1,0000	108,59	3 468,58
	19:00	32 104,80	1,0000	114,93	3 689,66
	20:00	31 892,00	1,0000	115,11	3 671,20
	21:00	32 239,20	1,0000	115,11	3 711,17
	22:00	31 645,60	1,0000	114,93	3 636,88
	23:00	31 623,20	1,0000	111,14	3 514,45
	0:00	29 164,80	1,0000	16,11	469,75

Fuente: elaboración propia.

2.8.2. Valorización del mercado a término de un agente consumidor

Una vez descritos el Mercado a Término como los contratos que se pactan entre un Agente Consumidor y un agente Productor, tal y como lo dicta la Norma de Coordinación Comercial NCC-13. Estos contratos deben de indicar al Administrador del Mercado Mayorista por medio de planillas de contratos ingresándolas a través del sistema informático denominado Direct@mm, dónde se informará la modalidad de contratación, la potencia, energía, punto de entrega del generador (que podrá ser el nodo donde se encuentra el generador, la barra de referencia u otro nodo acordado entre las partes), y el precio de la energía en algunos casos, esto con el fin que el AMM proceda a administrarlo.

Por lo anterior, la valorización del Mercado a Término de un Agente Consumidor, es la sumatoria del producto de la Generación de sus contratos, el Factor de Pérdidas Nodales y el Precio de Oportunidad de la Energía en cada hora del día del mes, que se esté evaluando.

$$VMT = \sum_i \sum_k G_{ki} * FPN_{ki} * POE \quad (27)$$

Donde:

VMT = valorización del Mercado a Término del Agente Consumidor CO1

G_{gi} = generación del Generador k en la hora i en KWh.

FPN_{ki} = factor de Pérdidas Nodales del Generador k en la hora i.

POE = precio de Oportunidad de la Energía.

Tabla XIV. Ejemplo de valorización del mercado a término del agente consumidor CO1.

Dia /hora		ENERGÍA GENERADA GT1 KWh	ENERGÍA GENERADA GT2 KWh	ENERGÍA GENERADA GT3 KWh	FPN DE GT1	FPN DE GT2	FPN DE GT3	POE	VALORIZACIÓN DEL MERCADO A TÉRMINO DE CO1 US\$
dia 1	1:00	14 572,82	31 600,8005	34 700,49	0,9741	0,9588	1,00	88,0518	6 973,35
	2:00	14 759,43	32 984,0005	35 000,00	0,9741	0,9588	1,00	88,0518	7 132,50
	3:00	14 593,33	34 300,0005	34 287,28	0,9741	0,9588	1,00	88,0518	7 166,60
	4:00	14 603,08	31 522,4005	34 990,98	0,9741	0,9588	1,00	88,0518	6 994,90
	5:00	14 721,52	32 015,2005	35 000,00	0,9741	0,9588	1,00	117,5850	9 411,23
	6:00	14 620,21	33 135,2005	34 917,61	0,9741	0,9588	1,00	118,1854	9 564,80
	7:00	14 585,56	34 624,8005	34 171,62	0,9656	0,9499	1,00	119,8981	9 729,27
	8:00	14 349,84	32 183,2005	35 000,00	0,9656	0,9499	1,00	124,9882	9 927,52
	9:00	14 599,80	30 654,4005	35 000,00	0,9656	0,9499	1,00	124,9882	9 776,17
	10:00	14 509,38	35 000,0000	27 799,49	0,9656	0,9499	1,00	125,1631	9 394,36
	11:00	14 452,50	30 312,8005	29 677,99	0,9656	0,9499	1,00	125,1631	9 065,31
	12:00	13 996,96	28 442,4004	25 090,94	0,9656	0,9499	1,00	125,1631	8 213,75
	13:00	14 036,67	28 487,2004	24 892,55	0,9656	0,9499	1,00	125,1631	8 199,04
	14:00	14 040,62	26 751,2004	29 733,74	0,9656	0,9499	1,00	125,1631	8 599,05
	15:00	14 202,34	25 222,4004	33 786,25	0,9656	0,9499	1,00	125,1631	8 944,06
	16:00	14 452,21	13 703,2002	35 000,00	0,9656	0,9499	1,00	125,1631	7 756,59
	17:00	14 532,86	26 538,4004	35 000,00	0,9656	0,9499	1,00	125,1631	9 292,39
	18:00	14 477,06	29 624,0004	34 684,51	0,9656	0,9499	1,00	127,1678	9 766,99
	19:00	15 059,13	33 560,8005	35 000,00	0,9821	0,9599	1,00	137,4253	11 269,26
	20:00	15 272,02	34 580,0005	35 000,00	0,9821	0,9599	1,00	137,4253	11 432,43
	21:00	14 752,89	33 286,4005	35 000,00	0,9821	0,9599	1,00	137,4253	11 191,73
	22:00	14 223,64	34 036,8005	35 000,00	0,9821	0,9599	1,00	125,7616	10 267,08
	23:00	14 296,05	32 317,6005	34 870,46	0,9741	0,9588	1,00	125,1006	9 980,97
	0:00	14 367,05	34 417,6005	35 000,00	0,97	0,9588	1,00	121,9097	9 996,09

Fuente: elaboración propia.

En la tabla XIV se encuentra la información de tres Agentes Productores GT1,GT2 y GT3, respectivamente, los cuales tienen contrato con el Consumidor CO1, formando parte de su Mercado a Término. Como se puede observar, cada Generador tiene su Factor de Pérdidas nodales, dos de ellos lo entregan en el nodo del Generador, siendo ellos GT1 y GT2, el Generador GT3 su nodo de entrega es el nodo de la barra de referencia.

Con esta información y utilizando la ecuación veinticuatro se procede a calcular el Mercado a Término del Consumidor CO1, multiplicando la generación de cada Generador por su respectivo Factor de Pérdidas Nodales y por el Precio de la Oportunidad. Con la suma de cada una de las valorizaciones de la energía de cada generador, se determina la valorización del Mercado a Término del Consumidor CO1, de la siguiente forma:

$$VEGT1 = 14,572 \text{ Kwh}/1\ 000 * 0,9741 * 88,0518 \text{ US\$/Mwh} = 1\ 249,90 \text{ US\$}$$

$$VEGT2 = 31,601 \text{ Kwh}/1\ 000 * 0,9588 * 88,0518 \text{ US\$/Mwh} = 2\ 667,96 \text{ US\$}$$

$$VEGT3 = 34,700 \text{ Kwh}/1\ 000 * 1 * 88,0518 \text{ US\$/Mwh} = 3\ 055,40 \text{ US\$}$$

Por lo tanto, la sumatoria de la valorización del Mercado a término de agente consumidor uno es igual a:

$$VMT = VEGT1 + VEGT2 + VEGT3$$

$$VMT = 1\ 249,90 + 2\ 667,96 + 3\ 055,40$$

$$VMT = 6\ 973,25 \text{ US\$}$$

En la tabla XIV se puede seguir el desarrollo de este ejemplo para el resto de las horas del día.

2.8.3. Determinación de las compras en el mercado de oportunidad

Se puede definir el Mercado de Oportunidad (MOE) a las transacciones de Oportunidad de energía eléctrica con un precio establecido en forma horaria. En este mercado, cada comprador compra del conjunto de vendedores, y las

transacciones se realizan al precio de oportunidad de la energía, con base al costo marginal de corto plazo. Las razones por las que puedan darse una venta al mercado de Oportunidad pueden ser las siguientes:

- Que la energía producida por una unidad generadora que está económica despachada, pero que no tiene contrato con ningún agente consumidor.
- Que la energía producida por una unidad generador que esté económicamente despachada y que está asignada a un contrato de Potencia con Energía asociada, hasta la potencia Firme Comprometida, de existir potencia excedente, o sea que la potencia generada supera la potencia contratada, la energía asociada a esa potencia se considera vendida al mercado de Oportunidad.
- Que la energía producida por una unidad generadora que está económicamente despachada y que esté asignada a un contrato de ejercicio de la Opción resultará que el costo de contrato es mayor que el POE, entonces esa energía generada será asignada al MOE.

Por otro lado, las razones para que se pueda dar una compra en el MOE son:

- Que un agente Consumidor sólo tenga contratos de Respaldo de Potencia y toda su energía Demandada sea comprada al MOE.
- Cuando un Agente Consumidor no logre abastecer su Demanda de Energía con su Mercado a Término y tenga que comprar su faltante en el MOE.

- Aquellos productores a los cuales no resultan despachados económicamente pero tienen un compromiso contractual con un agente consumidor, ya sea con un contrato por seguimiento de Curva de Carga, o por demanda faltante o sólo de energía.

Por lo anterior, se puede determinar las ecuaciones para determinar la compra o venta de energía en el mercado de Oportunidad, para un agente consumidor o productor de la siguiente forma:

$$CMOE_{ijk} = MT_{ijk} - DCO_{ijk} \quad (27)$$

Donde:

$CMOE_{ijk}$ = energía vendida o comprada en el Mercado de Oportunidad de un agente consumidor i en la hora j del día k

MT_{ijk} = Mercado a Término de un agente consumidor i en la hora j del día k

DCO_{ijk} = Demanda de energía del consumidor i en la hora j del día k

Para un agente productor la ecuación es:

$$GMOE_{gjk} = KWhG_{gjk} - CP_{gjk} - MTV_{gjk} \quad (28)$$

Donde:

$GMOE_{gjk}$ = Energía vendida o comprada en el Mercado de Oportunidad de un agente productor g en la hora j del día k .

$KWhG_{gjk}$ = Energía generada por un agente productor g en la hora j del día k

CP_{gjk} = Consumo Propio de un agente productor g en la hora j del día k

MTV_{gjk} = Venta de energía en el Mercado a término de un agente productor g en la hora j del día k.

Tabla XV. **Ejemplo de la compra y venta en el mercado de oportunidad de un agente consumidor CO1**

Dia /hora		ENERGIA DEMANDADA POR GO1 KWh	ENERGIA ASIGNADA DE GT1 KWh	ENERGIA ASIGNADA DE GT2 KWh	ENERGIA ASIGNADA DE GT3 KWh	MERCADO A TERMINO DE CO1 EN KWh	COMPRA EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD KWh	VENTA EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD KWh
día 1	1:00	61 500,00	14 573,0000	31 601,00	34 700,00	80 874,00	-	19 374,00
	2:00	54 800,00	14 759,0000	32 984,00	35 000,00	82 743,00	-	27 943,00
	3:00	52 600,00	14 593,0000	34 300,00	34 287,00	83 180,00	-	30 580,00
	4:00	54 600,00	14 603,0000	31 522,00	34 991,00	81 116,00	-	26 516,00
	5:00	76 100,00	14 722,0000	32 015,00	35 000,00	81 737,00	-	5 637,00
	6:00	134 000,00	14 620,0000	33 135,00	34 918,00	82 673,00	(51 327,00)	-
	7:00	147 000,00	14 586,0000	34 625,00	34 172,00	83 383,00	(63 617,00)	-
	8:00	147 000,00	14 350,0000	32 183,00	35 000,00	81 533,00	(65 467,00)	-
	9:00	176 000,00	14 600,0000	30 654,00	35 000,00	80 254,00	(95 746,00)	-
	10:00	190 000,00	14 509,0000	35 000,00	27 799,00	77 308,00	(112 692,00)	-
	11:00	196 000,00	14 453,0000	30 313,00	29 678,00	74 444,00	(121 556,00)	-
	12:00	207 000,00	13 997,0000	28 442,00	25 091,00	67 530,00	(139 470,00)	-
	13:00	203 000,00	14 037,0000	28 487,00	24 893,00	67 417,00	(135 583,00)	-
	14:00	200 000,00	14 041,0000	26 751,00	29 734,00	70 526,00	(129 474,00)	-
	15:00	206 000,00	14 202,0000	25 222,00	33 786,00	73 210,00	(132 790,00)	-
	16:00	203 000,00	14 452,0000	13 703,00	35 000,00	63 155,00	(139 845,00)	-
	17:00	202 000,00	14 533,0000	26 538,00	35 000,00	76 071,00	(125 929,00)	-
	18:00	196 000,00	14 477,0000	29 624,00	34 685,00	78 786,00	(117 214,00)	-
	19:00	244 000,00	15 059,0000	33 561,00	35 000,00	83 620,00	(160 380,00)	-
	20:00	266 000,00	15 272,0000	34 580,00	35 000,00	84 852,00	(181 148,00)	-
	21:00	247 000,00	14 753,0000	33 286,00	35 000,00	83 039,00	(163 961,00)	-
	22:00	161 000,00	14 224,0000	34 037,00	35 000,00	83 261,00	(77 739,00)	-
	23:00	108 000,00	14 296,0000	32 318,00	34 870,00	81 484,00	(26 516,00)	-
	0:00	72 000,00	14 367,0000	34 418,00	35 000,00	83 785,00	-	11 785,00

Fuente: elaboración propia.

La tabla XV detalla cómo un agente consumidor CO1 cubre su demanda de energía a través de tres contratos que forman parte de su Mercado a Término.

Al evaluar cada hora de ese día, el cubrimiento de la demanda de ese agente consumidor, se observa que el Mercado a Término resulta insuficiente en unas horas y en otras, resulta con un excedente, por tanto se da una compra y venta de esta energía que se comercializa en el Mercado de Oportunidad (MOE). El cálculo del Mercado a Término total de ese agente consumidor, se determina sumando la energía asignada del contrato con el generador GT1, GT2 Y GT, siendo el valor total para la hora uno de 80,874 Kwh, luego con la ecuación 26 se obtiene la energía que venderá o comprará en el Mercado de Oportunidad en esa hora de la siguiente forma:

$$CMOE_{ijk} = MT_{ijk} - Dco_{ijk}$$

$$CMOE = 80\,874 \text{ KWh} - 61\,500 \text{ Kwh}$$

$$CMOE = 19\,374 \text{ Kwh.}$$

Para esta hora el resultado es que el agente consumidor tiene un excedente de energía que venderá al Mercado de Oportunidad de Energía, el resto de cálculo de la compra o venta al Mercado de Oportunidad para este agente Consumidor se detalla en la tabla XV.

