



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

OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO ESTOCÁSTICO DEL SNI PARA UN ESTUDIO DE LARGO PLAZO

Danilo Fernando Sontay Chan

Asesorado por el Ing. Edgar Noel Aguilar Palma

Guatemala, abril de 2011

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO
ESTOCÁSTICO DEL SNI PARA UN ESTUDIO DE LARGO PLAZO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

DANILO FERNANDO SONTAY CHAN

ASESORADO POR EL ING. EDGAR NOEL AGUILAR PALMA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ABRIL DE 2011

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paíz Recinos
VOCAL I	Inga. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Inga. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Ing. Miguel Angel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Luis Pedro Ortíz de León
VOCAL V	P.A. José Alfredo Ortíz Herincx
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paíz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Francisco Javier González López
EXAMINADOR	Ing. Juan Fernando Morales Mazariegos
EXAMINADOR	Ing. Armando Alonzo Rivera Carrillo
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Veliz Vargas

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:

OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO ESTOCÁSTICO DEL SNI PARA UN ESTUDIO DE LARGO PLAZO

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica el 7 de agosto de 2009.

DANILO FERNANDO SONTAY CHAN



FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 226. 2009.
7 de AGOSTO 2009.

Estudiante
Danilo Fernando Sontay Chan
Carnè 2000-11504
Presente.

Estimado señor Sontay:

Me permito hacer de su conocimiento que, la Dirección de Escuela ha aprobado su protocolo de tesis titulado: **OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO ESTOCÁSTICO DEL SNI PARA UN ESTUDIO DE LARGO PLAZO.** Se aprobó que este trabajo sea asesorado por el Ingeniero Edgar Noel Aguilar Palma.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Mario Renato Escobedo Martinez
Director

Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

MREM/ sro
cc. archivo



Ref. EIME 57. 2011

Guatemala, 7 de FEBRERO 2011.

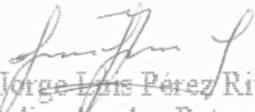
Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
"OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO
ESTOCÁSTICO DEL S.N.I PARA UN ESTUDIO DE LARGO
PLAZO, del estudiante, Danilo Fernando Sontay Chan, que cumple
con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
Coordinador de Potencia

JLPR/sro





REF. EIME 23. 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; -DANILO FERNANDO SONTAY CHAN titulado: "OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO ESTOCÁSTICO DEL S.N.I. PARA UN ESTUDIO DE LARGO PLAZO", procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puentes Romero

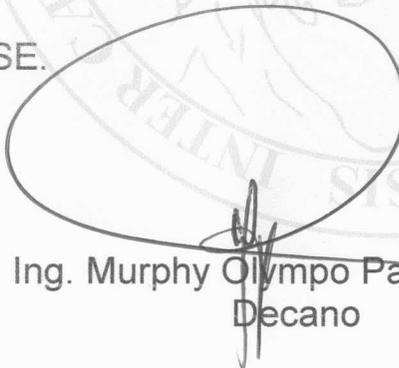


GUATEMALA, 01 DE MARZO 2011.



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: **OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO ESTOCÁSTICO DEL SNI PARA UN ESTUDIO DE LARGO PLAZO**, presentado por el estudiante universitario **Danilo Fernando Sontay Chan**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.



Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
Decano

Guatemala, abril de 2011



/cc

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Inteligencia suprema, causa primera de todas las cosas.
- Mis abuelos** Ines Capriel Güox, Leocadia Tzunix Ajtun, Emilio Chan Tayun, Santos Sontay Güox.
- Mis Padres** Margarita Chan Capriel, Atanacio Sontay Tzunix.

AGRADECIMIENTOS A:

- Dios** Por darme la oportunidad de estar aquí en materia para cumplir todas las pruebas, por ser mi amigo fiel, la pieza importante de mi vida.
- Mis padres** Por ser la palanca de ayuda, aquellos que me ayudaron facilitando mi progreso moral, intelectual y espiritual, quienes fomentaron valores en mí, por todos los esfuerzos que realizaron para darme la oportunidad de soñar y alcanzar cada uno de mis sueños.
- Hermanos** Henry, Luis, Ana, Randolpho, Vilma, Dinora, Mayra, Gerberth y Yony, por tolerar cada situación difícil que he pasado en todo el camino de mi formación académica, moral y espiritual, por estar siempre conmigo.
- Amigos** Porque de una u otra forma colaboraron con la elaboración de este trabajo.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
GLOSARIO.....	VII
RESUMEN	XI
OBJETIVOS	XIII
INTRODUCCIÓN	XV
1. OPTIMIZACIÓN ESTOCÁSTICA DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS.....	1
1.1 Modelación de los componentes básicos del sistema	1
1.2 Hidrología	1
1.3 Plantas térmicas	3
1.3.1 Plantas de generación a vapor	5
1.3.2 Plantas térmicas a carbón	5
1.3.3 Plantas de combustión interna	6
1.3.4 Plantas geotérmicas	7
1.4 Plantas hidroeléctricas	8
1.4.1 Centrales de capacidad anual	10
1.4.2 Centrales de capacidad diaria	10
1.4.3 Centrales de filo de agua.....	11
1.5 Plantas en cascada	11
1.6 Representación de la demanda.....	12
1.6.1 Factores económicos	12
1.6.2 Factores temporales.....	13
1.6.3 Factores climáticos.....	13
1.6.4 Efectos aleatorios	14
1.7 Problema de despacho hidrotérmico	15

1.8	Dependencia temporal de la operación.....	16
1.8.1	Costos inmediatos y futuros	18
1.9	Valor del agua	20
1.10	Mantenimiento de las centrales.....	21
1.11	Máquina de falla.....	21
2.	RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA Y RESERVAS OPERATIVAS	23
2.1	Modelo de interconexión	23
2.2	Modelo de flujo de potencia linealizado	23
2.2.1	Primera ley de Kirchhoff.....	24
2.2.2	Segunda ley de Kirchhoff	25
2.3.1	Limitaciones térmicas.....	27
2.3.2	Restricciones de voltaje.	28
2.3.3	Restricciones en la operación del sistema	29
2.4	Costos marginales de generación.....	33
2.5	Factor de pérdidas nodales de energía.....	33
2.6	Interconexiones.....	34
2.7	Regulación de frecuencia en el sistema nacional interconectado..	35
2.8	Reservas Operativas.....	36
2.8.1	Reservas rodante regulante	36
2.8.2	Reserva rodante operativa	36
2.8.3	Reserva rodante rotal	37
2.8.4	Reserva rápida.....	38
2.9	Generación forzada.....	38
3.	RESTRICCIONES OPERATIVAS ADICIONALES Y	
	CARACTERÍSTICAS DE LA OPTIMIZACIÓN ESTOCÁSTICA.....	39
3.1	Centrales térmicas <i>commitment</i>	39
3.2	Centrales térmicas <i>must-run</i>	40

3.3	Precios de los combustibles	40
3.3.1	Precio de referencia de los combustibles	42
3.4	Tipos de contratos	42
3.4.1	Contratos por diferencia con la curva de carga	42
3.4.2	Contratos de potencia sin energía asociada.....	43
3.4.3	Contratos de opción de compra de energía.....	43
3.4.4	Contratos por diferencias por la demanda faltante	44
3.4.5	Contratos existentes	44
3.4.6	Contratos de energía generada.....	44
3.5	Función objetivo	45
3.6	Variables	45
3.7	Restricciones.....	45
3.8	Modelo de optimización.....	45
3.9	Programación dinámica dual estocástica	46
3.10	Aproximación lineal por partes de la función de costo futuro	48
4.	SIMULACIÓN DE UN ESTUDIO DE LARGO PLAZO PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO	53
4.1	Proyección de la demanda de potencia y energía del Sistema Nacional Interconectado.....	53
4.1.1	Formulación. del modelo .de proyección global de la demanda.....	54
4.2	Estimación de la hidrología para el sistema nacional interconectado.....	55
4.3	Parque hidrotérmico	55
4.4	Precios y costos de la energía	57
4.5	Modelación de la Máquina de Falla.....	58
4.6	Análisis de resultados.....	58

CONCLUSIONES 69
RECOMENDACIONES 71
BIBLIOGRAFÍA 73

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Turbina a gas o petróleo	7
2	Conjunto de embalse y plantas a filo de agua	11
3	Proceso de decisión para sistemas hidrotérmicos	17
4	Costos inmediato y futuro versus turbinamiento	18
5	Cálculo de la función de costo futuro	19
6	Costos inmediato y futuro versus almacenamiento	20
7	Definición de los estados del sistema	48
8	Cálculo de la decisión óptima para escenario- última etapa	49
9	Cálculo del primer tramo de la función de costo futuro	49
10	Función de costo futuro o lineal por partes para la etapa T-1	50
11	Cálculo del costo operativo para la etapa T-1 y FCF para T-2	51
12	Precios proyectados de carburantes para el año 2011	57
13	Costo de oportunidad del agua	62
14	Costos marginales por bloque horario para el año 2011	64
15	Composición de la energía para el año 2011	65
16	Composición por tecnología en la producción de energía	66
17	Requerimiento de combustible para el año 2011	67

TABLAS

I.	Proyección de potencia y energía	54
----	----------------------------------	----

II.	Capacidad instalada en el S.N.I. actualización julio 2010	56
III.	Precios proyectados de carburantes	57
IV.	Costo operativo por escalón de falla	58
V.	Proyección del despacho de carga del S.N.I. año 2011	60
VI.	Proyección de demanda máxima mensual de potencia	61
VII.	Niveles de embalses	63
VIII.	Costo marginal proyectado para cinco bloques en US\$/MWh	65

GLOSARIO

**Administrador del
Mercado Mayorista**

Es el ente encargado de garantizar la seguridad y abastecimiento de la energía eléctrica coordinando las operaciones de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco libre de contratación de energía eléctrica entre generadores, comercializadores, incluidos exportadores e importadores, grandes usuarios y distribuidores estableciendo precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía

Cogenerador

Es el propietario de instalaciones de producción de energía que la utiliza para uso propio y tiene excedentes para venta a terceros.