Tabla XVI. Ejemplo de la compra y venta en el mercado de oportunidad valorizado de un agente consumidor CO1

Día /hora		ENERGIA DEMANDADA VALORIZADA DE GO1 US\$	MERCADO A TERMINO VALORIZADO DE CO1 US\$	COMPRA EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD US\$	VENTA EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD US\$
día 1	1:00	5 800,94	6 973,35	-	1 172,40
	2:00	5 170,05	7 132,50	-	1 962,45
	3:00	4 966,65	7 166,60	-	2 199,96
	4:00	5 153,88	6 994,90	-	1 841,02
	5:00	9 591,67	9 411,23	(180,45)	-
	6:00	16 968,55	9 564,80	(7 403,76)	-
	7:00	18 302,79	9 729,27	(8 573,52)	-
	8:00	19 087,25	9 927,52	(9 159,73)	-
	9:00	22 861,90	9 776,17	(13 085,73)	-
	10:00	24 718,49	9 394,36	(15 324,13)	-
	11:00	25 495,91	9 065,31	(16 430,59)	-
	12:00	26 927,32	8 213,75	(18 713,58)	-
	13:00	26 410,16	8 199,04	(18 211,12)	-
	14:00	26 023,76	8 599,05	(17 424,70)	-
	15:00	26 803,53	8 944,06	(17 859,47)	-
	16:00	26 405,54	7 756,59	(18 648,95)	-
	17:00	26 282,52	9 292,39	(16 990,13)	-
	18:00	25 919,30	9 766,99	(16 152,32)	-
	19:00	35 040,57	11 269,26	(23 771,31)	-
	20:00	38 225,51	11 432,43	(26 793,08)	-
	21:00	35 492,67	11 191,73	(24 300,94)	-
	22:00	21 160,73	10 267,08	(10 893,65)	-
	23:00	14 494,34	9 980,97	(4 513,37)	-
	0:00	9 407,85	9 996,09	-	588,24

Fuente: elaboración propia.

En la tabla XVI se presentan los valores de la Demanda de Energía y Mercado a Término ya valorizados para un agente consumidor CO1. Para este ejemplo solo se calculara la venta o compra en el Mercado de Oportunidad valorizado, el cual nos indicara cuanto tiene que recibir o pagar un agente por la venta o compra de la energía vendida o comprada. Para la hora uno se tiene un valor de Demanda Valorizada de 5,800 US\$ y un Mercado a Término Valorizado de 6,973 US\$ por lo tanto el Mercado de Oportunidad será la diferencia del Mercado a Término valorizado menos la demanda del consumidor CO1 valorizada, por lo que para esta hora el agente consumidor uno vendió energía en el mercado de Oportunidad El desarrollo de este ejemplo se puede seguir en esta tabla y observar los montos a pagar o recibir por la venta de energía en el Mercado de Oportunidad del Consumidor CO1.

2.9. Mercado de servicios complementarios

Dentro de la Normativa que rige el mercado eléctrico de Guatemala se establece en el artículo 44 de la Ley General de Electricidad que el Administrador del mercado Mayorista debe de garantizar la seguridad y el abastecimiento de la energía eléctrica, para lo cual el AMM desarrolló las Normas de Coordinación Operativa, las cuales establecen los criterios de confiabilidad y de calidad del servicio eléctrico para condiciones normales y de emergencia, de tal forma que se desarrollan los Servicios Complementarios.

Los Servicios Complementarios son procesos mediante los cuales se resuelven los desequilibrios que puedan surgir entre la generación y la demanda, garantizando en todo momento la seguridad y continuidad del sistema. Los Servicios Complementarios pueden ser divididos de acuerdo a su necesidad ya sea para guardar la seguridad, confiabilidad, calidad del servicio y eficiencia operacional, así como el restablecimiento en caso de un colapso total del Sistema Nacional Interconectado, pudiendo prestar estos servicios los generadores o consumidores. Dentro de los Servicios Complementarios, se tienen los siguientes:

1. Reservas Operativas
2. Reserva Rápida
3. Arranque en Negro
4. Demanda Interrumpible.

2.9.1. Reserva Operativa

Dentro las Reservas Operativas se encuentran la Reserva Rodante Regulante y la Reserva Rodante Operativa.

La Reserva Rodante Regulante (RRR) se definen como la fracción de la capacidad de una unidad generadora que está sincronizada al sistema de potencia pero que no está destinada a la producción de energía. La finalidad de esta reserva es para que la unidad generadora participe en la regulación primaria de la frecuencia, la magnitud de esta reserva es del 3% de la Generación en cada hora.

La Reserva Rodante Operativa (RRO) 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. La reserva rodante operativa es distinta y adicional a la reserva rodante regulante. El margen de potencia asignada como reserva rodante operativa para una unidad generadora lo determina el AMM para cada una de las horas de un día de acuerdo a los niveles de confiabilidad y calidad que requiere el Sistema Nacional Interconectado. Adicionalmente el AMM tomará en cuenta el precio ofertado y la potencia ofrecida de cada una de las unidades que ofertaron el servicio de RRO, luego el AMM, con un programa optimizador, obtendrá el margen de reserva con el que se obtenga el mínimo operativo.

Los requisitos que debe de cumplir la unida que quieran ser habilitada para prestar el servicio de Reserva Rodante Operativa (RRO), son los siguientes:

- Debe de participar en la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)
- Contar con un canal de comunicación en tiempo real con el centro de control que soporta la aplicación de AGC.
- Disponer de equipamiento e instrumental para modificar su punto de operación de acuerdo a comandos emitidos por el control automático de generación, que permite variar a control remoto la potencia activa de la salida de las unidades generadoras que prestan el servicio de RRO, ante una desviación de frecuencia del sistema.
- Que pueda garantizar disponibilidad de un margen mínimo de +/-5 MW, medidos en el mismo punto en donde se ubica la medición comercial, para asignarse a la RRO.
- Poder subir o bajar en un minuto a requerimiento del AGC como mínimo, la potencia equivalente al 50 % del margen de RRO que se solicite habilitar para dicha unidad.
- Contar con medición comercial habilitada, según la NCC-14, Sistema de Medición Comercial, que puede ser por unidad generadora o por toda la central generadora.

La remuneración a cada unidad generadora que su oferta fue asignada para prestar el servicio de RRO, se calcula como el precio de su oferta del servicio de RRO, multiplicado por el margen asignado de potencia de RRO

$$PRRO_{ih} = PSR_{ih} * MPR_{ih} \quad (29)$$

Donde:

$PRRO_{ih}$ Pago por el servicio de RRO para la unidad i en la hora h .

PSR_{ih} Precio del servicio de RRO ofrecido por la unidad generadora i en la hora h .

MPR_{ih} Margen de Potencia asignado a la unidad generador i en la hora h .

La asignación de los cargos por el servicio de RRO se distribuirá entre todos los participantes consumidores, en proporción de su demanda de energía en cada una de las horas del mes. Esta liquidación se realizará mensualmente de la siguiente manera.

$$CRRO_{ih} = \left[\sum_h PPRO_{ih} \right] \times \left[\frac{D_{jh}}{\sum_j D_{jh}} \right] \quad (30)$$

Donde:

$CRRO_{ih}$ Cargo por el servicio de RRO para el consumidor j en la hora h

$\sum PPRO_{ih}$ Suma de los pagos por RRO a todas las unidades i , en la hora h .

D_{jh} Demanda del consumidor j en la hora h .

El Administrador del Mercado Mayorista verificará que si una unidad generadora asignada al servicio de RRO no está participando en la regulación o la misma sea deshabilitada automáticamente debido a haber excedido el “Tiempo de Suspensión de Unidad”, el AMM notificará al Participante Productor para que tome las acciones necesarias para restablecer el servicio o para que corrija las deficiencias presentadas para el correcto desempeño de la unidad. Si transcurridos diez minutos, el Participante Productor asignado para prestar el servicio no lo restablece o no hace efectivas las correcciones necesarias, se considerará indisponible la oferta correspondiente y se reasignará el margen de reserva a otro Participante Productor. El participante productor que no cumplió con su oferta de RRO pagará desde el inicio de la siguiente hora el incremento en los costos de la prestación del servicio de RRO, incluyendo, si la hubiera, la Generación Forzada que resultara como consecuencia de sustituir el margen de RRO que él no entregó.

2.9.2 Reserva rápida

El servicio de Reserva Rápida tiene como objetivo contar con potencia para cubrir las desviaciones respecto a la operación programada que son provocadas por contingencias u otros tipos de imprevistos importantes. Este servicio puede ser prestado por unidades de generación de punta o unidades hidroeléctricas, que de acuerdo al procedimiento técnico de Reserva Rápida tiene que cumplir con las siguientes condiciones:

- Que las unidades generadoras puedan entrar en servicio, desde la condición de fría (llamada así a la condición de un generador luego de una parada de 24 horas o más) y llegar a su capacidad máxima en menos de treinta minutos y pueda permanecer en operación aportando la potencia ofrecida durante por lo menos dos horas.
- Que la oferta Firme de las unidades generadoras no esté comprometida o sea utilizada para el cubrimiento de Demanda Firme o como respaldo de potencia para la exportación.
- Que el bloque ofertado de potencia no sea menor a 10 MW.
- Que las Unidades generadoras ofrecidas con medición comercial independiente de acuerdo a la normativa vigente.
- Indicar la magnitud de su Oferta Firme como una parte o totalidad de su Oferta Firme.
- Indicar el precio de su oferta en dólares de los Estados Unidos por Kilovatio-mes que no debe de superar el precio de la referencia de la potencia, salvo aquellas ofertas que sean por contratos existentes, según el Artículo 40 del RAMM que el precio de su Oferta de Potencia será de acuerdo a sus condiciones contractuales.

De acuerdo a la Programación Semanal el AMM establecerá una lista de mérito para el despacho de las ofertas presentadas siendo las primeras ofertas en despachar las ofertas de las unidades generadoras de contratos existentes de acuerdo al Artículo 40 de RAMM. De no ser suficientes estas ofertas se ordenarán de manera ascendente las siguientes ofertas tomando en cuenta su precio de la oferta, ubicación dentro del SNI, la velocidad de toma de carga y el comportamiento histórico de la unidad, llamándose a estas características de evaluación Factor de Ponderación que se describe con la siguiente ecuación:

$$FPON_i = (P_i * (IV_i)^2) / (COEFDISP_i * FPNE_i) \quad (31)$$

Donde:

FPON_i Factor de Ponderación.

P_i Precio ofrecido para la prestación del Servicio.

COEFDISP Coeficiente de disponibilidad vigente en el año estacional.

FPNE_i Factor Pérdidas Nodales en el nodo de conexión de la Unidad generadora Oferente.

(IV_i)² Índice de toma de carga.

El servicio de Reserva Rápida se remunera mensualmente sobre la base diaria, aquellas unidades que efectivamente hayan sido necesaria para prestar el servicio, que hayan estado efectivamente disponibles para la operación sin ninguna limitación propia o de terceros y que no hayan sido convocadas para el despacho económico, el valor de esta remuneración para cada unidad queda establecido como el producto del precio por el valor de la potencia asignada dividido el número de días del mes, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\text{ReRRa}_{in} = (P_{in}/\text{ND}) * \text{RRa}_{in} \quad (32)$$

Donde:

ReRRa_{in} Remuneración correspondiente a la unidad generadora i del día n .

P_{in}/ND Precio ofrecido para la prestación del servicio para el generador i para el día n dividido el número de días del mes.

RRa_{in} Valor de Potencia asignada para prestar el servicio de Reserva Rápida de la unidad generador i .

La distribución de estos cargos se realiza entre los participantes consumidores en base a su participación de su demanda máxima registrada en el período entre 18:00 a las 20:00 horas, entre la Demanda Máxima registrada del Sistema Nacional Interconectado, por la sumatoria de remuneración del servicio de Reserva Rápida de cada unidad generadora que prestó el servicio, tal y como se expresa en la siguiente ecuación:

$$CRRa_{jn} = \sum_i ReRRa_{in} * (Dmax_{jn} / \sum Dmax_{jn}) \quad (33)$$

Donde:

$CRRa_{jn}$ Cargo a pagar por el consumidor j en el día n.

$\sum_i ReRRa_{in}$ Sumatoria de la remuneración correspondiente a la unidad i en el día n

$Dmax_{jn}$ Demanda máxima del consumidor j en el período de 18:00 a 20:00 horas en el día n.

Si una máquina convocada a la operación como Reserva Rápida fallara durante su proceso de arranque o si transcurrido el tiempo de toma de carga informado no completara la potencia ofrecida, el AMM deberá convocar a la unidad siguiente disponible según la lista de mérito del servicio de Reserva Rápida, este caso se considera como un incumplimiento y se le hará un cargo equivalente al valor mayor entre el Precio Ofrecido o el Precio de Referencia de la Potencia en ese día, el cual se abonará para la remuneración del servicio en ese día.

2.9.3 Arranque en negro

Se define como servicio complementario de Arranque en Negro, aquellos generadores que entran en línea cuando por perturbaciones en el Sistema Nacional Interconectado (SNI), se formen islas o que el Sistema Nacional Interconectado colapse en su totalidad dándose una suspensión del suministro eléctrico. Las características principales de los generadores que prestan este servicio es que pueden entrar en línea sin depender de una de energía externa, permaneciendo en servicio alimentado exclusivamente sus servicios

Los estudios mínimos que demuestren que pueden cumplir con los siguientes requisitos.

- Regímenes de carga y descarga de las unidades.
- Grado de discretización posible en las cargas a reconectar dentro de la isla.
- Capacidad de absorber potencia reactiva por las unidades, evaluando el riesgo de autoexcitación.
- Existencia o no de niveles cortocircuito adecuados para el funcionamiento de las protecciones.
- Estabilidad angular (capacidad de mantener el sincronismo de todas las máquinas síncronas después de una perturbación), de frecuencia y tensiones durante el proceso de restablecimiento.