Costo variable

Es el costo previsto por el generador para la producción de energía eléctrica a lo largo de un período de tiempo y puede sufrir variación por sus componentes que lo conforman entre estos están: el costo de combustible, costo de arranque y parada, costos asociados a los consumos propios.

Demanda Firme	Representa la parte la de Demanda Máxima Proyectada que le corresponde a cada Distribuidor, Exportador, Gran Usuario o Comercializador que demanda potencia y energía eléctrica en el Mercado Mayorista y que se calcula utilizando la relación entre su demanda y la demanda total estimada para el Mercado Mayorista, en la hora prevista para la Demanda Máxima Proyectada.
Despacho económico	Es optimizar de forma económica los recursos de un sistema, ordenando las cargas de las centrales generadoras térmicas e hidráulicas para satisfacer la demanda.
Econometría	Ciencia social en la cual las herramientas de la teoría económica, las matemáticas y la inferencia estadística son aplicadas al análisis de los fenómenos económicos
Hidrología	Ciencia geográfica que se dedica al estudio de la distribución, espacial y temporal, y las propiedades del agua presente en la atmosfera y en la corteza terrestre. Esto incluye las precipitaciones, la escorrentía, la humedad del suelo y el equilibrio de las masas glaciares.
Mercado de Oportunidad	También llamado Mercado Spot en donde las transacciones de oportunidad de energía eléctrica, se realizan entre el universo de compradores y

vendedores del Mercado Mayorista, que cuentan con excedentes de energía no comprometida en contratos y que son liquidadas con un precio establecido en forma horaria; calculado en base al costo marginal de corto plazo, que resulta del despacho de la oferta de generación disponible.

Mercado a Término

Está conformado por el conjunto de contratos entre Agentes y Grandes Usuarios, con plazos, cantidades y precios pactados libremente entre las partes.

Oferta Firme Eficiente

Es la parte de la Oferta Firme de una unidad generadora que resulta requerida, como generación o como reserva, en la hora de Demanda Máxima Proyectada del Mercado Mayorista para cada año.

Precio de Oportunidad

Es el valor del costo marginal de corto plazo de la energía en cada hora, definido como el costo en el que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar un kilovatio-hora (kWh) adicional de energía a un determinado nivel de demanda de potencia

RESUMEN

En el presente trabajo de graduación se analiza el problema del despacho hidrotérmico del sistema eléctrico guatemalteco utilizando técnicas de Programación Dinámica Dual Estocástica, considerando la topología de las plantas hidráulicas y un determinado número de plantas térmicas.

El problema de optimización hidrotérmica reviste un grado de complejidad, debido a que los eventos hidrológicos tienen un alto grado de incertidumbre, por lo que es necesario obtener series de caudales que representen los posibles escenarios; a esto se suman diferentes factores que influyen en el comportamiento de la demanda, así como restricciones operativas.

En el capítulo uno se explica en forma general las diferentes tecnologías que existen actualmente en el sistema eléctrico guatemalteco, plantea la dependencia de la política operativa acerca de las decisiones que se tomen en el presente y cómo afectarán los costos operativos que se tengan en el futuro y aborda conceptos asociados a la Programación de Largo Plazo como hidrología y valor del agua.

Las diferentes restricciones asociadas al sistema de transporte necesarias para nuestro estudio se abordarán en el capítulo dos y se mostrarán los niveles necesarios de reserva rodante que nos permita mantener márgenes de operación confiables en nuestro sistema.

En el capítulo tres se tratarán los diferentes tipos de contratos que actualmente se encuentran en la normativa vigente del Mercado Mayorista de Guatemala, así como también la modelación de los diferentes tipos de plantas, lo cual incluye la representación de los retiros e inyecciones de potencia al sistema nacional interconectado en los nodos frontera.

El problema de despacho de carga de la Programación de Largo Plazo para este estudio comprende el período de enero 2011 a diciembre 2011, consistirá en definir en cada etapa mensual, los niveles de producción para cada unidad generadora, que minimizarán los costos de operación, satisfaciendo en cada etapa la demanda de potencia con niveles aceptables de seguridad y confiabilidad, analizando por último los resultados obtenidos.

OBJETIVOS

General

Realizar una Programación de Despacho de Carga de Largo Plazo indicativa del Sistema Nacional Interconectado, utilizando técnicas de programación dinámica dual estocástica.

Específicos

1. Optimizar el despacho hidrotérmico del Sistema Nacional Interconectado determinando valores mensuales de generación y demanda.
2. Calcular las curvas de valor del agua de las centrales hidroeléctricas con embalse y valores del agua previstos para etapas mensuales.
3. Analizar y realizar recomendaciones acerca de posibles restricciones en la Programación de Largo Plazo.

INTRODUCCIÓN

La operación económica de un sistema eléctrico de potencia es muy importante, pues tiene un impacto directo en las principales actividades económicas y sociales, afectando significativamente los pliegos tarifarios, reflejándose directamente en el producto interno bruto del país.

Para realizar una programación de despacho de carga de largo plazo del Sistema Nacional Interconectado, hay que considerar no solamente la complejidad de los sistemas eléctricos de potencia, sino también la dificultad adicional que representa simular las reglas de mercado según las regulaciones vigentes y la incertidumbre de las adiciones de generación que se tengan contempladas; el objetivo es evitar y minimizar posibles riesgos de racionamiento de la demanda o vertimiento en centrales hidroeléctricas.

Durante el desarrollo de este trabajo de graduación se utilizaron técnicas de Programación Dinámica Dual Estocástica considerando la red eléctrica con representación aproximada de pérdidas, precios proyectados de combustibles, demanda del sistema, mantenimientos, interconexiones, reserva rodante y restricciones operativas.

Resolver el problema de despacho óptimo significa definir una política operativa que nos permita decidir cuándo utilizar cada uno de los recursos del sistema, y en qué cantidad, para lograr minimizar una función de costo objetivo y así obtener el mayor beneficio; considerando las restricciones del sistema y del Mercado.

1. OPTIMIZACIÓN ESTOCÁSTICA DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

1.1 Modelación de los componentes básicos del sistema

La optimización del despacho hidrotérmico consiste en encontrar el plan de generación hidráulica y térmica del sistema de tal forma que se minimice el costo operativo en el período de estudio, la necesidad de optimización surge por las características del parque generador, la generación hidráulica tiene un costo operativo bajo aunque presenta una dependencia con la hidrología que plantea un riesgo de racionamiento asociado con las temporadas de época seca, por otro lado la generación térmica presenta un riesgo menor pero con un costo relativamente alto. Para obtener un despacho a mínimo costo se requiere conocer las características de la oferta y demanda lo que hace necesario abordar sobre las variables a considerar.

1.2 Hidrología

Los eventos hidrológicos, tales como la lluvia, caudales, niveles de embalse, son eventos estocásticos, se caracterizan porque por un lado tienen un patrón medio de comportamiento a largo plazo y, por otro lado, el pronóstico de sus magnitudes en un momento dado tiene un mayor o menor grado de incertidumbre. El patrón medio corresponde a lo que se denomina la tendencia general o componente determinística y la incertidumbre constituye la componente aleatoria del evento.

Los estudios hidrológicos definen caudales de diseño para abastecer un acueducto o para proteger una zona contra las inundaciones. Debe tenerse en cuenta que tanto la ocurrencia como las magnitudes de esos caudales son pronósticos hacia el futuro de eventos probables que están sujetos a un grado de incertidumbre.

La proyección hacia el futuro se basa en la combinación de la estadística y la teoría de la probabilidad. Con la estadística se realiza el análisis de frecuencias de los eventos históricos y se definen los parámetros que determinan el patrón general de comportamiento. Con estos parámetros, y con la aplicación de la teoría de la probabilidad, se hace el pronóstico de lo que puede esperarse en el futuro, dentro de cierto nivel de riesgo.

Es necesario conocer las variaciones y cantidades de agua que escurren por los ríos, estos datos se obtienen por medio de estaciones hidrológicas donde su ubicación va a depender de las características físicas e hidráulicas del tramo del río. Estos datos conocidos para cada río se ajustan a un modelo estocástico para producir posibles escenarios de caudales, esto se hace por medio de un modelo de optimización de despacho, que produce como salida una variable que nos va a ayudar para tomar una decisión de la política operativa para el estudio de largo plazo que llevamos a cabo y que tiene como objetivo el aprovechamiento de los recursos hidráulicos del país.

Existen diferentes tipos de modelos hidrológicos. Pueden ser determinísticos o estocásticos, de simulación o de optimización. En los modelos estocásticos, el algoritmo de cálculo incluye una o varias componentes probabilísticas. Con los modelos estocásticos se generan series futuras de lluvias, de caudales, de niveles de embalses, o de eventos extremos.