Completado los requisitos, el generador presentará su oferta, detallando las inversiones necesarias, para que el administrador del Mercado Mayorista al momento de la liquidación del servicio le reconozca una doceava parte de la anualidad de dicha inversión para los equipos necesarios para este servicio. La anualidad se calculará a partir del valor nuevo de remplazo de las instalaciones, considerando una tasa de actualización del 10% y una vida útil de 30 años para las instalaciones de arranque, conexión y servicios o equipos auxiliares de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$AI=VNRA * FRC(10\%,30) \quad (34)$$

Donde:

FRC Factor de recuperación del capital para la tasa de actualización y la vida útil considerada

VNRA Costo de las instalaciones para arrancar la unidad generadora, abastecerla de combustible, este costo no reconoce el costo de compra de combustible.

El monto total de este servicio será abonado por los participantes consumidores de acuerdo a su demanda de energía mensual.

2.9.4. Regulación primaria y secundaria de los generadores

Se llama regulación primaria de la frecuencia cuando los generadores hacen uso de sus reguladores de velocidad ante cambios en la frecuencia del sistema que se dan por salidas intempestivas de generadores o cambios bruscos en la demanda. Estos reguladores de velocidad permiten a la unidad generadora ajustar su potencia de entrega ante cualquier variación de frecuencia del sistema, de tal forma si la frecuencia del sistema aumenta, la potencia de entrega del generador disminuirá y viceversa.

Toda unidad generadora deberá operar obligatoriamente con el margen de reserva que establezca el AMM. Todas las unidades generadoras deberán operar con sus gobernadores desbloqueados, salvo autorización en contrario del AMM. Su estatismo deberá ajustarse a niveles comprendidos entre 2 y 6 %. La banda muerta deberá ser inferior al 0.1 % (0.06 Hz).

La Regulación Secundaria es la acción manual o automática destinada a compensar el error final resultante de la regulación Primaria. Es función de la regulación secundaria restablecer la frecuencia del Sistema Nacional Interconectado a valores nominales de 59.9 y 60.1 Hz. Este control se efectuará por medio del Control Automático de Generación, que calcula los parámetros o cambios necesarios para optimizar la operación de las unidades de generación. Esta aplicación usa parámetros en tiempo real, como es la frecuencia, generación en tiempo real, flujo en las líneas de la red; con esta información le permitirá realizar remotamente el control de la potencia de uno o varios generadores que entregan al sistema, la capacidad total bajo control automático deberá mantenerse en principio como mínimo a 5% de la potencia generada en el SNI. En condiciones normales de operación el AMM procurará que el control automático no alcance los valores límites.

La tabla diecisiete contiene la información de la Potencia ofertada por dos generadores G1 y G2 para cada uno de los 31 días del mes.

Tabla XVII. **Oferta de potencia de reserva rápida**

día	GENERADOR 1	GENERADOR 2
1	19,25	16,20
2	19,25	16,20
3	19,25	16,20
4	19,25	16,20
5	19,25	16,20
6	19,25	16,20
7	19,25	16,20
8	19,25	16,20
9	19,25	16,20
10	19,25	16,20
11	19,25	16,20
12	19,25	16,20
13	19,25	16,20
14	19,25	16,20
15	-	16,20
16	19,25	16,20
17	19,25	16,20
18	19,25	16,20
19	19,25	16,20
20	19,25	16,20
21	19,25	16,20
22	19,25	16,20
23	19,25	16,20
24	19,25	16,20
25	19,25	16,20
26	19,25	16,20
27	19,25	16,20
28	19,25	16,20
29	19,25	16,20
30	19,25	16,20
31	19,25	16,20

Fuente: elaboración propia.

Como estos generadores no están en la categoría de Contratos Existentes, el precio de su oferta no debe superar el precio de referencia de la Potencia, por lo tanto asumiremos que el precio ofrecido de cada Generador en este caso es de 8.9 US\$/Kw-mes. Utilizando la ecuación número treinta y uno, podemos valorar esta oferta para el día uno del mes en estudio:

$$\text{ReRRa}_{in} = (P_{in}/ND) * \text{RRa}_{in}$$

$$\text{ReRRa}_1 = 8.9 \text{ US\$/Kw}/31 * 19.25 \text{ Mw} * 1000$$

$$\text{ReRRa}_1 = 5,526.84 \text{ US\$ valor par la central uno}$$

$$\text{ReRRa}_2 = 8.9 \text{ US\$/Kw}/31 * 16.20 \text{ Mw} * 1000$$

$$\text{ReRRa}_1 = 4,650.19 \text{ US\$ valor par la central dos}$$

El total del pago que se tiene que realizar para el día uno por el Servicio de Reserva Rápida sería la suma de los dos cargos

$$\text{ReRRa} = \text{ReRRa}_1 + \text{ReRRa}_2$$

$$\text{ReRRa} = 5,526.84 \text{ US\$} + 4,650.19 \text{ US\$}$$

El cálculo para los demás días del mes se detalla en la tabla dieciocho que se presenta a continuación.

Tabla XVIII. Valorización del servicio de RRA

FECHA	GENERADOR 1 US\$	GENERADOR 2 US\$	TOTAL DE RRA EN US\$ POR DÍA
1	5 526,84	4 650,19	10 177,035
2	5 526,84	4 650,19	10 177,035
3	5 526,84	4 650,19	10 177,035
4	5 526,84	4 650,19	10 177,035
5	5 526,84	4 650,19	10 177,035
6	5 526,84	4 650,19	10 177,035
7	5 526,84	4 650,19	10 177,035
8	5 526,84	4 650,19	10 177,035
9	5 526,84	4 650,19	10 177,035
10	5 526,84	4 650,19	10 177,035
11	5 526,84	4 650,19	10 177,035
12	5 526,84	4 650,19	10 177,035
13	5 526,84	4 650,19	10 177,035
14	5 526,84	4 650,19	10 177,035
15	-	4 650,19	4 650,193
16	5 526,84	4 650,19	10 177,035
17	5 526,84	4 650,19	10 177,035
18	5 526,84	4 650,19	10 177,035
19	5 526,84	4 650,19	10 177,035
20	5 526,84	4 650,19	10 177,035
21	5 526,84	4 650,19	10 177,035
22	5 526,84	4 650,19	10 177,035
23	5 526,84	4 650,19	10 177,035
24	5 526,84	4 650,19	10 177,035
25	5 526,84	4 650,19	10 177,035
26	5 526,84	4 650,19	10 177,035
27	5 526,84	4 650,19	10 177,035
28	5 526,84	4 650,19	10 177,035
29	5 526,84	4 650,19	10 177,035
30	5 526,84	4 650,19	10 177,035
31	5 526,84	4 650,19	10 177,035
			-
	165 805,28	144 155,97	309 961,247

Fuente: elaboración propia.

El total de pago que se tiene que hacer por el servicio de Reserva Rápida es de 309,961.247 US\$, este pago se distribuirá entre todos los Agentes Consumidores de acuerdo a su participación demanda máxima registrada en el total de Demanda máxima registrada del Sistema Nacional Interconectado del SIN el cual se le llama factor de participación, para nuestro ejemplo solo tomaremos dos agentes consumidores C1 y C2. Al multiplicar estos factores por la remuneración diaria que hay que hacer por el Servicio de RRA, se obtiene el dato que se tiene que pagar cada agente consumidor. Por ejemplo en el día uno de ese mes, la demanda del Consumidor C1 es de 292.25 Mwh si dividimos esta demanda en el total de la demanda de energía del SNI que es de 1097.986 se obtiene el factor de participación de ese consumidor C1 que es de 0.266; de igual forma se puede obtener el factor de participación del consumidor C2 dividiendo su demanda de ese día que es de 442.5Mwh entre el total de la demanda de energía del SNI siendo el valor de 0.403, para obtener el total que tiene que pagar cada uno de los consumidores se multiplica su factor de participación en el día uno por el total de pago que se tiene que realizar para ese día del servicio de Reserva Rápida que aparece en el cuadro dieciocho que son 10,177.035 US\$, de este total a pagar al consumidor uno por su factor de participación le tocara pagar 2708.78 US\$ y al consumidor dos le tocar pagar 4,099.11 US\$; tal como aparece y se desarrolla para los demás días en la siguiente tabla diecinueve.

**Tabla XIX. Cálculo de la distribución del pago de RRA
entre los agentes consumidores**

DEMANDA C2 MWh	DEMANDA DEL SIN MW	FACTOR DE C1	FACTOR C2	A PAGAR POR C1 US\$	A PAGAR C2 US\$
442,25	1 097,986	0,266	0,403	2 708,78	4 099,11
487,72	1 248,021	0,271	0,391	2 753,96	3 977,14
488,70	1 252,671	0,270	0,390	2 751,72	3 970,36
488,20	1 265,653	0,267	0,386	2 719,44	3 925,58
468,45	1 223,968	0,260	0,383	2 647,87	3 895,09
477,81	1 233,231	0,266	0,387	2 705,23	3 943,08
448,56	1 147,545	0,260	0,391	2 647,83	3 978,11
440,89	1 097,373	0,265	0,402	2 697,68	4 088,78
491,36	1 238,189	0,276	0,397	2 805,75	4 038,64
490,32	1 287,911	0,264	0,381	2 689,20	3 874,50
490,10	1 303,395	0,261	0,376	2 655,53	3 826,75
494,53	1 315,021	0,262	0,376	2 666,36	3 827,22
487,38	1 284,034	0,263	0,380	2 674,02	3 862,90
444,79	1 145,766	0,257	0,388	2 618,38	3 950,73
441,84	1 095,613	0,266	0,403	1 238,68	1 875,34
486,07	1 218,169	0,276	0,399	2 807,63	4 060,78
492,31	1 291,632	0,265	0,381	2 697,10	3 878,98
490,77	1 307,532	0,261	0,375	2 652,31	3 819,82
492,07	1 308,722	0,261	0,376	2 660,04	3 826,49
480,13	1 277,318	0,258	0,376	2 630,32	3 825,45
451,58	1 153,923	0,261	0,391	2 659,82	3 982,75
446,24	1 092,419	0,271	0,408	2 759,81	4 157,22
489,47	1 288,003	0,264	0,380	2 682,31	3 867,52
494,10	1 298,896	0,265	0,380	2 696,08	3 871,35
491,11	1 277,299	0,267	0,384	2 717,81	3 912,95
491,88	1 308,805	0,261	0,376	2 658,36	3 824,74
482,54	1 279,723	0,260	0,377	2 644,52	3 837,40
453,88	1 167,199	0,260	0,389	2 649,59	3 957,47
445,16	1 099,145	0,269	0,405	2 732,92	4 121,77
489,59	1 285,910	0,264	0,381	2 687,64	3 874,78
494,54	1 299,304	0,265	0,381	2 698,71	3 873,61
14 754,35	38 190,373			82 015,436	119 826,420

Fuente: elaboración propia.

Cálculo de reserva rodante

El siguiente ejemplo determina el cálculo que se debe realizar para la remuneración de la oferta de Reserva Rodante para las ofertas presentadas por los agentes productores.

En la tabla veinte se observa la Potencia asignada por el Administrador del mercado Mayorista a cuatro generadores que ofertaron para prestar el servicio de Reserva Rodante Operativa, para las 24 horas de día uno de un mes.

Tabla XX. **Potencia para la oferta de RRO**

HORA/DIA		GENERADOR 1	GENERADOR 2	GENERADOR 3	GENERADOR 4
día 1	1,00	6,05	0,00	0,00	4,67
	2,00	6,05	0,00	0,00	4,13
	3,00	6,05	0,00	0,00	3,76
	4,00	6,05	0,00	0,00	4,05
	5,00	6,05	0,00	0,00	2,25
	6,00	6,05	5,35	0,00	2,17
	7,00	6,05	5,35	5,00	5,20
	8,00	2,68	5,35	5,00	5,20
	9,00	0,00	5,35	5,00	5,20
	10,00	0,00	5,35	5,00	5,20
	11,00	0,00	5,35	5,00	5,20
	12,00	0,00	5,35	5,00	5,20
	13,00	0,82	5,35	5,00	5,20
	14,00	0,50	5,35	5,00	5,20
	15,00	0,00	5,35	5,00	5,20
	16,00	0,00	5,35	5,00	5,20
	17,00	0,00	5,35	5,00	5,20
	18,00	0,00	5,35	5,00	5,20
	19,00	0,00	5,35	5,00	5,20
	20,00	0,00	5,35	5,00	5,20
	21,00	0,00	5,35	5,00	4,30
	22,00	0,00	5,35	5,00	5,20
	23,00	2,39	5,35	5,00	5,20
	24,00	6,05	5,35	5,00	1,16

Fuente: elaboración propia.

En la tabla XXI, se presentan el precio en US\$/Mw que cada uno de los generadores le dio a su oferta, para cada una de las horas de día uno.

Tabla XXI. Precio ofrecido por los generadores que ofertan RRO.

HORA/DIA		GENERADOR 1	GENERADOR 2	GENERADOR 3	GENERADOR 4
día 1	1:00	127,00	125,00	129,00	135,00
	2:00	127,00	125,00	129,00	135,00
	3:00	127,00	125,00	129,00	135,00
	4:00	127,00	125,00	129,00	135,00
	5:00	127,00	125,00	129,00	135,00
	6:00	127,00	125,00	129,00	135,00
	7:00	127,00	125,00	129,00	135,00
	8:00	127,00	125,00	129,00	135,00
	9:00	127,00	125,00	129,00	135,00
	10:00	127,00	125,00	129,00	135,00
	11:00	127,00	125,00	129,00	135,00
	12:00	127,00	125,00	129,00	135,00
	13:00	127,00	125,00	129,00	135,00
	14:00	127,00	125,00	129,00	135,00
	15:00	127,00	125,00	129,00	135,00
	16:00	127,00	125,00	129,00	135,00
	17:00	127,00	125,00	129,00	135,00
	18:00	127,00	125,00	129,00	135,00
	19:00	127,00	125,00	129,00	135,00
	20:00	127,00	125,00	129,00	135,00
	21:00	127,00	125,00	129,00	135,00
	22:00	127,00	125,00	129,00	135,00
	23:00	127,00	125,00	129,00	135,00
	0:00	127,00	125,00	129,00	135,00

Fuente: elaboración propia.

Para determinar el monto que se le tiene que pagar a cada uno de los generadores, que presentaron oferta de Reserva Rodante Operativa, se utiliza la ecuación número veintiocho y los datos de las tablas anteriores, de tal forma que para la hora uno del día uno se obtienen los siguientes valores:

$$PRRO_{G1} = PSR_{G1} * MPR_{G1} = 6.1Mw * 127 \text{ US\$/Mw} = 768.35 \text{ US\$}$$

$$PRRO_{G2} = PSR_{G2} * MPR_{G2} = 0Mw * 125 \text{ US\$/Mw} = 0 \text{ US\$}$$

$$PRRO_{G3} = PSR_{G3} * MPR_{G3} = 0Mw * 129 \text{ US\$/Mw} = 0 \text{ US\$}$$

$$PRRO_{G4} = PSR_{G4} * MPR_{G4} = 4.7Mw * 135 \text{ US\$/Mw} = 630.45 \text{ US\$}$$

En la tabla XXII, se muestra los valores que se le paga a cada uno de los generadores que ofertaron Reserva Rodante operativa en las restantes horas del día uno

Tabla XXII. Pago a los Generadores que ofertaron RRO

HORA/DIA		GENERADOR 1	GENERADOR 2	GENERADOR 3	GENERADOR 4	TOTAL HORARIO DIARIO
dia 1	1:00	768,35		-	630,45	1 398,80
	2:00	768,35	-	-	557,55	1 325,90
	3:00	768,35	-	-	507,60	1 275,95
	4:00	768,35	-	-	546,75	1 315,10
	5:00	768,35	-	-	303,75	1 072,10
	6:00	768,35	668,75	-	292,95	1 730,05
	7:00	768,35	668,75	645,00	702,00	2 784,10
	8:00	340,36	668,75	645,00	702,00	2 356,11
	9:00	-	668,75	645,00	702,00	2 015,75
	10:00	-	668,75	645,00	702,00	2 015,75
	11:00	-	668,75	645,00	702,00	2 015,75
	12:00	-	668,75	645,00	702,00	2 015,75
	13:00	104,14	668,75	645,00	702,00	2 119,89
	14:00	63,50	668,75	645,00	702,00	2 079,25
	15:00	-	668,75	645,00	702,00	2 015,75
	16:00	-	668,75	645,00	702,00	2 015,75
	17:00	-	668,75	645,00	702,00	2 015,75
	18:00	-	668,75	645,00	702,00	2 015,75
	19:00	-	668,75	645,00	702,00	2 015,75
	20:00	-	668,75	645,00	702,00	2 015,75
	21:00	-	668,75	645,00	580,50	1 894,25
	22:00	-	668,75	645,00	702,00	2 015,75
	23:00	303,53	668,75	645,00	702,00	2 319,28
	0:00	768,35	668,75	645,00	156,60	2 238,70
TOTAL DEL DIA US\$						46 082,73

Fuente: Elaboración propia.

La distribución de este cargo de Reserva Rodante de 46 082,73 US\$ para el día uno de se distribuye entre todos los agentes Consumidores en función de su factor participación de su demanda entre la demanda del sistema nacional interconectado, para nuestro ejemplo solo haremos el calculo que le corresponderá a dos consumidores, en la primera hora de ese día de un mes y el resto de las horas se desarrollan en la tabla XXIII.

Usando la ecuación veintinueve se obtiene el monto que tiene que pagar cada uno de los consumidores:

$$CRRO_{jh} = \sum PPRO_{ih} * (D_{jh} / \sum D_{ij})$$

$$CRRO_{c1} = 1\ 398,8 * (166,65 / 630)$$

$$CRRO_{c1} = 369,78 \text{ US\$}$$

$$CRRO_{c1} = 1\ 398,8 * (53,63 / 630)$$

$$CRRO_{c2} = 119,07 \text{ US\$}$$

Tabla XXIII. **Distribución del pago del servicio de RRO entre los agentes consumidores**

HORA/DIA	DEMANDA DEL SIN MW	DEMANDA CONSUMIDOR 1 MW	DEMANDA CONSUMIDOR 2 MW	FACTOR DE PARTICIPACION CONSUMIDOR 1	FACTOR DE PARTICIPACION CONSUMIDOR 2	TOTAL DEL CARGO DE RRO US\$	CARGO PARA EL CONSUMIDOR 1 US\$	CARGO POR EL CONSUMIDOR 2 US\$
día 1	1:00	630,00	166,55	53,63	0,26436	1 398,80	369,7843274	119,0756423
	2:00	602,44	155,64	47,06	0,25836	1 325,90	342,5561434	103,5811042
	3:00	589,10	150,26	44,00	0,25507	1 275,95	325,4516535	95,29839954
	4:00	581,20	148,51	42,69	0,25552	1 315,10	336,0319118	96,58521676
	5:00	588,94	149,92	46,41	0,25455	1 072,10	272,9035208	84,47711934
	6:00	617,01	145,15	64,36	0,23524	1 730,05	406,9802256	180,4498789
	7:00	629,11	136,87	89,09	0,21756	2 784,10	605,7070045	394,274397
	8:00	682,06	161,18	100,47	0,23632	2 356,11	556,795394	347,0797419
	9:00	735,11	193,73	102,23	0,26354	2 015,75	531,2378211	280,313867
	10:00	765,28	212,89	103,54	0,27818	2 015,75	560,7926685	272,7224402
	11:00	776,10	215,92	103,98	0,27821	2 015,75	560,7926685	270,0565432
	12:00	779,59	214,65	103,54	0,27534	2 015,75	555,0125345	267,7154004
	13:00	779,80	213,70	102,23	0,27404	2 119,89	580,9319568	277,899389
	14:00	770,64	205,85	102,23	0,26711	2 079,25	555,3910074	275,8130181
	15:00	761,01	199,50	97,85	0,26215	2 015,75	528,4257866	259,1758938
	16:00	746,91	189,81	99,38	0,25413	2 015,75	512,2543037	268,2052765
	17:00	740,40	183,77	99,82	0,24820	2 015,75	500,3166316	271,7559114
	18:00	768,60	186,53	104,63	0,24269	2 015,75	489,2078041	274,4128074
	19:00	927,27	231,25	126,52	0,24938	2 015,75	502,6944997	275,0433061
	20:00	1 096,68	292,25	136,59	0,26648	2 015,75	537,1623477	251,0633372
	21:00	1 049,40	287,06	133,09	0,27355	1 894,25	518,1705038	240,2390543
	22:00	913,98	252,80	120,83	0,27659	2 015,75	557,5447074	266,4892834
	23:00	756,89	202,43	95,88	0,26745	2 319,28	620,2941537	293,7902741
	0:00	645,80	169,94	68,95	0,26314	2 238,70	589,0960382	239,0293748
TOTALES						46 082,73	11 915,49	5 704,55

Fuente: elaboración propia.

2.10. Generación forzada

En este capítulo se tratarán aquellos casos de participantes Productores en los cuales sus unidades generadoras tienen que entrar en línea, no por Despacho Económico, si no que su entrada se debe a restricciones del sistema, restricciones técnicas de la máquina o por condiciones contractuales, estudiándose que pasa con esta energía producida, el costo y la forma de liquidarla.

2.10.1. Fundamento y definición de generación forzada

Es la unidad generadora obligada a generar fuera del Despacho Económico por causa de restricciones técnicas, operativas, de calidad o de confiabilidad, del parque de generación o de la red de transporte, así como por cláusulas contractuales de los contratos existentes. La energía producida por esta unidad generadora se le llama Generación Forzada, siendo su costo operativo superior al Precio de Oportunidad de la Energía (POE), en el nodo en que la misma está conectada.

Las consideraciones que hay que tomar en cuenta con las unidades que están forzadas son las siguientes:

- Las unidades generadoras que resultan forzadas son excluidas del cálculo del POE.
- Si un generador que resulte forzado tiene contrato con un agente consumidor, y esto le ocasiona al agente consumidor un sobre costo, el mismo le será reconocido en las transacciones del Mercado Mayorista.

- Las unidades forzadas que contemplen contratos existentes de acuerdo al Artículo 40 del RAMM, serán administrados de acuerdo a sus estipulaciones contractuales, de tal forma que los sobrecostos que ocasionen las pruebas de potencia o compra de energía obligada, serán pagados o percibidos, respectivamente por el agente consumidor o comprador de dichos contratos. Por lo tanto, a tales generadores no les corresponde remuneración por Generación Forzada.

2.10.2. Origen de la generación forzada

Las diferentes razones de generación forzada se detallan a continuación:

- Por requerimiento del AMM para garantizar el suministro del Sistema Nacional Interconectado, los sobrecostos por este tipo de generación serán pagados por toda la demanda en función de sus compras de energía horaria.
- Por la obtención de los criterios de calidad y niveles mínimos en el sistema de Transmisión Principal y Secundario para el caso del sistema de Transmisión Principal los cargos serán pagados por los agentes productores exceptuando las unidades que resultaron forzadas por esa limitación, en proporción a la energía entregada al sistema en la hora que se produce la generación forzada. En el caso del Sistema secundario los sobrecostos de este tipo de Generación Forzada serán pagados por los participantes responsables del cargo de peaje del sistema secundario correspondiente. Para ambos casos para los participantes productores que entregan la energía vendida en el nodo de la central, dichos cargos serán asignados al participante consumidor respectivo.

- Por la falta de reserva de potencia reactiva por inadecuado nivel de tensión debido al incumplimiento por parte de los participantes de sus obligaciones de suministro o consumo de potencia reactiva, los sobrecostos de esta generación serán asignados al agente respectivo.
- Por restricciones técnicas de Unidades generadoras que por el tipo de tecnología una vez en línea tienen que permanecer por determinado tiempo ya que no pueden estar ingresando y saliendo de línea en períodos de tiempos cortos, esto ocasiona generación forzada por arranque y parada, que resultan asociadas al despacho económico, estos sobrecostos serán pagados por los participantes consumidores en proporción a su demanda total.
- Para dar cumplimiento a las condiciones contractuales de los contratos existentes de acuerdo a lo que define el artículo 40 de RAMM, donde se definen compras obligadas de compra de energía, los sobrecostos de este tipo de generación serán pagados por el agente comprador de dicho contrato.
- Por requerimientos propios de los Participantes productores o consumidores, que sea aceptado por el AMM, estos sobrecostos serán pagados por el participante respectivo.
- Por la generación de las unidades generadoras que prestan el Servicio de Reserva Rodante Operativa y de Reserva Rápida, estos sobrecostos serán pagados por los participantes consumidores en proporción a su demanda de energía en las horas que se dio dicha generación.
- Por oferta de importación a requerimiento del AMM, estos sobrecostos serán pagados por los compradores en el mercado de Oportunidad en proporción a su demanda de energía en la hora que se da este tipo de Generación Forzada.

2.10.3. Cálculo de la remuneración y distribución de los costos de generación forzada.

El siguiente ejemplo muestra como es el desarrollo para la remuneración que se le hace a dos generadores que resultan forzados por cualquiera de las condiciones expuestas anteriormente. El ejemplo muestra 2 generadores G1 y G2. El generador G1 entra en línea por despacho económico; Sin embargo, su tecnología no le permite entrar y salir de línea en períodos de cortos de tiempo, por lo tanto, si entra en línea tiene que permanecer generando en períodos donde no es económicamente despachadle; en otras palabras, queda forzado en horas del día como Generación Forzada por arranque y parada.

En el caso del generador G2, está en línea porque está prestando el servicio de Reserva Rodante, por lo que en algunas horas esta forzado por estar prestando un Servicio Complementario que para nuestro ejemplo es de Reserva Rodante Operativa.

En la tabla veinticuatro aparece la información de las veinticuatro horas de un día de la generación de cada uno de los generadores G1 y G2, sus costos variables, los factores de pérdidas nodales de estos generadores y el precio de oportunidad de la energía (POE).

Tabla XXIV. Información de Generadores G1 y G2 que resultan forzadas

HORA	Generacion de G1	Generacion de G2	costo variable G1	costo variable G2	FPN DE G1	FPN DE G2	POE
1:00	46 832,00	-	83,07	114,500	1,00553	1,00024628	0,893
2:00	33 440,00	-	83,07	114,500	1,00553	1,00024628	0,89
3:00	30 848,00	-	83,07	114,500	1,00553	1,00024628	0,89
4:00	30 848,00	-	83,07	114,500	1,00553	1,00024628	0,89
5:00	30 560,00	4 100,00	83,07	114,500	1,00553	1,00024628	0,89
6:00	31 136,00	11 100,00	83,07	114,500	1,00553	1,00024628	0,89
7:00	40 928,00	4 300,00	83,07	114,500	0,99336	0,98475437	15,76
8:00	67 136,00	5 500,00	83,07	114,500	0,99336	0,98475437	113,08
9:00	80 000,00	8 900,00	83,07	114,500	0,99336	0,98475437	113,08
10:00	80 000,00	11 100,00	83,07	114,500	0,99336	0,98475437	113,08
11:00	80 000,00	6 500,00	83,07	114,500	0,99336	0,98475437	113,08
12:00	80 000,00	8 500,00	83,07	114,500	0,99336	0,98475437	113,08
13:00	80 000,00	7 300,00	83,07	114,500	0,99336	0,98475437	113,08
14:00	80 000,00	7 800,00	83,07	114,500	0,99336	0,98475437	112,48
15:00	80 000,00	8 100,00	83,07	114,500	0,99336	0,98475437	112,48
16:00	80 000,00	6 700,00	83,07	114,500	0,99336	0,98475437	108,59
17:00	80 000,00	8 300,00	83,07	114,500	0,99336	0,98475437	108,59
18:00	80 000,00	15 400,00	83,07	114,500	0,99336	0,98475437	108,59
19:00	80 000,00	15 400,00	83,07	114,500	0,99378	0,98411591	114,93
20:00	80 000,00	15 400,00	83,07	114,500	0,99378	0,98411591	115,11
21:00	80 000,00	15 400,00	83,07	114,500	0,99378	0,98411591	115,11
22:00	70 160,00	15 400,00	83,07	114,500	0,99378	0,98411591	114,93
23:00	47 840,00	4 300,00	83,07	114,500	1,00553	1,00024628	111,14
0:00	33 584,00	10 400,00	83,07	114,500	1,00553	1,00024628	16,11

Fuente: elaboración propia.