1.3 Plantas térmicas

Para la optimización del despacho del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), en la parte que corresponde a las centrales térmicas, debe de considerarse las características operacionales de cada tipo de planta, así como sus interacciones con el sistema, esto es, tipo de ciclo de operación, requisitos de combustible, tasas de salidas forzadas, mantenimiento, características de puesta en servicio, tasas de toma de carga, capacidad de reserva, generación mínima, costos operacionales, etc. Además de esto, los límites y restricciones operacionales de las redes tales como el tamaño máximo de las unidades y sus tasas de toma de carga, los niveles de corto circuito y los requisitos de control de tensión y de estabilidad electromecánica, deben ser tomadas en consideración cuando se toman decisiones sobre como deben despacharse las centrales térmicas.

Debido a las características de generación de algunas unidades térmicas, estas no pueden variar libremente la generación entre un periodo y otro, tanto para aumentar como para disminuir la cantidad de MW, muchas veces por las características de sus calderas o por sus ciclos térmicos que utilizan para la generación.

Los parámetros básicos de las plantas térmicas para este estudio de largo plazo son:

- número de unidades
- capacidad instalada
- generación máxima
- generación mínima
- tasa de salida forzada

- tasa de salida programada
- eficiencia

Para alcanzar la máxima economía y rentabilidad en las inversiones del parque generador, sería deseable que los despachos y la capacidad de las plantas de generación sean iguales en todo momento pero desafortunadamente, esto no es así ya que de la demanda del sistema no es constante ni perfectamente previsible, siendo afectada por variaciones causadas por salidas de carga, diferentes procesos en la producción industrial, influencia en las condiciones meteorológicas, entre otras, lo que hace necesario contar con diferentes tipos de tecnología para abastecer la demanda.

En el sistema eléctrico guatemalteco existen diferentes tipos de tecnología empleada para las centrales térmicas las cuales se pueden mencionar las siguientes:

- plantas de arranque lento y tiempo largo entre arranque y parada
 - plantas de generación a vapor
 - plantas térmicas a carbón
- plantas de arranque rápido y tiempo corto entre arranque y parada
 - plantas de combustión interna (motores reciprocantes)
 - turbinas a gas o petróleo
- plantas que siempre operan
 - plantas geotérmicas

Se puede decir también que el costo operativo de cada central térmica depende básicamente del costo de combustible que utilizan. A continuación se detallan algunos aspectos de las plantas térmicas mencionadas.

1.3.1 Plantas de generación a vapor

El vapor que se requiere para accionar la turbina es generado en la caldera a través de la quema de combustible. Después de la expansión en la turbina el vapor condensado y bombeado de vuelta para la caldera, completando el ciclo de vapor (Ciclo Rankine)

En función del tamaño de la planta, la turbina podrá ser compuesta de cilindros de presión alta, intermedia y baja, además de etapas con extracción de vapor.

1.3.2 Plantas térmicas a carbón

El carbón a ser quemado es normalmente secado antes de ser introducido en la caldera. El aire requerido para la combustión del carbón es pre-calentado aprovechando el calor residual de los gases de combustión. El circuito de agua en la caldera es compuesto por paredes de agua, superficies radiantes de absorción de energía, superficies radiantes y de convección, combustibles para supercalentamiento y recalentamiento del vapor y un economizador que reduce la temperatura de los gases de combustión en la salida de la caldera y en la entrada del pre-calentador de aire.

En función de las características del carbón son instalados precipitadores electrostáticos y equipos de desazufamiento antes del encaminamiento de los gases para la chimenea de descarga.

1.3.3 Plantas de combustión interna

La energía cinética obtenida en los procesos de transformación de energía es el resultado de la quema de combustible en motores alternativos o en la cámara de combustión y expansión subsiguiente de los gases de la turbina. Las principales características de estas plantas se presentan a continuación

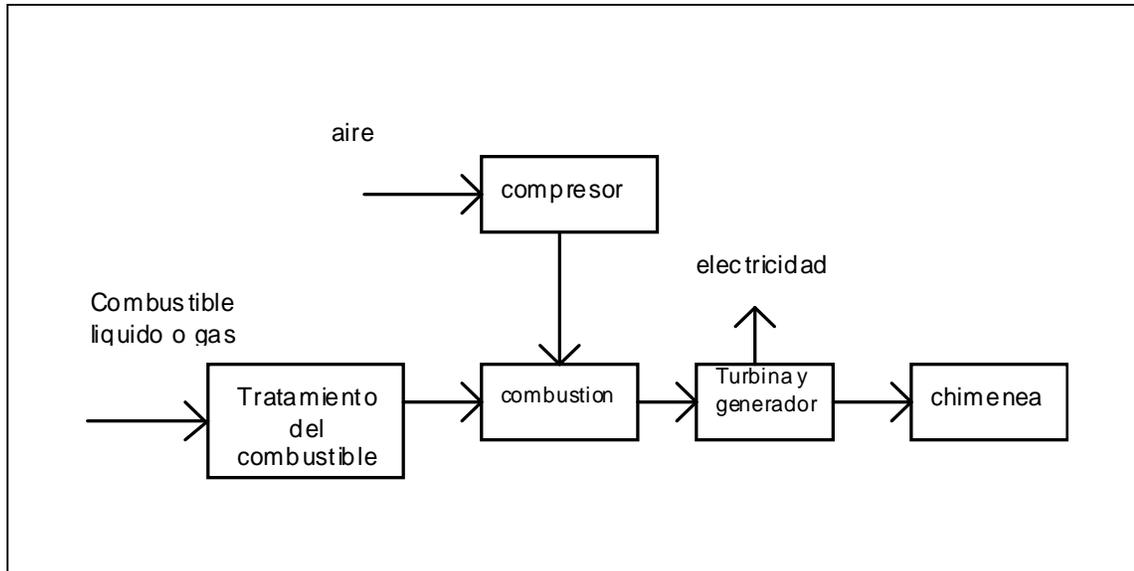
1.3.3.1 Motores de ciclo diesel

Estas unidades utilizan combustibles de baja presión de vapor y tienen elevada razón de compresión, lo que posibilita la auto-ignición. La velocidad de las máquinas es controlada por la variación de la alimentación de combustible. El motor es conectado al generador a través de un sistema de transmisión variable. Por sus características de baja velocidad y dificultad de partida con el sistema con carga, estas unidades son bastante adecuadas para operaciones en las horas pico. Adicionalmente, su utilización es recomendada como alternativa de emergencia para posibilitar el retorno a la operación en el corto plazo de un planta térmica de gran tamaño, garantizando la alimentación eléctrica a los usuarios esenciales de esta unidad.

1.3.3.2 Turbinas de gas o petróleo

Estas unidades son compuestas básicamente de un compresor axial, cámara de combustión, turbina y generador eléctrico. Su estructura es presentada en la figura 1. En el compresor, el aire es comprimido hasta la presión de combustión siendo utilizado en la cámara de combustión para la quema de combustible. Una parte del aire es usado para enfriamiento y control de la estabilidad de la temperatura, así como de la propia flama.

Figura 1. Turbina a gas o petróleo



Fuente: PARSEICA. Conceptos básicos de planeamiento operativo. p. 36

Estas unidades tienen características de arranque rápido, pudiendo alcanzar la plena carga en 10-20 minutos.

Las plantas más modernas que utilizan turbina de combustión, especialmente aquellas de ciclo de operación de base intermedia, aprovechan los gases de salida de la turbina en una caldera de recuperación y generan el vapor requerido por las turbinas de vapor para generación eléctrica adicional, el llamado ciclo combinado. La operación en ciclo combinado puede producir cerca del 40 % de potencia adicional y elevar de 6% a 7% la eficiencia cuando es comparada con plantas térmicas convencionales de combustible fósil

1.3.4 Plantas geotérmicas

El uso de fuentes de energía geotérmica para producción de energía eléctrica y aplicaciones de calentamiento directo, es ya conocido en todo el

mundo y su interés comercial está aumentando en la actualidad debido al incremento de los precios de la energía. En las aplicaciones geotérmicas más rentables, el vapor producido es usado para producir electricidad en plantas de vapor relativamente convencionales. Sin embargo, en la mayoría de los casos, las fuentes se encuentran en forma de agua caliente, tanto dulce como salada. En algunos casos la temperatura y presión del agua es tal, que es posible conseguir vapor a través de una rápida evaporación.

Dichos sistemas tienen como contrapartida los problemas asociados con la cristalización de las sales durante la evaporación. Los procesos que emplean el fluido geotérmico en forma directa son los llamados:

- de vapor seco
- de flujo total
- de simple evaporación
- de doble o múltiple vaporización
- procesos binarios

El proceso que utiliza en forma indirecta el fluido geotérmico es el llamado proceso binario, en el cual el fluido geotérmico transfiere calor a un fluido de bajo punto de ebullición, a fin de que el vapor de éste constituya el fluido de trabajo en la turbina.

1.4 Plantas hidroeléctricas

Dentro del problema de optimización se tienen en cuenta las restricciones propias de los generadores hidráulicos para decidir cuando arrancar o no las máquinas, y una vez que estas estén en servicio no superen su carga máxima declarada ni se encuentren por debajo de su mínimo técnico.

El problema de optimización en el despacho de energía para las unidades hidráulicas involucra solamente variables binarias para determinar el estado encendido/apagado de las máquinas, por lo que es un problema que se resuelve más fácil y en tiempos más cortos que el despacho para las unidades térmicas, que involucra mas variables binarias y más restricciones.