Para determinar si un generador esta forzado es necesario que primero se valore el POE en las barras de cada uno de los generadores, para esto se multiplica el POE por el factor de pérdidas nodales de cada generador por medio de la siguiente ecuación:

$$VPOE_{gid} = POE_{id} * FPN_{gid} \quad (35)$$

Donde:

$VPOE_{gid}$ Valorización del POE en el nodo del generador g en el día d en la hora i

POE_{id} Precio de Oportunidad de la energía del día d en la hora i

FPN_{gid} Factor de Pérdidas nodales del generador g del día d en la hora i

Por lo tanto la valorización del POE en el nodo de los generadores G1 y G2 se calcula de la siguiente manera:

$$VPOE_{G1} = POE * FPN_{G1}$$

$$VPOE_{G1} = 0,893 \text{ US\$/MWh} * 1,0053$$

$$VPOE_{G1} = 0.90 \text{ US\$/MWh}$$

$$VPOE_{G2} = POE * FPN_{G2}$$

$$VPOE_{G2} = 0,893 \text{ US\$/MWh} * 0,988$$

$$VPOE_{G2} = 0,882 \text{ US\$/MWh}$$

Como segundo punto se determina la condición en cada hora de ese día de tal forma que si el costo variable es mayor al POE en el nodo de la central, se sabe que esta unidad esta forzada. Realizando el cálculo para la primera hora de ese día tenemos:

Si $CV_{G1} > POE_{G1}$ y como G1 esta generado entonces este generador esta en condición Forzada en esta hora; De igual forma se analiza para el generador G2. El análisis horario para saber si estos generadores están o no en condición de forzamiento se analiza en la siguiente tabla veinticinco

Tabla XXV. Evaluación de la condición forzada de los generadores

HORA	POE* FPN G1	POE *FPN G2	CONDICION G1	CONDICION G2
1:00	0,90	0,89	forzado	
2:00	0,9	0,89	forzado	
3:00	0,9	0,89	forzado	
4:00	0,9	0,89	forzado	
5:00	0,9	0,89	forzado	forzado
6:00	0,9	0,89	forzado	forzado
7:00	15,65	15,52	forzado	forzado
8:00	112,33	111,36		forzado
9:00	112,33	111,36		forzado
10:00	112,33	111,36		forzado
11:00	112,33	111,36		forzado
12:00	112,33	111,36		forzado
13:00	112,33	111,36		forzado
14:00	111,73	110,76		forzado
15:00	111,73	110,76		forzado
16:00	107,87	106,93		forzado
17:00	107,87	106,93		forzado
18:00	107,87	106,93		forzado
19:00	114,21	113,10		forzado
20:00	114,4	113,29		forzado
21:00	114,4	113,29		forzado
22:00	114,21	113,10		forzado
23:00	111,75	111,16		forzado
0:00	16,2	16,11	forzado	forzado

Fuente: elaboración propia.

Por último la valorización de esta Generación Forzada se calcula multiplicando la generación de la unidad forzada por la diferencia del costo variable del generador menos el POE tal y como se observa en el cuadro numero veintiseises. Para el siguiente ejemplo usaremos la ecuación treinta y cinco para la valorización del pago que se le tiene que realizar a un generador que este prestando este servicio.

$$CGF_{gid} = G_{gid} * (CV_{gid} - VPOE_{gid}) \quad (36)$$

Donde:

CGF_{gid} Cargo por Generación Forzada del generador g del día d de la hora i

$.G_{gid}$ Generación del generador g del día d de la hora i

CV_{gid} Costo Variable del generador g del día d de la hora i

$VPOE_{gid}$ Valorización del POE en el nodo del generador g en el día d en la hora i

El monto que se le tiene que pagar al generador G1 en esa hora es el siguiente:

$$CGF_{G1} = 46\,832 \text{ KWh}/1\,000 * (83,07\text{US\$/MWh} - 0,90 \text{ US\$/Mwh})$$

$$CGF_{G1} = 3\,848,19 \text{ US\$}$$

El desarrollo de cálculo para las demás horas de ese día lo podemos ver en la tabla 26.

Tabla XXVI. **Pago a los generadores G1 y G2 por estar forzadas**

HORA	US\$ A RECIBIR G1	US\$ A RECIBIR G2	TOTAL
1:00	3 848,19	-	3 848,19
2:00	2 747,76	-	2 747,76
3:00	2 534,78	-	2 534,78
4:00	2 534,78	-	2 534,78
5:00	2 511,12	465,80	2 976,92
6:00	2 558,45	1 261,07	3 819,52
7:00	2 759,37	425,61	3 184,98
8:00	-	17,27	17,27
9:00	-	27,95	27,95
10:00	-	34,85	34,85
11:00	-	20,41	20,41
12:00	-	26,69	26,69
13:00	-	22,92	22,92
14:00	-	29,17	29,17
15:00	-	30,29	30,29
16:00	-	50,72	50,72
17:00	-	62,83	62,83
18:00	-	116,58	116,58
19:00	-	21,56	21,56
20:00	-	18,63	18,63
21:00	-	18,63	18,63
22:00	-	21,56	21,56
23:00	-	14,36	14,36
0:00	2 245,76	1 023,26	3 269,02
	21 740,20	3 710,18	25 450,38

Fuente: elaboración propia.

El total recaudado por concepto de Generación Forzada se distribuye por normativa entre los participantes consumidores proporción a su consumo de energía, a este valor se le llama porcentaje de participación de la demanda, en el cuadro número veintisiete se puede observar este porcentaje de participación para dos consumidores C1 y C2, que se obtiene al dividir la demanda del consumidor C1 entre la demanda total del sistema nacional interconectado(SNI) en cada hora del día, de igual forma se realiza para la Demanda del consumidor C2. Para determinar el monto en dólares que debe pagar a cada agente consumidor, se multiplica el factor de participación (Fp) por el monto a pagar que se determino en la tabla numero veintiséis. Lo anterior se puede expresar con la siguiente ecuación:

$$CGF_{jid} = \sum CGF_{gid} * (D_{jih} / \sum D_{jih}) \quad (37)$$

Donde:

$CRRO_{jid}$ Cargo por Generación Forzada al consumidor j en la hora i del día d

$\sum CGF_{gid}$ Total de pago que se tiene que realizar por Generación Forzada a los generadores g en la hora i del día d

D_{jih} Demanda de energía del consumidor j en la hora i del día d

$\sum D_{jid}$ Demanda de energía del SNI en la hora i del día d

Por lo anterior el cálculo para los consumidores C1 y C2 para la hora uno es :

$$CGF_{c1} = 3\,848,19\text{US\$} * (121\,546 / 636\,781)$$

$$CGF_{c1} = 3\,848\text{ US\$} * 0,19$$

$$CGF_{c1} = 734,52\text{US\$}$$

$CGF_{c2} = 3\,848,19\text{US\$} * (56\,973 / 636\,781)$

$CGF_{c2} = 3\,848\text{ US\$} * 0,09$

$CGF_{c2} = 344,06\text{US\$}$

El calculo para las demas horas de ese día se detalla en la tabla veintisiete.

Tabla XXVII. Distribución del Pago de generación forzada entre los agentes consumidores C1 y C2.

HORA	DEMANA DEL SIN	DEMANDA DE C1	DEMANDA DE C2	FP DE D1	FP DE D2	CARGO DE C1 US\$	CARGO DE C2 US\$
1:00	636 781,00	121 546,00	56 973,00	0,19	0,09	734,52	344,30
2:00	682 058,00	110 644,00	49 417,00	0,16	0,07	445,74	199,08
3:00	735 109,00	105 259,00	47 697,00	0,14	0,06	362,95	164,47
4:00	766 677,00	103 507,00	50 007,00	0,14	0,07	342,21	165,33
5:00	776 101,00	104 916,00	72 512,00	0,14	0,09	402,43	278,14
6:00	781 247,00	100 147,00	129 032,00	0,13	0,17	489,62	630,84
7:00	780 990,00	91 868,00	139 611,00	0,12	0,18	374,65	569,35
8:00	771 940,00	116 184,00	135 946,00	0,15	0,18	2,60	3,04
9:00	762 718,00	148 733,00	169 220,00	0,20	0,22	5,45	6,20
10:00	746 909,00	167 889,00	184 454,00	0,22	0,25	7,83	8,61
11:00	744 391,00	170 916,00	195 906,00	0,23	0,26	4,69	5,37
12:00	772 435,00	169 651,00	205 632,00	0,22	0,27	5,86	7,11
13:00	931 270,00	168 696,00	201 449,00	0,18	0,22	4,15	4,96
14:00	1 096 682,00	160 847,00	192 739,00	0,15	0,18	4,28	5,13
15:00	1 051 618,00	154 498,00	197 494,00	0,15	0,19	4,45	5,69
16:00	921 839,00	144 809,00	194 035,00	0,16	0,21	7,97	10,68
17:00	756 889,00	138 769,00	185 706,00	0,18	0,25	11,52	15,42
18:00	662 815,00	141 535,00	164 396,00	0,21	0,25	24,89	28,91
19:00	931 270,00	186 246,00	183 595,00	0,20	0,20	4,31	4,25
20:00	1 096 682,00	247 247,00	237 722,00	0,23	0,22	4,20	4,04
21:00	1 051 618,00	242 062,00	219 874,00	0,23	0,21	4,29	3,90
22:00	921 839,00	207 803,00	180 250,00	0,23	0,20	4,86	4,22
23:00	756 889,00	157 431,00	119 709,00	0,21	0,16	2,99	2,27
0:00	662 815,00	124 937,00	80 393,00	0,19	0,12	616,19	396,50
TOTAL A PAGAR DELA DEMANDA D1						3 872,67	
TOTAL A PAGAR DELA DEMANDA D2						2 867,79	

Fuente: elaboración propia.

2.11. Peaje en el sistema secundario y principal

En capítulos anteriores se estudio como el marco regulatorio determino y ordenó la separación vertical de las actividades eléctricas, reconociendo como Agentes del Mercado a los Transportistas, que su función es del transporte y transformación de la energía que generan los agentes productores o de la energía que consume los agentes consumidores y la transformación de los niveles de voltajes. Siendo entonces las instalaciones de transmisión, las líneas eléctricas, equipos de compensación, instalaciones de maniobra y equipos de control y comunicación. Por tanto, un generador o un usuario de una línea de transporte o subestación de transformación de un agente transportista tendrá que pagar por utilizar estas instalaciones por medio del pago de Peaje. En este capítulo se desarrollan las definiciones de un sistema de transmisión Principal y Secundario y la forma de remuneración de este servicio.

2.11.1. Fundamento y definición del sistema principal

El Artículo número seis de la Ley General de Electricidad y la Norma de Coordinación Comercial NC09 del Administrador del Mercado Mayorista, definen como Sistema Principal el sistema de transmisión (líneas eléctricas, equipos de compensación e instalaciones de maniobra) compartido por los Generadores. También en el artículo 6 de la ley general de electricidad define que será la Comisión Nacional de Energía Eléctrica la que define este sistema.

2.11.2. Fundamento y definición del sistema secundario

El artículo 6 de la ley general de electricidad y en la norma de Coordinación Comercial NCC-09 se definen como Sistema Secundario, aquellos sistemas que no forman parte del Sistema Principal, que conectan a un participante productor con el Sistema Principal de transporte. Los sistemas de distribución privada y final no forman parte del Sistema Secundario.

2.11.3. Fundamento y definición del sistema secundario de subtransmisión

De acuerdo a lo que define el numeral 9.2 de la Norma de Coordinación Comercial NCC-09, son las instalaciones de uso específicos de los participantes consumidores, que los conectan con el Sistema Principal de Transmisión, determinadas por resolución de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

2.11.4. Fundamento y definición de potencia

Es la Potencia inyectada o retirada del Sistema Nacional Interconectado en el sentido preponderante del flujo o la reservada por un participante productor o consumidor; esta sirve de base para la asignación del pago de peaje de los Sistema Secundarios.

2.11.5. Cálculo de la liquidación y distribución de los cargos de peaje principal y secundario.

De acuerdo a lo que establece el artículo 64 de la Ley General de Electricidad que indica que el uso de las instalaciones de transmisión y transformación principal y secundario devengarán el pago de peajes a su propietario, los cuales serán acordados entre las partes; de no existir un acuerdo se aplicarán los peajes que estipule la CNEE , por otro lado, el artículo 70 de esta misma Ley indica que todo generador, importador, exportador y comercializador de energía eléctrica deberá pagar un peaje a los transmisores involucrados.

Siendo el Administrador del Mercado Mayorista quien calcula los cargos de peajes de acuerdo a las cargas anuales de peajes de acuerdo a las resoluciones de la CNEE.

La metodología de cálculo de peaje para el Sistema Principal por parte del AMM es el siguiente:

- De acuerdo a la resolución de la comisión se obtiene el Costo anual de Transmisión CAT este se divide en los 12 meses del año para tener el valor mensual y luego para obtener el costo diario se divide entre el número de días del mes a calcular (DM), para obtener el costo diario de transmisión CDT_m para el mes en estudio, que será repartido entre participantes productores, consumidores con demanda no cubierta, participantes productores y exportadores, tal y como se indica la siguiente ecuación.

$$CDT_m = \frac{\sum_t CAT/12}{DM} \quad (38)$$

- El cálculo del cargo de Peaje Principal para un participante productor se hará en función de su Potencia Firme que haya comprometido en contratos para el cubrimiento de la Demanda Firme. Exceptuando del pago aquellos generadores que su punto de entrega sea el nodo de la central, para estos casos, de acuerdo al artículo 82 de la Ley General de electricidad, el cargo será asignado al comprador del contrato en proporción de la Demanda Firme contratada.
- El cargo de Peaje Principal para un Participante Consumidor que incumpla con no tener cubierta su Demanda Firme, se le hará un cargo en función de su Demanda Firme no cubierta con contratos de Potencia.
- Para los participantes que importen Potencia o Energía para cubrir Demanda Firme, el cargo de Peaje Principal será en proporción de la Potencia de importación para cubrimiento de Demanda Firme.