La operación hidráulica de un aprovechamiento a lo largo de un período de tiempo obedece al principio de conservación del agua. Así, el volumen de agua que fluye al aprovechamiento en el período es igual a la suma de los volúmenes, los parámetros básicos que utilizaremos para el estudio son:

- estación hidrológica asociada
- plantas aguas abajo para vertimiento
- plantas aguas abajo para turbinamiento
- plantas aguas abajo para filtración
- número de generadores
- capacidad instalada
- coeficiente de producción promedio
- caudal defluente máximo
- caudal defluente mínimo
- volumen almacenado mínimo
- volumen almacenado máximo
- tasa de salida forzada
- tasa de salida programada
- coeficiente de producción promedio X Volumen
- área X Volumen
- cota X Volumen

Actualmente existen en Guatemala diferentes tipos de centrales hidroeléctricas, según su capacidad de regulación, la cual se refiere a la capacidad del embalse para guardar agua suficiente para generar a plena carga y que pueda transferir entre subperíodos comprendidos en el periodo de regulación. Por lo tanto se pueden clasificar las centrales hidráulicas que existen en el S.N.I. en los siguientes tipos:

- centrales de capacidad anual
- centrales de capacidad diaria
- centrales de filo de agua

1.4.1 Centrales de capacidad anual

Son las centrales de mayor capacidad de embalse, las cuales tienen la posibilidad de realizar por lo menos regulación anual, o sea transferir energía como volumen embalsado entre períodos de tres a más meses, su potencia instalada representan un porcentaje importante del cubrimiento de la demanda del S.N.I. y tienen un efecto significativamente grande en el aspecto económico a largo plazo.

1.4.2 Centrales de capacidad diaria

Son las centrales que, a pesar de tener una capacidad de embalse limitada, tienen la posibilidad de realizar por lo menos regulación diaria, o sea transferir agua dentro de un día entre distintas horas.

1.4.3 Centrales de filo de agua

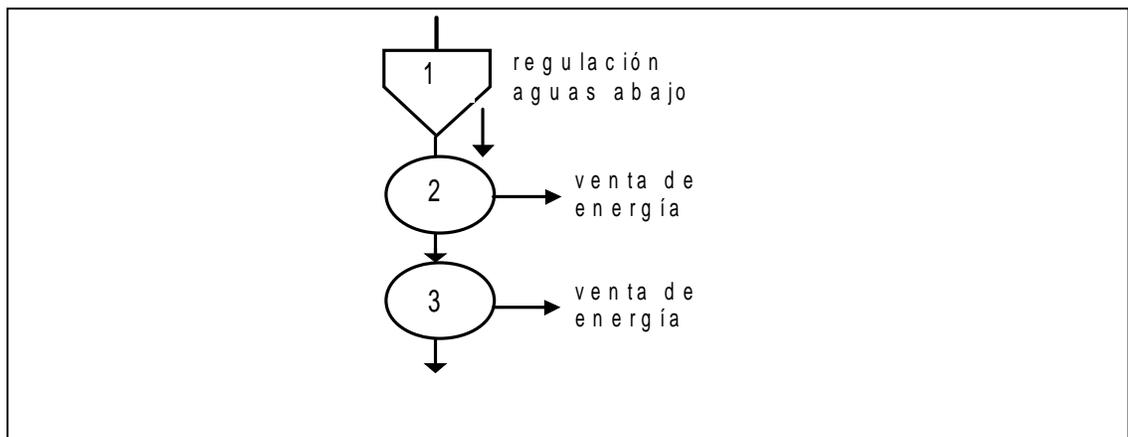
Son centrales con poca o ninguna capacidad de embalse y, para efectos de la programación de largo plazo y el despacho, se consideran generando el caudal entrante medio, diario o semanal.

1.5 Plantas en cascada

La figura 2 muestra un sistema compuesto de un embalse, que esta aguas arriba de dos centrales a filo de agua. Este embalse es obviamente benéfico para el sistema, pues regula el caudal afluente a las plantas a filo de agua y, por lo tanto, aumenta su capacidad de producción firme de energía. Sin embargo, dado que el esquema “spot” remunera solamente la energía generada, el embalse aguas arriba no tendría ningún ingreso por embalsar, mientras las plantas aguas abajo se quedarían con casi todo el beneficio.

Esta distorsión no es importante si todas las plantas hidroeléctricas en la misma cascada pertenecen al mismo agente.

Figura 2. **Conjunto de embalse y plantas a filo de agua**



Fuente: Mario Pereira. Conceptos de planeación bajo competencia. p. 27

1.6 Representación de la demanda

Los pronósticos de la demanda de potencia y energía incorporan un conjunto de incertidumbres de gran magnitud y de difícil cuantificación. La carga de un sistema es la suma de todas las demandas individuales en todos los nodos de un sistema de potencia, el patrón de consumo o de uso de una carga individual fluctúa aleatoriamente y es prácticamente imprevisible, pero las características que tiene la suma de las cargas individuales pueden ser estadísticamente proyectadas. El comportamiento de esta carga total, a su vez, es influenciado por diversos factores, los cuales pueden ser clasificados como siguen:

- factores económicos
- factores temporales
- factores climáticos
- efectos aleatorios

El establecimiento de un modelo para hacer el pronóstico de la demanda requiere una comprensión de los efectos de cada uno de estos factores sobre la demanda de energía eléctrica. A continuación se describen estos posibles efectos:

1.6.1 Factores económicos

Las condiciones económicas del país tienen un efecto sobre los patrones de consumo de la electricidad, factores tales como: la demografía del área de servicio, niveles de la actividad industrial, cambios en las actividades agrícolas, la naturaleza y los niveles de penetración/saturación de los equipos electrodomésticos, además de los cambios trimestrales en las tarifas y las

tendencias de la economía, esta última tiene impactos significativos sobre el crecimiento o disminución en la demanda. En general estos factores económicos sólo producen efectos significativos a mediano y largo plazo, por lo que no son representados de forma explícita en los modelos de pronóstico de corto plazo, pero es importante tenerlos en cuenta en los modelos de proyección de largo plazo, los cuales regularmente se realizan en intervalos anuales.

1.6.2 Factores temporales

Los tres principales factores temporales, la estacionalidad mensual, el ciclo semanal y los feriados religiosos o legales, tiene papel importante en la conformación de los ciclos de carga. Hay eventos estacionales que causan cambios bruscos en los patrones de consumo de la electricidad, tales como: cambio en la estructura tarifaria, el inicio del periodo de clases, así como las reducciones en las actividades debido a los periodos de vacaciones (navidad y año nuevo). Las variaciones semanales y diarias de la demanda son una consecuencia directa de los ciclos de trabajo-reposo de la población en el área de servicio. Estas variaciones pueden ser caracterizadas por días y semanas tipo, variables de una estación para otra. La existencia de feriados y asuetos tienen como efecto principal una reducción de la demanda de lo que se considera normal. Además, los días previos y los siguientes de los feriados también sufren alteraciones en la forma de consumo debido a la creación de fines de semana prolongados.

1.6.3 Factores climáticos

Las condiciones meteorológicas son responsables de grandes variaciones en los patrones de carga. Esto se debe al hecho de que la mayoría

de las empresas de energía eléctrica tienen segmentos de la carga que son sensibles a la temperatura, tales como: calentamiento ambiental, aire acondicionado y el riego, en áreas agrícolas. En muchos sistemas la temperatura es la variable climática más importante por su efecto sobre la carga. De hecho, en un día dado, la desviación de la temperatura de sus valores normales puede causar variaciones de gran monto en la demanda, de modo que se necesite hacer cambios en la programación de la generación. La humedad es otro factor que puede influir en la carga del sistema de forma similar a la temperatura. Otros factores que pueden influir en la demanda son: velocidad del viento y la lluvia.

1.6.4 Efectos aleatorios

Bajo este concepto se clasifica una gran variedad de eventos aleatorios en la curva de carga, que no pueden ser explicados en términos de los factores previamente analizados. Un sistema de potencia está continuamente sujeto a perturbaciones aleatorias, a raíz del hecho que la carga es en realidad un agregado de las diversas demandas individuales. Además del gran número de perturbaciones de pequeño monto, hay grandes cargas, por ejemplo el horno de arco eléctrico cuya operación puede causar grandes variaciones en la forma de la curva de carga. Cuando las horas de operación de estos equipos no son conocidas por los operadores del sistema, representan perturbaciones imprevisibles y de gran monto. Otras fuentes de perturbaciones aleatorias son: huelgas generalizadas, desconexión de grandes instalaciones industriales.

La demanda proyectada y que es utilizada para este estudio de largo plazo está basada en resultados obtenidos a partir de un modelo econométrico que, empleando los datos históricos, explica el comportamiento en energía y potencia del sistema eléctrico, a través del crecimiento de la población y el

desenvolvimiento de la economía reflejado en el Producto Interno Bruto. Para este estudio de largo plazo se trabajará la demanda del sistema en 5 bloques de demanda, los cuales se representan en escalones de demanda, y son:

- demanda pico entre semana (1 hora por día)
- demanda mínima de martes a domingo y media del domingo
- demanda media de lunes a sábado
- demanda post-pico lunes a viernes y pico fin de semana
- demanda mínima del lunes

Estos bloques se obtienen de la siguiente forma:

- utilizamos el histórico de la carga horaria
- se ordena la demanda de mayor a menor para obtener una curva de duración de demanda
- se normalizan las horas para la unidad e invierten los ejes a manera de obtener una función acumulada de probabilidad discreta de la demanda
- se definen la duración en % de los 5 bloques de demanda en función de la proyección de demanda.

1.7 Problema de despacho hidrotérmico

La característica más evidente de un sistema con generación hidroeléctrica es poder utilizar la energía a un bajo costo que está almacenada en los embalses para atender a la demanda, evitando así gastos de combustible con las unidades termoeléctricas. Sin embargo, la disponibilidad de energía hidroeléctrica está limitada por la capacidad de almacenamiento en los embalses. Esto introduce una dependencia entre la decisión operativa de hoy y los costos operativos en el futuro.

1.8 Dependencia temporal de la operación

Si dependiéramos solamente de la generación hidroeléctrica, podríamos utilizar la energía producida a un bajo costo que esta almacenada en los embalses para satisfacer la demanda del sistema, con esto se evitaría altos gastos en costos de combustible con la centrales térmicas, pero sabemos que la disponibilidad de energía hidroeléctrica está limitada por la capacidad de almacenamiento de los embalses.

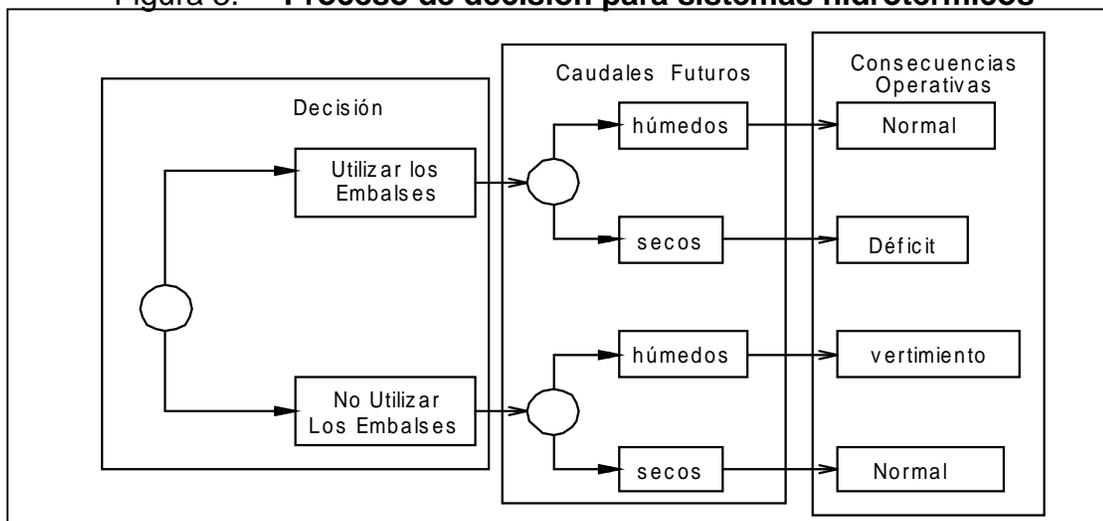
El objetivo del despacho hidrotérmico es determinar la secuencia de desfuegos de las plantas hidroeléctricas que minimice el valor esperado del costo operativo total a lo largo del estudio de largo plazo, este problema se puede representar como un árbol de decisiones como se muestra en la figura 3, donde se tienen dos políticas operativas que son:

- Utilizar los embalses: esta decisión, da origen a dos posibles escenarios futuros que dependen de las afluencias futuras y que son:
 - poca afluencia futura (tiempo seco): dado que se ha usado el agua de los embalses (generación a bajo costo), y las afluencias son pocas, la situación futura del embalse será crítica ya que estará a niveles muy bajos y posiblemente no se pueda generar por medios hídricos haciéndose necesario incluir demasiada generación térmica (generación costosa) para satisfacer la demanda. En consecuencia los costos operativos serán bajos en el presente y altos en el futuro.
 - Mucha afluencia futura (tiempo húmedo): dado que se ha usado el agua de los embalses (generación a bajo costo), y la influencia es bastante, la

situación futura es buena ya que puede seguir generando energía por medios hídricos (generación a bajo costo).

- No utilizar los embalses: no usarlos implicará satisfacer la demanda con generación térmica (generación costosa). Esta decisión da origen a dos posibles escenarios futuros:
 - Poca afluencia futura (tiempo seco): dado que no se ha usado el agua de los embalses y las afluencias son pocas, la situación futura será favorable ya que los embalses no estarán en niveles críticos y se podrá generar energía eléctrica por medios hidráulicos (generación a bajo costo). En consecuencia los costos operativos del sistema hidrotérmico serán altos en el presente y bajos en el futuro.
 - Mucha afluencia futura (tiempo húmedo): dado que no se ha usado el agua de los embalses y la afluencia es grande, la situación futura será un embalse lleno y se presentarán vertimientos

Figura 3. **Proceso de decisión para sistemas hidrotérmicos**

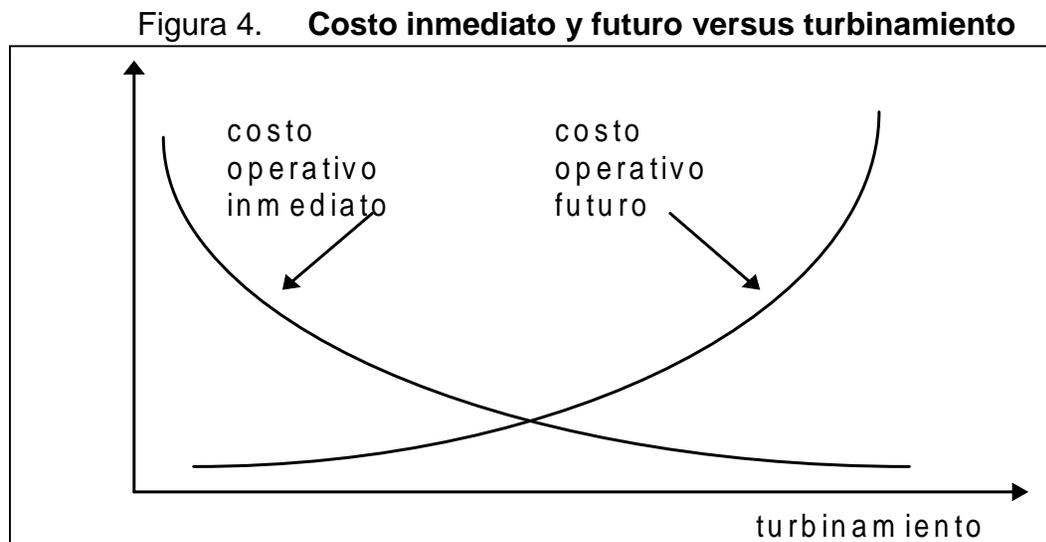


Fuente: *Power System Research. Manual de metodología SDDP 10.0. p. 8*

1.8.1 Costos inmediatos y futuros

El problema de despacho económico para un estudio de largo plazo se puede descomponer en subproblemas de una etapa, esta etapa puede ser mensual, que tiene como objetivo minimizar la suma de los costos inmediatos y futuros. Este problema se ilustra en la figura 4.

La Función de Costo Inmediato (FCI) mide los costos de generación térmica en la etapa t . se observa que el costo inmediato aumenta en la medida que disminuye la energía a base de hidroeléctricas disponible en la etapa, esto es en la medida que aumenta el volumen almacenado final.

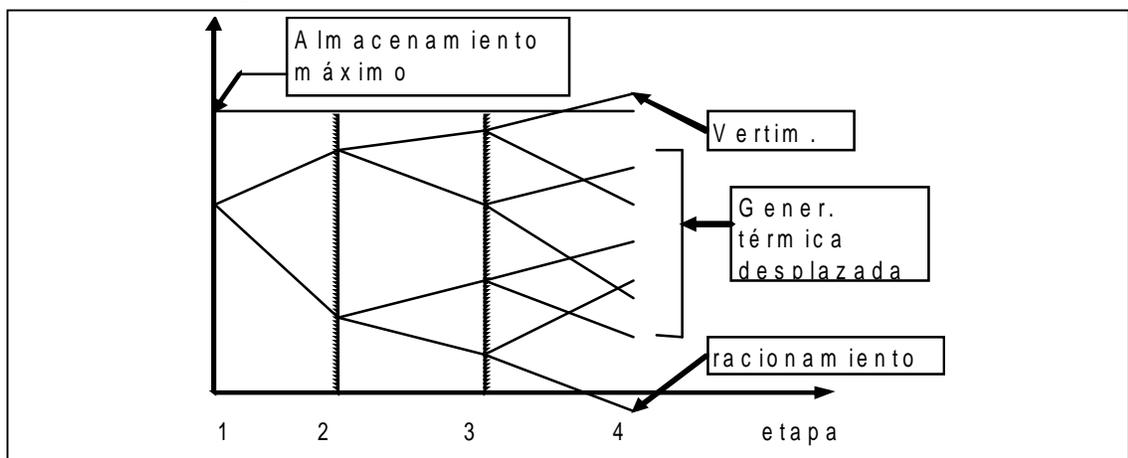


Fuente: Mario Pereira. Conceptos de planeación bajo competencia. p. 28

La Función de Costo Futuro (FCF) se calcula a través de *simulaciones* operativas del sistema para diferentes niveles de almacenamiento inicial. El horizonte de simulación depende de la capacidad de almacenamiento del sistema.

La simulación se hace más compleja debido a la variabilidad de los caudales afluentes a los embalses, que fluctúan a nivel estacional, regional y anual. Debido a esto, los estudios de simulación se hacen de manera probabilística, esto es, se usa un gran número de escenarios hidrológicos. La Figura 5 ilustra el esquema de simulación.