- Para los participantes que inyecten en el sentido preponderante de las interconexiones internacionales en el período de Máxima Demanda, se le asignará un cargo de Peaje Principal de acuerdo a la potencia de exportación.

Por lo anterior la ecuación para determinar el cargo de Peaje Principal de un participante del Mercado Mayorista será la siguiente:

$$CP_{id} = CDTm * \frac{PCPid+PCCid+PEid+PIid+PDFid}{\sum PCid+\sum PCCid+\sum PEid+\sum PIid+\sum PDFid} \quad (39)$$

Donde:

- CP_{id} Cargo del Sistema Principal para el participante i para el día d.
- PCP_{id} Potencia Firme comprometida en contratos por el participante productor i para cubrimiento de Demanda Firme, cuando en el contrato no se establezca como punto de entrega el nodo de la central o unidad generadora.
- PCC_{id} Potencia contratada por el participante consumidor i, para el cubrimiento de su Demanda Firme, cuando en el contrato se establezca como punto de entrega el nodo de la central o unidad generadora.
- PE_{id} Potencia Máxima de exportación inyectada por el participante i en el sentido preponderante del flujo en el período de máxima Demanda.

PI_{id}	Potencia de Importación comprometida por el participante i en el período de Máxima demanda para cubrimiento de Demanda Firme.
PDF_{id}	Demanda Firme no cubierta por contratos de Potencia firme del participante consumidor i .
$\Sigma =$	Sumatoria para todos los Participantes i de cada uno de los términos definidos.

La metodología de cálculo del Peaje a instalaciones de los Sistemas Secundarios es la siguiente:

1. El AMM verificará que, de existir contratos de peaje secundario acordados entre los participantes del mercado, donde se indique el valor de Peaje y Potencia contratada, este los liquidara de acuerdo a las condiciones contractuales.
2. De no existir acuerdos de contrato en el AMM, se procede a liquidarlos mensualmente, tomando en cuenta los costos anuales de las instalaciones que conforman el Sistema Secundario de acuerdo a lo que indique la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, por medio de una resolución, en esta se indicarán las formulas de ajustes para el año anual estacional correspondiente.

3. El AMM, mensualmente calculara el costo de Peaje por el uso de las instalaciones de Peaje Secundario pertenecientes a un agente transportista, dividiendo su costo anual de transmisión autorizado por la CNEE entre el numero de meses de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$CMTS_{kmt} = \frac{CATS_{kt}}{12} \quad (40)$$

Donde:

$CMTS_{kmt}$ costo mensual de transmisión de las instalaciones k del mes m del Transportista t.

$CATS_{kt}$ Costo anual de transmisión o peaje aprobado por la CNEE para las instalaciones k del transportista t.

4. La resolución de la CNEE, incluirá las instalaciones que conforman el Sistema Secundario de Transmisión.
5. El AMM calculara el cargo el peaje secundario de subtransmisión que utilicen para conectarse con el Sistema Principal, a los participantes consumidores cuando retiren en el sentido de flujo preponderante de energía, asignándole para cada día del mes la Potencia Transmitida. Siendo la potencia transmitida el máximo entre, la Potencia Contratada, la demanda máxima diaria registrada por el sistema de medición, agregándole las pérdidas de potencia de acuerdo al nivel de tensión y la Demanda Firme.

6. El AMM calculara el cargo del Peaje Secundario a los participantes Productores en cada uno de sus puntos de conexión que utilicen para conectarse al Sistema Principal, cuando inyecte en el sentido del flujo preponderante de energía. Asignándole una Potencia Transmitida será el máximo entre la Potencia Contratada, la mínima entre la potencia que puede inyectar al SNI y el resultado entre la Potencia Máxima y la Potencia Contratada para el cubrimiento de Demanda Firme.
7. Por último el AMM recaudara el total de Peaje Secundario mensual y anticipadamente que le corresponde recibir a cada Participante Transmisión de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$CPS_{kjmt} = \frac{\sum (PT_{jk dmt}) \times (CMTS_{kmt})}{(\sum_d \sum_j PT_{jk dmt})} \quad (41)$$

Donde:

CPS_{kjmt} Cargo mensual por Peaje por las instalaciones k pertenecientes a sistemas Secundarios del Transportista t, que le corresponde pagar al participante j para el mes m.

$PT_{jk dmt}$ Potencia Transmitida del participante j conectada a las conexiones k de las instalaciones del sistema secundario del transportista t para el día del mes m.

\sum_j Sumatoria de las potencias transmitidas para todos los participantes j. Dentro de las consideraciones adicionales que se tiene que tomar en cuenta, es que para el caso de contratos de abastecimiento donde el punto de entrega sea el nodo de conexión de la central, el

cargo por el Peaje de los Sistemas Secundarios se le asignará a la parte compradora del contrato.

En el cuadro numero veintiocho, se observan el Cargo Anual de Transmisión aprobados por la CNEE, luego se distribuye este costo anual en mensual y diario de Transmisión, que es dividir el CAT mensual en el número de días del mes. En esta misma resolución se determinó el CAT para cada uno de los trasportistas que cuentan con instalaciones del Sistema Principal.

Tabla XXVIII. **Cargo de CAT para cada agente transportista**

DETERMINACION DEL COSTO DIARIO DE TRANSMISION		% DE DISTRIBUCION DE CAT PARA CADA AGENTE TRANSPORTISTA			
		TRANSPORTISTA	DISTRIBUCION ANUAL	% DE DISTRIBUCION	DISTRIBUCIO N DIARIA
CAT- 2010 Re	37 731 031,11				
CAT/12	3 144 252,59	ETCEE	37 309 946,463	0,99	103 638,74
DIAS MES (DI	30	DUKE ENERGY	228 331,59	0,01	634,25
CDTm	104 808,42	REDES ELECTRICAS	192 753,06	0,01	535,43

Fuente: elaboración propia.

En este ejemplo se determinara el cargo de Peaje Principal para un Generador G1, que tiene su Potencia Firme total en un contrato para cubrir Demanda Firme y que el contrato estipula que toda su generación está siendo entregada en el nodo de la central (PCC), de tal forma que no tiene potencia de exportación e importación.

Por lo anterior, con ayuda de la ecuación treinta y siete y la información presentada en la tabla veintinueve donde aparecen cada una de los factores del denominador de la ecuación treinta y siete, se pueden realizar los cálculos para el primer día de este mes de la siguiente forma:

$$CP_{id} = \frac{PCPid + PCCid + PEid + PIid + PDFid}{\sum PCid + \sum PCCid + \sum PEid + \sum PIid + \sum PDFid}$$

$$CP_{G1} = \frac{142.4 Mw}{1233.66Mw + 327.29Mw + 57.51Mw}$$

$$CP_{G1} = \frac{142.4 Mw}{1,618.47Mw}$$

$$CP_{G1} = 0,09$$

El valor obtenido se multiplica por el CDT de cada uno de los transportistas, para obtener el pago de Peaje principal que el agente productor tiene que realizar a cada transportista y la sumatoria de estos cargos le dará el total de Pago de Peaje Principal.

Pago de peaje a ETCEE= $0,09 \times 103\,638,74 \text{ US\$} = 9\,118,61 \text{ US\$}$

Pago de peaje a DUKE= $0,09 \times 634,25 \text{ US\$} = 55,80 \text{ US\$}$

Pago de peaje a REGSA= $0,09 \times 535,43 \text{ US\$} = 47,11 \text{ US\$}$.

El desarrollo de los demás días de este ejemplo se puede observar y llevar la tabla XXIX.

Tabla XXIX. Cálculo del pago de peaje principal a los agentes transportistas

	ΣPCPid	ΣPCCid	ΣPEid	ΣPIid	ΣPDFid	TOTAL	POTENCI A CUBRIEN DO	PCPid/to tal	PAGO DIARIO A ETCEE	PAGO DIARIO A DUKE	PAGO A REGSA
DIA 1	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
DIA 2	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
DIA 3	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
DIA 4	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
DIA 5	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
DIA 6	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
DIA 7	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
DIA 8	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
DIA 9	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
DIA 10	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
DIA 11	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
DIA 12	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
DIA 13	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
DIA 14	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
DIA 15	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
DIA 16	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
DIA 17	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
DIA 18	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
DIA 19	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
DIA 20	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
DIA 21	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
DIA 22	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
DIA 23	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
DIA 24	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
DIA 25	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
DIA 26	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
DIA 27	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
DIA 28	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
DIA 29	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
DIA 30	1 233,66	327,29	-	-	57,51	1 618,47	142,4	0,09	9 118,61	55,80	47,11
									273 558,30	1 674,14	1 413,27

Fuente: elaboración propia.

El siguiente ejemplo desarrollo el cargo que le corresponde a un participante consumidor del Mercado Mayorista pagar por Peaje en el sistema secundario.

Como fin práctico se presenta en la tabla treinta que tiene la información del cargo de peaje para los sistemas secundarios solo para dos transportistas T1 y T2.

Tabla XXX. Distribución del cat del sistema secundario diaria de los agentes transportistas

NOMBRE DEL TRANSPORTISTA	CAT	CMTS= CATS/12	CATS DIARIO
EMPRESA DE TRANSPORTE UNO T1	20 678 462,72	1 723 205,23	57 440,17
EMPRESA DE TRANSPORTE DOS T2	17 251 409,09	1 437 617,42	47 920,58

En la tabla treinta y uno, se muestra las características del usuario D1 para cada uno de los días del mes, la Demanda Máxima del día (Kw), el factor de Pérdidas de Potencia por el nivel de tensión que se encuentra, para nuestro ejemplo suponemos que el Agente consumidor se encuentra conectado en media tensión, también supondremos que este agente no tiene ningún contrato de peaje con ningún agente transportista, la Demanda Firme (DF) y por último la determinación de la Potencia Trasmítida que no es más que la evaluación del máximo valor entre la Demanda Máxima afectada por el factor de pérdidas de potencia, Potencia contratada y la Demanda Firme.

Por lo anterior evaluaremos el día uno y el cálculo de los demás días se están presentado y desarrollando en la tabla treinta y uno.

El Cálculo de la Demanda Máxima afectado por el factor de pérdidas de potencia (Fp) se calcula con la ecuación:

$$DMAX_{dj} * Fp \quad (42)$$

Donde:

$DMAX_{jdm}$ Demanda Máxima del agente consumidor j en el día d del mes m

Fp_{nt} Factor de Perdidas de Potencia acuerdo al nivel de tensión en que se encuentra conectado, tiene un valor si está conectado en media tensión de 1,024275 de acuerdo a la resolución CNEE-145-2008,

Por tanto para el día uno se tiene el siguiente valor:

$$DMAX_{C1} * Fp = 179\,983,43 \text{ Kw} * 1,024275 = 184\,352,53 \text{ Kw}$$

Para determinar la Potencia Transmitida del consumidor C1 se utiliza la siguiente ecuación:

$$PT_{jdm} = \text{MAXIMO} ((DMAX * Fp), PC, DF) \quad (43)$$

Donde:

PT_{jdm} Potencia Transmitida del agente consumidor j del día d del mes m.

PC Potencia Contratada.

DF Demanda Firme.

Para el día uno tenemos:

$$PT_{jdm} = \text{MAXIMO} (184,352.53,0, 200,000)$$

$$PT_{jdm} = 200,000 \text{ Kw.}$$

Tabla XXXI. **Potencia transmitida de un agente consumidor C1**

DIA	DEMANDA MAXIMA DEL DIA (DMAX)	FACTOR DE PERDIDA DE ACUERDO AL NIVEL DE TENSION SEGÚN RESOLUCION CNNE 145-2008 (FP)	DMAX* FP	POTENCIA CONTRATA DA (PC)	DEMANDA FIRME (DF)	POTENCIA TRANSMITIDA $PT_j = \text{Max}((D_{max} * F_p), PC, DF)$
DIA 1	179 983,43	1,024275	184 352,53	-	200 000,00	200 000,00
DIA 2	224 457,87	1,024275	229 906,59	-	200 000,00	229 906,59
DIA 3	225 394,83	1,024275	230 866,29	-	200 000,00	230 866,29
DIA 4	224 805,48	1,024275	230 262,63	-	200 000,00	230 262,63
DIA 5	205 329,15	1,024275	210 313,52	-	200 000,00	210 313,52
DIA 6	214 610,93	1,024275	219 820,61	-	200 000,00	219 820,61
DIA 7	185 771,70	1,024275	190 281,31	-	200 000,00	200 000,00
DIA 8	178 252,51	1,024275	182 579,59	-	200 000,00	200 000,00
DIA 9	228 066,63	1,024275	233 602,94	-	200 000,00	233 602,94
DIA 10	227 080,35	1,024275	232 592,73	-	200 000,00	232 592,73
DIA 11	226 823,39	1,024275	232 329,53	-	200 000,00	232 329,53
DIA 12	231 075,72	1,024275	236 685,08	-	200 000,00	236 685,08
DIA 13	223 689,55	1,024275	229 119,61	-	200 000,00	229 119,61
DIA 14	182 979,69	1,024275	187 421,53	-	200 000,00	200 000,00
DIA 15	179 204,93	1,024275	183 555,13	-	200 000,00	200 000,00
DIA 16	222 791,05	1,024275	228 199,30	-	200 000,00	228 199,30
DIA 17	228 659,56	1,024275	234 210,27	-	200 000,00	234 210,27
DIA 18	227 201,89	1,024275	232 717,22	-	200 000,00	232 717,22
DIA 19	228 801,86	1,024275	234 356,02	-	200 000,00	234 356,02
DIA 20	217 010,48	1,024275	222 278,40	-	200 000,00	222 278,40
DIA 21	188 736,25	1,024275	193 317,82	-	200 000,00	200 000,00
DIA 22	183 846,30	1,024275	188 309,17	-	200 000,00	200 000,00
DIA 23	226 474,52	1,024275	231 972,19	-	200 000,00	231 972,19
DIA 24	230 810,57	1,024275	236 413,49	-	200 000,00	236 413,49
DIA 25	227 930,66	1,024275	233 463,68	-	200 000,00	233 463,68
DIA 26	228 645,36	1,024275	234 195,73	-	200 000,00	234 195,73
DIA 27	219 496,23	1,024275	224 824,50	-	200 000,00	224 824,50
DIA 28	191 194,89	1,024275	195 836,14	-	200 000,00	200 000,00
DIA 29	182 818,45	1,024275	187 256,37	-	200 000,00	200 000,00
DIA 30	226 191,45	1,024275	231 682,24	-	200 000,00	231 682,24

Fuente: elaboración propia.