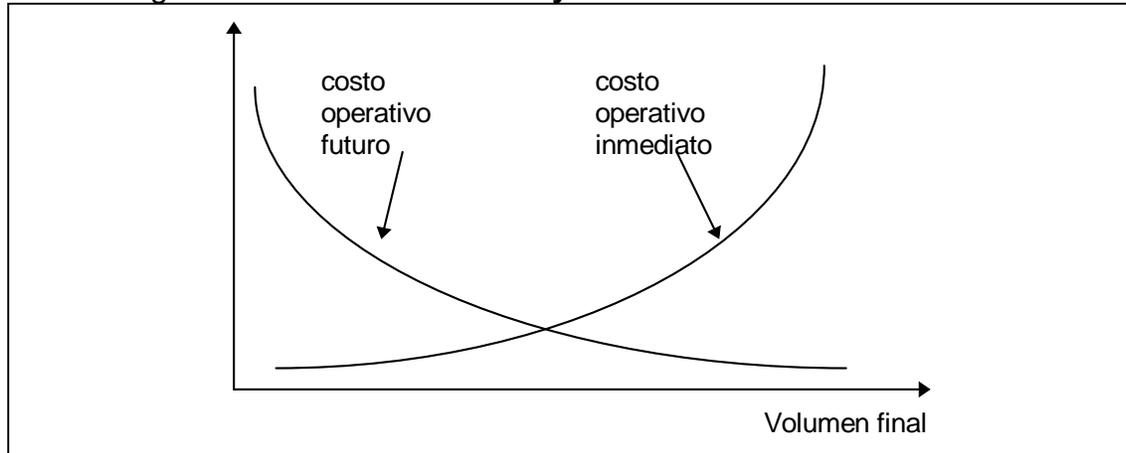
Figura 5. **Cálculo de la función de costo futuro**



Fuente: *Power System Research. Manual de metodología SDDP 10.0. p. 12*

Dado que la simulación de la FCF depende del almacenamiento final de la etapa t (inicio de la etapa $t+1$), en general se representa el “cambio” entre los costos inmediato y futuro en términos de los volúmenes de los embalses, como se muestra en la Figura 6.

Figura 6. **Costo inmediato y futuro versus almacenamiento**



Fuente: *Power System Research. Manual de metodología SDDP 10.0. p. 20*

Como es esperado, las curvas de Costo Inmediato y Costo Futuro tienen la dirección opuesta de la figura 3, esto es, los costos inmediatos ahora aumentan con el volumen final y viceversa. Las derivadas de la FCI y de la FCF con respecto al almacenamiento son conocidas como *valores del agua*. Se concluye de esto que el uso óptimo del agua almacenada corresponde al punto donde los costos inmediato y futuro son iguales.

1.9 Valor del agua

El valor de agua que se obtiene para cada etapa, en este caso mensual, representa para el agua almacenada el costo futuro esperado de reemplazo y permite definir en cada etapa la energía óptima a despachar de cada central hidroeléctrica con regulación de capacidad anual y por lo tanto la distribución mensual del volumen a turbinar en cada embalse. Cuando se cuentan con restricciones asociadas al embalse y/o requerimientos aguas abajo, un embalse puede resultar despachado hasta un nivel cuyo valor de agua es mayor que el precio que existe en el Mercado Mayorista en esa etapa. Esta restricción indica que se está turbinando más agua de la que requiere el despacho hidrotérmico.

Las restricciones que actúan sobre la operación de una central hidroeléctrica puede tener el efecto opuesto y puede ser que el embalse resulte despachado hasta un nivel superior al óptimo, en donde el valor de agua es inferior al precio en el Mercado Mayorista, en este caso, la central estará entregando menos generación que la correspondiente al despacho óptimo, o sea que no puede ubicar toda el agua que requiere el Mercado Mayorista por restricciones ajenas a la central en si misma, ya sea por falta de capacidad de transporte o restricciones a la erogación máxima admisible aguas abajo.

En condiciones normales para un central hidroeléctrica vinculada al Mercado Mayorista y sin restricciones, las cuales pueden ser por condiciones especiales del embalse, requerimientos aguas abajo, el valor de agua es el precio nodal de la energía en el punto de vinculación con el S.N.I. considerando la red de transmisión y el parque generador como un conjunto.

1.10 Mantenimiento de las centrales

Para realizar la simulación del despacho hidrotérmico de formas más cercana a la realidad, debe tomarse en cuenta que el programa de mantenimientos mayores satisfaga los márgenes de reservas operativas requeridas, tomando en cuenta las proyecciones de demanda ajustada con costo mínimo para el sistema eléctrico y considerando aquellos mantenimientos mayores donde involucre convocar generación mas cara ubicando estos mantenimientos en épocas donde el impacto en el costo operativo sea menor.

1.11 Máquina de Falla

Cuando no es posible cubrir la demanda, decimos que se produce un

déficit en el suministro de energía. En la simulación del sistema se agregan generadores ficticios que llamamos Máquinas de Falla de forma que se puedan satisfacer las ecuaciones de balance de potencia y se pueda tener el dato para saber en qué momento se produce déficit y en qué cantidad mirando el funcionamiento de estas Máquinas de Falla; además, se modelan con un costo operativo correspondiente al costo de falla que representan. La última Máquina de Falla tiene como costo el Costo de la Energía no suministrada (CENS).

$$CF \equiv CENS * \%ECF \quad (1)$$

Donde:

CF = Costo de falla

CENS = Costo de la energía no suministrada

%ECF= Escalones de Costos de falla en %

Según la normativa vigente, un CENS es igual a 10 veces el cargo unitario por energía de la tarifa simple para usuarios conectados en baja tensión (BTS) sin cargo por demanda de la ciudad de Guatemala que se publica trimestralmente.

2. RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA Y RESERVAS OPERATIVAS

Existen dos formas para representar las restricciones de la red de transmisión para tomar en cuenta en el estudio de largo plazo y son:

- modelo de interconexiones
- modelo de flujo de potencia linealizado

2.1 Modelo de interconexión

El modelo de interconexiones representa los límites para cambios de energía entre sistemas vecinos. En este caso es necesario definir una ecuación de suministro de la demanda para cada sistema y modelar los límites para la transferencia de energía entre ellos.

La función objetivo se modela a un costo variable que depende del escalón de demanda y de la variable de interconexión.

2.2 Modelo de flujo de potencia linealizado

El modelo de flujo de potencia activa linealizado se compone de dos conjuntos de ecuaciones correspondientes a la primera y segunda leyes de Kirchhoff y las restricciones de límite de flujo en los circuitos.

2.2.1 Primera ley de Kirchhoff

La primera ley representa la ecuación de balance de energía en cada nodo. Con el objetivo de simplificar la notación suponemos que existe un único generador en cada nodo:

$$\sum_{m \in \Omega(n)} f(m) + g(n) = d(n) \quad \text{Para } N = 1, \dots, N \quad (2)$$

Donde:

n: índice de los nodos

N: número de nodos

g(n): generación en el nodo n en MWh

d(n): demanda en el nodo n en MWh

m: índice de los circuitos

M: número de los circuitos

f(m): flujo de potencia en el circuito m en MWh

(n): conjunto de circuitos conectados directamente en el nodo n

El conjunto de ecuaciones se escribe en forma matricial como:

$$Sf + g = d \quad (3)$$

S Matriz de incidencia NXM que representa las conexiones nodo-circuito: la columna m de la matriz S contiene ceros en todas las posiciones excepto en las posiciones correspondientes a los nodos terminales del m-ésimo circuito, a saber, $n_f(m)$ y $n_T(m)$

La matriz de incidencia es una matriz en la cual las filas representan los nodos de una red de transmisión y las columnas son las líneas de transmisión que unen los diferentes nodos cuyo valor será de +1 si la línea se origina en el nodo i de la línea m y -1 si la línea termina en el nodo j de la línea m y tiene un valor de 0 en caso contrario.

$$S(:, m) = \begin{pmatrix} 0 \\ \dots \\ +1 \\ \dots \\ -1 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (4)$$

f : vector M-dimensional de flujos en los circuitos

g : vector N-dimensional de generaciones

d : vector N- dimensional de demandas

2.2.2 Segunda ley de Kirchhoff

A su vez, la segunda de Kirchhoff establece que:

$$f_m = \gamma_m(\theta(i_m)) \quad \text{para } m=1, \dots, M \quad (5)$$

Donde:

γ_m : Susceptancia en el circuito

$\theta(i_m)$: ángulo nodal en el nodo origen i_m

$\theta(j_m)$: ángulo nodal en el nodo destino j_m

En términos matriciales, el conjunto de ecuaciones resulta:

$$f = YS'\theta \quad (6)$$

Donde:

matriz diagonal MXM que contiene las susceptancias de los circuitos

S' matriz MXN, transpuesta de la matriz de incidencia S

vector N- dimensional de ángulos nodales

En la red de transmisión es importante saber que se representa para la simulación del estudio como un modelo de flujo de potencia lineal, y los datos básicos para los datos de barra son:

- barra
- tipo de la barra: generación, carga o "*slack*"
- nombre de la barra
- tipo de la planta asociada: hidroeléctrica, térmica o ninguna
- numero de la planta asociada
- factor de participación de la demanda de la barra en la demanda total
- demanda industrial

de igual forma es necesario conocer los datos básicos de los circuitos, los cuales son:

- barra de origen
- barra de destino
- resistencia del circuito
- reactancia del circuito
- límite de flujo

2.3 Tipos de restricciones en la red de transporte

La potencia que fluye en las redes puede circular confiablemente si existe la suficiente capacidad de transferencia disponible sobre todos los elementos que forman la red de transmisión.

Normalmente se distinguen tres tipos de restricciones que limitan la capacidad de transferencia de potencia en un sistema de transmisión.

- restricciones térmicas
- restricciones de voltaje
- restricciones de operación del sistema

2.3.1 Limitaciones térmicas

Estas son las restricciones más comunes que limitan la capacidad de una línea de transmisión, cables y transformador de potencia. Los conductores eléctricos al oponer resistencia al flujo de electrones producen un calentamiento de los mismos. Las temperaturas sobre el conductor, dependen de la corriente y también de las condiciones climáticas ambientales como: temperatura, velocidad y dirección del viento, que producen la disipación del calor en el aire.

Sin embargo, la capacidad térmica sobre las líneas de transmisión normalmente es expresada en términos de los flujos de corriente en lugar de las temperaturas actuales, dada la facilidad de medición.

Similarmente, los transformadores de potencia y otros equipos también están limitados por restricciones térmicas. En el caso de los transformadores, éstos están diseñados para operar con un ascenso máximo de temperatura por

que son capaces de disipar el calor producido y en algunos casos se aplican criterios de cargabilidad en los cuales el transformador puede ser cargado más allá de su potencia máxima por determinado período de tiempo a expensas de su pérdida de vida útil.

2.3.2 Restricciones de voltaje

Las fluctuaciones de voltaje pueden darse debido a variaciones en la demanda eléctrica del sistema y a posibles fallas en las líneas de transmisión o distribución que produzcan su pérdida de carga al sistema.

Estas restricciones son establecidas por los niveles máximos y mínimos con los que pueden operar los diferentes equipos o sistemas que se conectan al sistema eléctrico de potencia, considerando sus valores nominales de diseño y sin olvidar los criterios de calidad y seguridad para el servicio eléctrico.

Si el máximo es sobrepasado, se pueden producir cortocircuitos por pérdida de rigidez dieléctrica en transformadores, aislantes y otros equipos presentes en las subestaciones eléctricas; las instalaciones de los consumidores pueden llegar a dañarse o destruirse y, además, se puede llegar a producir interferencia para los equipos de comunicaciones electrónicas o ruido por efecto corona.

Las restricciones mínimas de voltaje también existen y se basan sobre los requerimientos de los consumidores. Los voltajes bajos se asocian generalmente con sistemas altamente cargados y con déficit de generación, lo que causa un bajo rendimiento de la carga, provocando una operación inadecuada de los equipos que puede llegar a dañar motores de los consumidores. En este caso se aplica el criterio de la calidad del servicio, para que el consumidor obtenga el correcto desempeño de su equipo.

El voltaje sobre una línea de transmisión tiende a caer desde el extremo transmisor hasta el extremo receptor. La caída de voltaje a lo largo de la línea es directamente proporcional a los flujos de potencia reactiva y a la reactancia de la línea, la que aumenta con el largo de la misma.

En sistemas altamente cargados, los bajos voltajes pueden ser indicativos que la carga se aproxima al límite de estabilidad de estado estable (máxima potencia que puede ser transmitida hasta el punto de recibo sin pérdida de sincronismo).

2.3.3 Restricciones en la operación del sistema

Este tipo de restricciones en los sistemas eléctricos de potencia nace principalmente de los requerimientos de seguridad y confiabilidad. De esta forma es importante controlar los flujos de potencia en las líneas de transmisión y distribución de una red eléctrica, lo cual se realiza en tiempo real. Los flujos de potencia se redistribuyen cuando la demanda cambia, cuando los nodos de generación cambian, o cuando el sistema de transmisión o distribución es alterado debido a que algún circuito está siendo conectado o desconectado del sistema.

2.3.3.1 Operación preventiva para la seguridad del sistema

Los sistemas de potencia son diseñados y operados para proporcionar continuidad de servicio en caso de posibles contingencias como: pérdida de una unidad generadora, pérdida de una línea de transmisión o falla de algún otro componente del sistema, como un transformador. Estos procedimientos preventivos apuntan a operar el sistema con el fin de evitar interrupciones en el

servicio, como resultado de la salida de servicio del algún componente. Esto incrementa la seguridad en la operación de los sistemas interconectados y reduce la frecuencia con la que los principales problemas ocurren.

2.3.3.2 Estabilidad del sistema

El problema de la estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia representa otra restricción de operación. Generalmente se agrupan en dos tipos:

- mantener la sincronización entre generadores del sistema
- prevención del colapso de voltaje

Dentro de un sistema interconectado, todos los generadores giran a la misma velocidad de sincronismo a una frecuencia específica. Cuando una falla ocurre en el sistema de transmisión, los requerimientos de potencia de los generadores cambian. La falla puede reducir los requerimientos del generador, sin embargo, la potencia mecánica de la turbina permanece constante haciendo que el generador se desacelere.

Al eliminar la falla, se altera el flujo de potencia y la turbina aumenta la velocidad. Esto produce oscilaciones en la velocidad a la que el generador rota y en la frecuencia de los flujos del sistema. Bajo estas circunstancias el sistema puede ser inestable, a lo que se denomina inestabilidad transiente y puede conducir a un colapso total del sistema.

Para evitar la inestabilidad transiente, la potencia que se transmite entre las áreas es limitada a niveles determinados por estudios de contingencias del

sistema. La llamada inestabilidad dinámica generalmente ocurre cuando pequeñas variaciones normales en generación o consumo dan origen a oscilaciones de baja frecuencia. Estas condiciones pueden conducir a grandes fluctuaciones de voltaje y de frecuencia, resultado en una pérdida de la estabilidad del sistema.

La inestabilidad en el voltaje ocurre cuando el sistema de transmisión no está adecuadamente diseñado para administrar los flujos de potencia reactiva, Grandes cantidades de flujo de potencia reactiva en líneas de transmisión largas, dan origen a serias caídas en el voltaje del consumidor, haciendo que en este extremo aumente la corriente.

Este incremento en la corriente causa flujos de potencia reactiva adicional y pérdidas de voltaje en el sistema, llevando a voltajes aun más bajos en el extremo receptor. Si el proceso continúa, el voltaje colapsará y es necesario que los usuarios sean desconectados para prevenir daños serios.

2.3.3.3 Flujos de potencia en el sistema de transmisión

Cuando la potencia eléctrica fluye entre los distintos puntos del sistema de transmisión, ésta no sigue una trayectoria única. En lugar de eso, la potencia fluye del nodo de generación al nodo de carga, dependiendo de la impedancia presente en las líneas.

Una línea de transmisión con una impedancia baja transportará una mayor parte de la potencia total que una línea alterna con una impedancia alta. Por lo tanto, los flujos de potencia pueden circular a través de trayectorias

paralelas, dependiendo de las condiciones de carga. Este fenómeno se ha denominado flujos paralelos.

En forma adicional, cuando varios sistemas de transmisión están interconectados entre sí, los flujos de potencia pueden circular por los sistemas y regresar, formando lo que se denomina flujos cerrados. Ambos efectos pueden limitar la cantidad de potencia que el resto de los sistemas pueden transferir a sus propios consumidores.

El problema de los flujos paralelos puede hacer incoherentes acuerdos bilaterales establecidos en el mercado de la transmisión, ya que la circulación de los flujos de potencia por las redes ocurre sin importar quién sea el propietario de la línea de transmisión. Agravando esto, se suma la situación en que la capacidad de transferencia de transmisión, por condiciones de estabilidad, puede resultar menor que los límites térmicos de las mismas líneas y esta diferencia puede cambiar de acuerdo a como varíen las condiciones del sistema.

Los flujos de potencia a través de una línea de transmisión pueden provocar efectos dramáticos sobre la capacidad de otras y distantes líneas.

La capacidad de transferencia no puede ser definida o garantizada sobre un horizonte razonable de tiempo.

Las definiciones convencionales de capacidad de transferencia de una línea dependen de las condiciones de carga consideradas.

2.4 Costos marginales de generación

Son valores que miden la variación del costo operativo total del sistema con respecto a un aumento marginal en los recursos del sistema, tales recursos son:

- La demanda
- La capacidad de generación de las centrales térmicas o hidroeléctricas
- El caudal afluente a las centrales hidroeléctricas
- La capacidad de líneas de interconexión entre los sistemas

2.5 Factor de pérdidas nodales de energía

El Factor de Pérdidas Nodales de Energía (FPNEi) de un nodo “i” , Con respecto al nodo de referencia, que en el caso del Sistema Eléctrico Guatemalteco es el nodo Guatemala Sur 230 kV, se define como la relación entre los costos marginales de ambos nodos cuando en el nodo “i” el costo marginal incorpora las pérdidas marginales del transporte al nodo de referencia y los mismos se encuentran vinculados sin restricciones de transporte, donde el factor de pérdida del nodo “i” a la hora t se define como:

$$FPN_{ik} = 1 + \left(\frac{\Delta P_{Perd}}{\Delta P_{dik}} \right) \quad (7)$$

Siendo:

$\left(\frac{\Delta P_{Perd}}{\Delta P_{dik}} \right)$ La variación de las pérdidas totales de transporte con respecto a las pérdidas demandadas en el nodo i.