Una vez determinado la Potencia Transmitida del Participante C1 y con los valores que aparecen en el cuadro numero treinta y dos, el porcentaje de participación del Participante C1; se puede determinar el cargo de Peaje secundario que le corresponde pagar al agente C1 diario a cada Agente Transportista.

De tal forma que para la hora uno el porcentaje de Participación de la Potencia Transmitida del agente C1 se calcula con la siguiente ecuación:

$$Fpar_{jdn} = PT_{jdm} / \sum PT_{jdm} \quad (44)$$

Donde:

$Fpar_{jdn}$ Factor de participación de la Potencia Transmitida del agente consumidor j en el día d del mes m.

PT_{jdm} Potencia Transmitida del agente consumidor j en el día d del mes m

$\sum PT_{jdm}$ Sumatoria de las Potencias Transmitidas de todos los consumidores en el día d del mes m.

Para el día uno tenemos:

$$Fpar_{C1} = 200\,000 / 836\,000$$

$$Fpar_{C1} = 0,24$$

Para el calcular monto que tiene que pagar el agente consumidor por su Potencia Transmitida a cada agente transportista se utiliza la siguiente ecuación:

$$MPT_{tdm} = Fpar_{jdm} * CAT_{tdm} \quad (45)$$

Donde:

MPT_{jtdm} Monto a pagar por el agente consumidor j, al agente transportista t en el día d del mes m, por su Potencia Transmitida.

$Fpar_{jdm}$ Factor de participación de la Potencia Transmitida del agente consumidor j en el día d del mes m.

CAT_{tdm} Cargo anual de transmisión del agente transportista t en el día d del mes m.

Para el día uno tenemos que el consumidor C1 le tiene que pagar al transportista T1 la siguiente cantidad:

$$MPT_{t1} = 0,24 * 57\,440,17 \text{ US\$}$$

$$MPT_{t1} = 13\,741,39 \text{ US\$}$$

Para el día uno tenemos que el consumidor C1 le tiene que pagar al transportista T2 la siguiente cantidad:

$$MPT_{t1} = 0,24 * 47\,920,58 \text{ US\$}$$

$$MPT_{t1} = 11\,464,03 \text{ US\$}$$

En la tabla XXXII continúa desarrollándose el ejemplo para el resto de los días.

Tabla XXXII. Monto a pagar de peaje secundario por parte del consumidor 1

DIA	Sumatoria de las potencias transmitidas para todos los participantes ($\sum PT_{jkdm}$)	factor de participacion del participante j ($PT_j / \sum PT_{jdm}$)	Monto a pagar a T1 ($PT_j / \sum PT_{jdm} * CATS$ DIARIO)	Monto a pagar a T2 ($PT_j / \sum PT_{jdm} * CATS$ DIARIO)
DIA 1	836 016,36	0,24	13 741,3996	11 464,03
DIA 2	836 016,36	0,28	15 796,1913	13 178,28
DIA 3	836 016,36	0,28	15 862,1294	13 233,29
DIA 4	836 016,36	0,28	15 820,6542	13 198,69
DIA 5	836 016,36	0,25	14 450,0103	12 055,20
DIA 6	836 016,36	0,26	15 103,2141	12 600,15
DIA 7	836 016,36	0,24	13 741,3996	11 464,03
DIA 8	836 016,36	0,24	13 741,3996	11 464,03
DIA 9	836 016,36	0,28	16 050,1570	13 390,16
DIA 10	836 016,36	0,28	15 980,7480	13 332,25
DIA 11	836 016,36	0,28	15 962,6643	13 317,16
DIA 12	836 016,36	0,28	16 261,9215	13 566,82
DIA 13	836 016,36	0,27	15 742,1206	13 133,17
DIA 14	836 016,36	0,24	13 741,3996	11 464,03
DIA 15	836 016,36	0,24	13 741,3996	11 464,03
DIA 16	836 016,36	0,27	15 678,8887	13 080,42
DIA 17	836 016,36	0,28	16 091,8848	13 424,97
DIA 18	836 016,36	0,28	15 989,3016	13 339,39
DIA 19	836 016,36	0,28	16 101,8987	13 433,32
DIA 20	836 016,36	0,27	15 272,0819	12 741,03
DIA 21	836 016,36	0,24	13 741,3996	11 464,03
DIA 22	836 016,36	0,24	13 741,3996	11 464,03
DIA 23	836 016,36	0,28	15 938,1128	13 296,68
DIA 24	836 016,36	0,28	16 243,2613	13 551,26
DIA 25	836 016,36	0,28	16 040,5885	13 382,17
DIA 26	836 016,36	0,28	16 090,8853	13 424,13
DIA 27	836 016,36	0,27	15 447,0164	12 886,97
DIA 28	836 016,36	0,24	13 741,3996	11 464,03
DIA 29	836 016,36	0,24	13 741,3996	11 464,03
DIA 30	836 016,36	0,28	15 918,1913	13 280,06

Fuente: elaboración propia.

2.12. Introducción al mercado eléctrico regional

La energía Eléctrica como un producto se puede comercializar y diferenciar, por su precio y calidad pudiéndose comercializar a nivel local o como una transacción internacional, de tal forma que cuando se realizara una Transacción Internacional la diferencia por precio se asocia a la matriz energética de un país (conformación de su parque energético) y su curva de carga, la diferencia por calidad de una transacción Internacional se determinara por la topología de los Sistema Eléctricos, las reservas de generación y las normas de calidad vigente.

Por lo anterior, en este capítulo se desarrollará el surgimiento de la interconexión internacional de los países centroamericanos, el desarrollo de su regulación y de las entidades que velan el cumplimiento estos preceptos.

2.12.1. Antecedentes de la formación del mercado eléctrico regional

La interconexión eléctrica de los países Centroamericanos se empezó a dar desde 1976, con la interconexión entre Honduras y Nicaragua , en el año 1979 se estableció un convenio de interconexión de su respectivos sistemas eléctricos entre Guatemala y el Salvador, en 1986 se da la interconexión de los sistema eléctricos entre los países de Costa Rica y Panamá, por lo de 1986 al 2002, el mercado eléctrico del área centroamericana funcionaba como dos bloques separados: bloque norte (Guatemala-Salvador) y Sur (Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá), a raíz de esto se desarrolla el Proyecto SIEPAC (Sistema de interconexión Eléctrica de los países de América Central), que básicamente, consiste en la creación y puesta en marcha de un mercado eléctrico centroamericano mayorista y del desarrollo

del primer sistema de transmisión regional, donde cualquier agente calificado podrá realizar transacciones de electricidad independiente de su ubicación Geográfica.

Para construir este mercado, denominado Mercado Eléctrico Regional (MER), los estados de los seis países Centroamericanos aprobaron y ratificaron en 1996 un Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

Los principios que rigen el tratado Marco son:

- Competencia, libertad en el desarrollo de las actividades de prestación del servicio con base en reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias.
- Gradualidad, previsión para la evolución progresiva del Mercado, mediante la incorporación de nuevos participantes, el aumento progresivo de la operación coordinada, el desarrollo de las redes de interconexión y el fortalecimiento de los órganos regionales.
- Reciprocidad, derecho de cada Estado para aplicar a otro Estado, las mismas reglas y normas que aplican temporalmente, de conformidad con el principio de gradualidad.

2.12.2. Marco regulatorio del mercado eléctrico regional

Para materializar el proyecto SIEPAC se desarrolla todo un marco regulatorio, siendo el primer documento legal.

Tratado marco del mercado eléctrico de América Central documento que tiene como objetivo la formación y crecimiento gradual de un mercado eléctrico regional competitivo, basado en un trato recíproco y no discriminatorio, y que dentro de los fines se tiene en cuenta lo siguiente:

- Establecer los derechos y obligaciones de las partes.
- Establecer las condiciones para el crecimiento del mercado eléctrico regional, que abastezca en forma oportuna y sostenible la electricidad para el desarrollo económico y social.
- Incentivar una mayor y competitiva participación privada en el sector eléctrico.
- Impulsar la infraestructura de interconexión necesaria para el desarrollo del mercado eléctrico regional.
- Propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región.

Luego para lograr la operatividad del mercado eléctrico regional, se desarrollo y emitió el siguiente documento:

Reglamento transitorio del mercado eléctrico regional (rtmer)

Documento transitorio para la coordinación técnica y comercial de las transacciones de energía eléctrica, haciendo uso de la red de transmisión regional de los países de Centroamérica y Panamá.

La vigencia de este documento es a partir del 2002 al 2005 donde ya entran vigencia el reglamento definitivo del MER.

El contenido que desarrolla el RTMER es el siguiente:

- Solicitud y formación de una base de datos técnicos y de operación de los generadores, perfiles de demanda, datos de equipo de red, servicios auxiliares medición comercial y conciliación de transacciones.
- Servicios auxiliares regionales, criterios y parámetros de calidad y seguridad operativa y su verificación.
- Informes y análisis de perturbaciones que afecten al sistema eléctrico regional.
- Operación técnica del mercado eléctrico regional.
- Estudios eléctricos.

- Organización comercial del MER, reclamos y resolución de conflictos.
- Interfaces nacionales con relación al regional que incluye, habilitación de agentes, productos y servicios que comercializan, sistemas de precios nodales y pagos de servicios de transporte.
- Conciliación de transacciones internacionales.
- Coordinación de los predespachos.

Reglamento del mercado eléctrico regional (RMER)

En el mes de diciembre del 2005 se aprueba el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, mediante resolución de la CRIE 09-2005, confirmándose en ellos los principios y fines del tratado marco, estableciéndose en él, los productos y servicios, siendo ellos los de energía eléctrica, servicios auxiliares, servicios de transmisión regional, servicios de operación del sistema y servicios de regulación del MER.

También establece los diferentes tipos de contratos regional, o sea los conjuntos de contratos de inyección y retiro de energía eléctrica en el MER, siendo éstos los contratos firmes y los no firmes, así también el retiro o inyección de energía en el mercado regional de oportunidad.

Queda normado que los participantes en este mercado pueden ser personas naturales o Jurídicas dedicadas a la generación, transmisión, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores de la electricidad, los cuales deben estar habilitados cada uno de los miembros en el Mercado nacional (OS/OM) y una garantías de pagos en el MER.

La vigencia de este reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) entrara en vigencia, hasta la puesta en operación de la línea de transmisión del Sistema de Interconexión Eléctrica de los países de América Central (SIEPAC), para lo cual la Comisión Regional de Interconexión de América Central emitirá la resolución declaratoria de la puesta de operación de la línea.

En tanto entra en vigencia plena el RMER los Agentes del Mercado Eléctrico de América Central, los Operadores del Sistema y Mercado nacionales, el Ente Operador Regional, los reguladores nacionales, podrán presentar observaciones , comentario y sugerencias que permitan enriquecer el contenido del presente instrumento jurídico.

2.12.3 Organización del mercado eléctrico regional

- Comisión regional de la interconexión eléctrica

Mediante el artículo 18 del Tratado Marco se crean los organismos para dar cumplimiento a lo que establece este Tratado y para ordenar las relaciones entre los agentes se ordena la creación la Comisión Regional de la Interconexión Eléctrica (CRIE) que dentro de sus objetivos están:

- Hacer cumplir el siguiente tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios que hagan funcional el MER.
- Procurar el desarrollo y consolidación del mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento.
- Promover la competencia entre los agentes del mercado.

Dentro de sus facultades entre otras están:

- Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo reglamentos necesarios.
- Garantizar las condiciones de competencia y no discriminatorias del Mercado.
- Asegurar su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados mas competitivos.
 - Evitar abusos de posición dominante en el Mercado.
 - Regular los aspectos de Transmisión y Generación regional.
 - Aprobación de la reglamentación de los Despachos Físicos a propuestas del EOR.
 - Coordinar con los organismos regulatorios nacionales las medidas necesarias para el buen funcionamiento del Mercado.
 - Habilitar las empresas como agentes del Mercado.

- Resolver conflictos de acuerdo a lo que dicta el siguiente Tratado.
- Aprobar las tarifas por el uso del Sistema de Transmisión Regional.

- **Ente operador regional**

El Artículo 25 del Tratado Marco establece la creación del Ente Operador Regional (EOR) entidad con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional aplicable a las partes.

Siendo sus principales objetivos los siguientes:

- Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y de los usos de las redes de Transmisión Regional.
- Asegurar un despacho Económico procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad.
- Llevar a cabo en coordinación con los OS/OMS de cada país, la gestión comercial de las transacciones entre agentes del Mercado
- Formular el plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, previniendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva y ponerlo a disposición de los agentes del Mercado.

Siendo algunas de sus atribuciones las siguientes:

- Elaboración de los procedimientos técnicos y comerciales para la regulación del MER.
- Preparación de Informes, donde se detallen los problemas detectados y soluciones de los agentes del mercado y del mismo mercado.
- Desarrollar y mantener una base de datos regional.
- Dirigir acordinar

El EOR es dirigido por una Junta directiva que estará constituida por 2 directores de cada país, los cuales son designados por su respectivo Gobierno de cada país y por los agentes del Mercado de cada país.

- **Operadores del sistema y de mercado OS/OM**

Los OS/MS coordinaran la operación de sus sistemas eléctricos y la gestión comercial de sus agentes con el EOR por lo que se obligan a:

- Velar y aplicar el cumplimiento de la regulación Regional.
- Suministrar la información requerida a la CRIE y al EOR para el planeamiento y la administración de transacciones comerciales en el MER.

- Coordinar con el Ente Operador Regional (EOR) el planeamiento y la operación técnica.
- Coordinar con los OS/MS la operación Técnica y comercial del MER y su Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RTR)
- Realizar el seguimiento de la aplicación de las reglas de operación y de los criterios de calidad, seguridad y desempeño del MER.
- Desarrollar y mantener la base de datos Regional.
- Remitir a la CRIE copia del expediente de autorización de los agentes para realizar transacciones en el MER.
- Administrar los derechos de transmisión y mantener un registro de los mismos.
- Colaborar y coordinar con el EOR la administración de los derechos de transmisión.

Los OS/OM que conforman el MER son los siguientes:

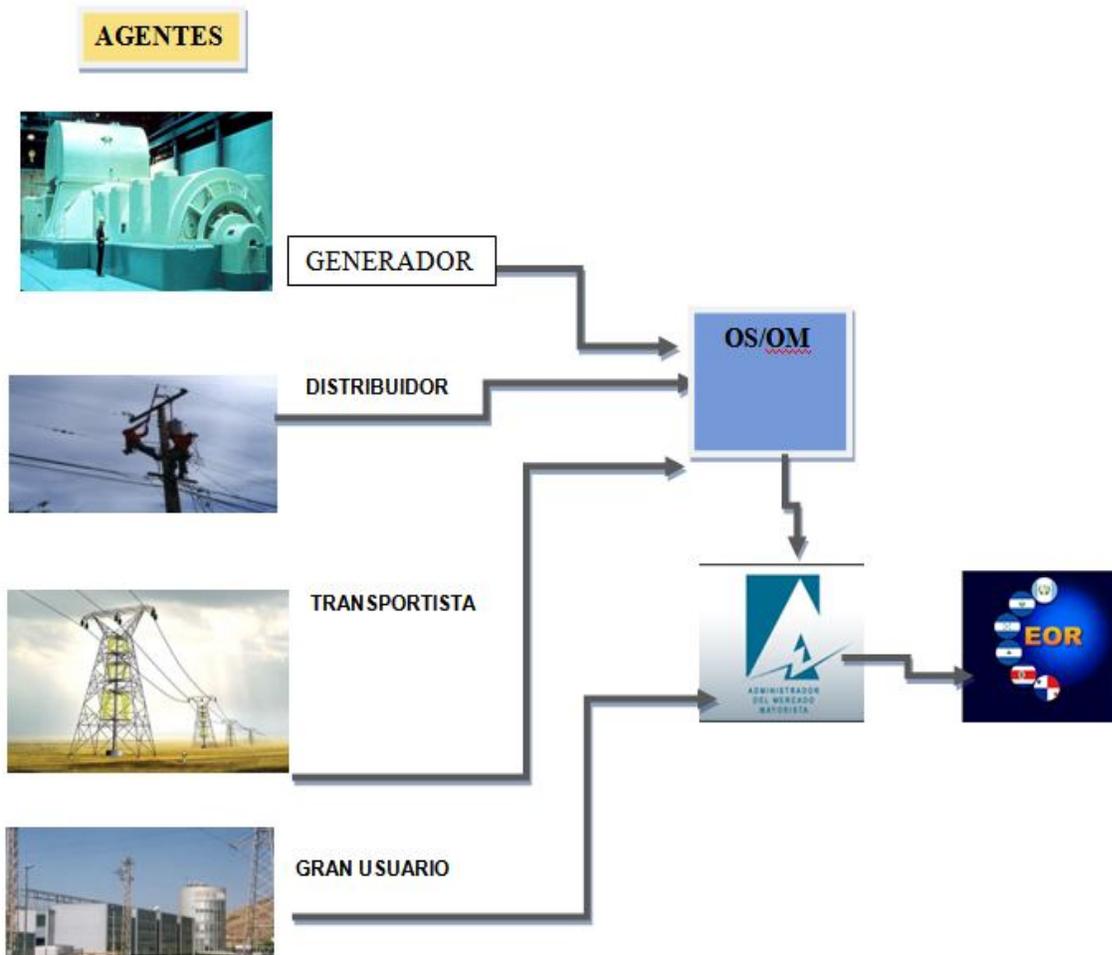
- Administrador del Mercado Mayorista (AMM), Guatemala.
- Unidad de Transacciones(UT), del salvador.
- Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), de Honduras.
- Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC), de Nicaragua
- Centro Nacional de Control de Energía (CENCE-ICE), de Costa Rica
- Centro Nacional de Despacho-Empresa de Transmisión Eléctrica S.A (CND-ETESA) de Panamá.



- Los agentes

Son aquellos que se dedican a la actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización así como los grandes consumidores que participan en cada uno de los OS/OM.

Figura 31. **Diagrama de participación de Guatemala en mercado eléctrico regional**



Fuente: elaboración propia.

3. FASE DESERVICIO DE ENSEÑANZA APRENDIZAJE

3.1. Desarrollo de capacitación

En esta fase se desarrolla el cronograma del curso de mercados eléctricos de Guatemala e introducción al mercado eléctrico regional.

Se detalla a continuación el contenido del curso y las fechas que se impartiera.

- Semana uno mes uno
 - Desarrollo de la actividad eléctrica de Guatemala antes de la reforma del sector eléctrico.
 - Diseño conceptual del mercado eléctrico.

- Semana dos mes uno
 - Organización actual de la actividad eléctrica dentro de un mercado eléctrico de Guatemala.

- Semana tres mes uno
 - Leyes, reglamentos y normas que rigen el mercado eléctrico Guatemala.
 - Programación anual estacional
 - Programación semanal

- Programación diaria
- Posdespacho.
- Semana cuatro mes uno
 - Definición y cálculo de Oferta Firme para centrales Hidráulicas y Térmicas
 - Definición y cálculo de Oferta Firme Eficiente para centrales Hidráulicas y Térmicas.
 - Definición y cálculo de Oferta Firme Eficiente para centrales Hidráulicas y Térmicas.
- Semana uno mes dos
 - Definición y cálculo de Demanda Firme.
 - Definición y cálculo de Demanda Firme Efectivamente Contratada.
- Semana dos mes dos
 - Desarrollo de las diferentes transacciones de Potencia y Energía que se dan en el Mercado Eléctrico de Guatemala.
 - Definición y cálculo de Desvíos de Potencia Positivos para agentes consumidores y productores.
 - Definición y cálculo de Desvíos de Potencia negativos para agentes consumidores y productores.
 - Precio de Oportunidad de la energía

- Semana tres mes dos
 - Definición y cálculo de mercado a término de agentes consumidores y productores
 - Definición y ejemplificación de los diferentes tipos de contratos que se dan en el mercado a término.
 - Desarrollo y análisis del cálculo del factor de perdidas nodales.

- Semana cuatro mes dos
 - Definición de Generación Forzada y las diferentes razones por la que una unidad generadora puede estar generando forzada.

 - Remuneración del cargo de Generación Forzada.

- Semana uno mes tres
 - Definición de los peajes principal y secundario.

 - Calculo de la remuneración del peaje principal y secundario.

 - Definición de reservas de frecuencia.

- Semana dos y tres, mes tres
 - Definición de servicios complementarios
 - Definición y cálculo de reserva rápida
 - Definición y cálculo de reserva rodante operativa

- Semana cuatro, mes tres y semana dos y tres del mes cuatro.
 - Diseño conceptual del mercado eléctrico regional
 - Discusión de cambios normativos

CONCLUSIONES

1. Según la evolución del sector eléctrico en Guatemala y la restructuración del mismo desde la casi total participación del estado a una libre participación privada en las diferentes etapas del proceso de funcionamiento del sistema eléctrico guatemalteco.
2. De acuerdo a los temas principales de la Ley General de Electricidad, reglamentos y normas que rigen el funcionamiento del mercado eléctrico de Guatemala, se comprende el alcance de cada entidad, empresa o usuario que participa en dicho mercado.
3. A través de ejemplos de aplicación de las diferentes transacciones económicas que se realizan dentro del mercado de electricidad de Guatemala, ha permitido tener un mejor entendimiento de cómo son las relaciones entre los agentes del mercado y los grandes usuarios.
4. Con la integración del Mercado Eléctrico de Guatemala al Mercado Eléctrico Regional, integrado por el resto de países de Centroamérica, para se desarrolló el funcionamiento de los entes reguladores y administradores de la actividad eléctrica regional.
5. Se desarrolló la propuesta para la implementación del curso de Mercado Eléctrico de Guatemala, estableciendo el contenido, programa, tiempo de desarrollo y el semestre donde podría darse.

RECOMENDACIONES

1. El catedrático que del curso debe tener los conocimientos de la normativa vigente que rige el Mercado Eléctrico de Guatemala y sus diferentes aplicaciones en la actividad eléctrica de Guatemala. Además tener relación con el Administrador del Mercado Mayorista, la Comisión de energía eléctrica, grandes usuarios y distribuidoras, para explicar la forma de realizar: liquidaciones, habilitaciones y operaciones comerciales de cada uno de estos entes.
2. Adicionalmente al contenido técnico científico, en el área eléctrica, es necesario que el que el estudiante haya adquirido los conocimientos básicos sobre lo económico financiero e interpretación jurídica.
3. Que la Escuela de Mecánica Eléctrica desarrolle diplomados para ser impartidos a estudiantes de otras Facultades, como: de Ciencias Jurídicas y Sociales, Ciencias Económicas, así como a otras carreras de la misma Facultad de Ingeniería.
4. Estar en constante investigación y observación de las páginas web de las entidades regulatorias y administradores de la actividad eléctrica de Guatemala, por los cambios normativos que puedan darse a la legislación que rige el mercado eléctrico de Guatemala.
5. Consultar bibliografía, que permite al lector tener una visión más amplia de otras teorías de Mercados Eléctricos e interconexiones regionales de otros países, tales como:

- Interconexiones Eléctricas Regionales de Sudamérica (Marco Legal y Comercial, resultados y lecciones aprendidas) Documento de la CIER
- Principios Económicos Marginalitas en los Sistemas de Energía Eléctrica. José Ignacio Pérez Arriaga. Enero 1994.
- Distribution regulation in competitive environments: investment pricing and access, Perez Arriaga, *I Dolader*, Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.

BIBLIOGRAFÍA

1. Economía de la Regulación de la Comisión de Integración Energética Regional (CIER).
2. Funcionamiento Comercial del MER, Benjamín Mejía Duarte, Unidad de Transacciones del Salvador UT.
3. Ley General de Electricidad, Decreto 93-96 del Congreso de la Republica de Guatemala
4. Normas de Coordinación Comercial número cinco NCC-5 “Sobrecosto de Unidades Generadoras Forzadas”, Resolución 217-01 y sus modificaciones resolución 658-04 del Administrador del Mercado Mayorista.
5. Normas de Coordinación Comercial número cuatro NCC-4 “Precio de Oportunidad de la Energía”, Resolución 157-02 y sus modificaciones resolución 658-03 del Administrador del Mercado Mayorista.
6. Normas de Coordinación Comercial número dos NCC-2 “Oferta Firme de los Generadores”, Resolución 216-01 y sus modificaciones resolución 659-01 del Administrador del Mercado Mayorista.

7. Normas de Coordinación Comercial número nueve NCC-9 “Asignación y Liquidación del Peaje en los Sistemas de Transporte Principal y Secundarios”, Resolución 521-01 del Administrador del Mercado Mayorista.
8. Normas de Coordinación Comercial número ocho NCC-8 “Cargo por Servicios Complementarios”, Resolución 216-04 del Administrador del Mercado Mayorista.
9. Normas de Coordinación Comercial número siete NCC-7 “Factor de Perdidas Nodales”, Resolución 157-05 del Administrador del Mercado Mayorista.
10. Normas de Coordinación Comercial número trece NCC-13”Mercado a Término”, Resolución 157-10 y sus modificaciones Resolución 658-07 del Administrador del Mercado del Administrador del Mercado Mayorista
11. Normas de Coordinación Comercial número tres NCC-3 “Transacciones de Desvíos de Potencia”, Resolución 216-01 y sus modificaciones resolución 658-02 del Administrador del Mercado Mayorista.
12. Normas de Coordinación Comercial número uno NCC-1 “Coordinación de Despacho de Carga”, Resolución 157-01 del Administrador del Mercado Mayorista.

13. Normas de Coordinación Operativa número tres NCO-3"Coordinación de Servicios Complementarios", Resolución 157-14 del Administrador del Mercado del Administrador del Mercado Mayorista.
14. Procedimiento Técnico de Reserva Rápida. Resolución de Junta Directiva Acta 367 y modificada en resolución de Junta directiva Acta 368, del Administrador del Mercado Mayorista.
15. Procedimiento Técnico de Reserva Rodante Operativa, Resolución de Junta Directiva 503-13.
16. Reglamento de la Ley General de electricidad, Acuerdo Gubernativo 256-97 del presidente de la Republica de Guatemala y sus modificaciones contenidas en el Acuerdo Gubernativo 68-2007.
17. Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, Acuerdo Gubernativo 299-98 del presidente de la Republica de Guatemala y sus modificaciones contenidas en el Acuerdo Gubernativo 69-2007.
18. Reglamento del Mercado Eléctrico Regional RMER, Resolución CRIE 09-2005 de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
19. Resoluciones de la Comisión de Energía Eléctrica CNEE-189-2008, CNEE-004-2009, CNEE-003-2009, CNEE-163-2008.
20. Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central Decreto 25-98 del Congreso de la Republica de Guatemala.