Para su cálculo se modela la red de transporte mediante un flujo de cargas y se simula en cada nodo del sistema una variación unitaria de demanda, con esto se obtiene la variación correspondientes a las pérdidas del sistema

2.6 Interconexiones

La finalidad principal de la interconexión es permitir la ejecución de la programación y el transporte de grandes bloques de energía entre sistemas. En estas condiciones, la capacidad de transferencia de energía entre sistemas interconectados es un parámetro vital para la optimización de la operación energética del sistema en su totalidad. Como subproducto de la simulación energética, son obtenidos intercambios medios mensuales entre las regiones consideradas, que sirven de referencia para los estudios eléctricos de las redes de interconexión.

Los despachos reflejan las condiciones hidrológicas y el estado de la reserva energética que depende de la cantidad de energía recibida o enviada a través de los lazos de interconexión. Por consiguiente, la política de operación del sistema hidrotérmico, la capacidad de transferencia de las interconexiones y el desempeño del sistema, están fuertemente correlacionados. Esto torna compleja la evaluación del desempeño de redes de interconexión y crítica la definición adecuada de la secuencia de aplicación de modelos energéticos y de análisis eléctrico de la red de transmisión.

Además, la existencia de interconexiones con países vecinos permite una reducción de los costos operativos a través de la compra y venta de energía, y un aumento de la confiabilidad de suministro a través de la repartición de las reservas, el problema de la programación de largo plazo es determinar el nivel óptimo del intercambio y los precios de compra venta. En el caso de

intercambios con sistemas que no estén directamente interconectados, existe también el problema del peaje, esto sirve para compensar a los sistemas intermediarios por la utilización de sus recursos de transmisión.

2.7 Regulación de frecuencia en el sistema nacional interconectado

Las centrales generadoras en general forman parte de un sistema más grande y su comportamiento estará condicionado por el resto del sistema, haciéndose más compleja la regulación debido al mayor número de generadores y centrales que se deben considerar, al igual que la carga total del sistema que cambia en cada instante, de manera aleatoria debido a la variación de los requerimientos de cada uno de los consumos parciales, a la conexión y desconexión de cargas; provocando alteraciones en la cantidad de potencia demandada que afecta a la frecuencia.

Un concepto que es necesario mencionar es el de característica potencia/frecuencia de un sistema interconectado, a la variación de potencia para una modificación determinada de la frecuencia en un sistema se le conoce como rigidez del sistema, cuanto más pequeña sea la variación de frecuencia para una variación de carga determinada, más rígido será el sistema.

En los casos mencionados anteriormente existen distintos tipos de regulación de frecuencia, ellos son:

- regulación primaria: todas las unidades generadoras deben operara con capacidad de reserva suficiente como para asegurar un equilibrio permanente entre generación y demanda y se produce cuando la regulación de frecuencia se realiza sin el uso automatizado del control

carga-velocidad. Además controla la potencia generada por cada máquina.

- regulación secundaria: cuando es necesario controlar en forma automática la potencia que fluye por las líneas y modificar convenientemente la generación total de cada sistema para lograr un correcto ajuste, este ajuste se realiza más lento que el caso primario.

2.8 Reservas operativas

Para optimizar el parque generador hidrotérmico es necesario considerar en el estudio de largo plazo que se deben de establecer ciertos criterios para la coordinación de los servicios complementarios, tal es el caso del servicio complementario de la reserva operativa ya que su finalidad es mantener la calidad de la energía eléctrica.

2.8.1 Reserva rodante regulante

Se define como reserva rodante regulante (rrr) a la fracción de la capacidad de una unidad generadora que esté sincronizada al sistema de potencia pero que no esta asignada a la producción de energía y que tiene como finalidad que la unidad generadora participe activamente en la Regulación Primaria de la Frecuencia, la magnitud de esta reserva será del 3 % de la generación en cada hora.

2.8.2 Reserva rodante operativa

Su función principal es absorber las variaciones de la demanda real del

sistema con respecto a la demanda pronosticada en régimen normal. Cuando existe un desbalance entre la generación y la carga, la Reserva Rodante Operativa permite llevar nuevamente a las máquinas que realizan la regulación secundaria de frecuencia a los valores asignados por el despacho, anulando los desvíos medios de frecuencia.

La prestación de este servicio consiste en la acción manual o automática de corregir la producción de una o más unidades generadoras, para establecer un desvío en la frecuencia producido por un desbalance entre generación y demanda. La magnitud asignada individualmente como Reserva Rodante Operativa, corresponde a la fracción de la capacidad de una unidad generadora que esta sincronizada al sistema de potencia, pero que no esta asignada a la producción de energía. La reserva rodante operativa es distinta y adicional a la Reserva Rodante Regulante.

Para determinar el margen de Reserva Rodante Operativa a prestar por una unidad generadora se considerara el costo variable de generación y el precio de la oferta de la prestación del servicio, con esto se asigna la potencia a generar y el margen de reserva que resulte en el menor costo del sistema.

2.8.3 Reserva rodante total

Se define como la suma de la Reserva Rodante Regulante mas la Reserva Rodante Operativa y los márgenes de reserva que el sistema nacional debe mantener es de 0:00 horas a 5:59 horas y de 22:00 horas a 23:59 horas 7 % de la potencia generada en el S.N.I. De 6:00 horas a 17:59 horas, 6 % de la potencia generada en el S.N.I. de 18:00 horas a 21:59 horas, 5 % de la potencia generada en el S.N.I. En todo caso, por requerimientos operativos, la reserva rodante total no deberá ser menor que 30 MW.

2.8.4 Reserva rápida

Su función principal es contar con potencia para cubrir las desviaciones respecto a la operación programada, que son provocadas por contingencias y otro tipo de imprevistos importantes. Este servicio complementario es cubierto con unidades térmicas de arranque rápido o centrales hidroeléctricas que puedan entrar en servicio y alcanzar la potencia máxima en un tiempo no mayor de treinta minutos. Al igual que la RRO, para la prestación de este servicio la unidad generadora debe ser previamente habilitada

2.9 Generación forzada

La generación forzada es aquella generación que no es económica y es causada por restricciones en el sistema principal de transporte, restricciones de arranque y parada, restricción por reserva rodante operativa, restricciones en el sistema secundario de transporte, inflexibilidad de la oferta de importación, restricción por la exportación de energía y cumplimiento de contratos con compras mínimas obligadas. Esta generación ocasiona sobrecostos al S.N.I.

Los sobrecostos de la Generación Forzada, provienen de la energía producida por una unidad o central generadora que es obligada a operar fuera del despacho económico por las causas mencionadas.

3. RESTRICCIONES OPERATIVAS ADICIONALES Y CARACTERÍSTICAS DE LA OPTIMIZACIÓN ESTOCÁSTICA

3.1 Centrales térmicas *commitment*

Las centrales térmicas tipo *commitment* representan aquellas centrales en las cuales está asociado un costo de arranque. La decisión de despachar una central térmica de este tipo puede ser realizada para cada etapa o cada bloque de demanda dentro de la etapa. En ambos casos estas centrales se modelarán usando variables de decisión enteras binarias (0/1).

De esta forma, la representación de este tipo de centrales requiere la utilización de algoritmos de programación entera mixta, lo que introduce una complicación de tipo computacional. Si el número de estas centrales no es muy elevado este aspecto no es muy importante.

Si la decisión de despachar se realiza una vez en la etapa, los límites de generación se representan con las siguientes restricciones.

$$g_{tk}(j) - \bar{g}(j) * x_t(j) \leq 0 \quad \text{para } j \in C, \text{ para } k = 1, \dots, K \quad (8)$$

$$g_{tk}(j) - \bar{g}(j) * x_t(j) \geq 0 \quad \text{para } j \in C, \text{ para } k = 1, \dots, K \quad (9)$$

$$x_t(j) \in \{0,1\} \quad \text{para } j \in C$$

La variable de decisión se incluye en la función objetivo multiplicado por el costo de arranque correspondiente:

$$\sum_{j \in C} C_a(j) * x_t(j) \quad (10)$$

Donde:

$x_{tk}(j)$: Decisión de despachar la central térmica en el bloque k D

3.2 Centrales térmicas *must-run*

Estas centrales se caracterizan por tener que generar, de forma forzada, su capacidad máxima; operan en la base independientemente de su costo operativo, si la decisión de despachar la central térmica se realiza en cada bloque, entonces las restricciones resultan.

3.3 Precios de los combustibles

El pronóstico de los precios de los combustibles utilizados en la Programación de Largo Plazo se basa en las estimaciones elaboradas por la *U.S. Energy Information Administration* en el artículo del *Short Term Energy Outlook*, por eso es necesario al considerar la variabilidad los precios de los combustibles a lo largo de un periodo tan grande, esto se debe a diversas causas, entre las que destacan:

- los recursos energéticos son finitos y en la medida que se utilizan, su precio aumenta, aun cuando las demás condiciones permanezcan constantes.

- los energéticos se comercializan en mercados parcialmente competitivos y son menudo substitutivos. Las reducciones en la demanda del energético desplazado inducen disminuciones en su precio.
- al explotar un recurso de manera racional, primero son extraídas las reservas de costo mínimo y posteriormente las de mayor costo. Esto repercute en incrementos del precio en el futuro.
- los avances tecnológicos tienden a disminuir el costo de explotación y procesamiento de los recursos
- los efectos ambientales tienen cada vez un mayor peso; esto trae consigo una tendencia a la sustitución de combustibles “sucios” por limpios y a la instalación de equipos para disminuir las emisiones. En ambos casos son obtenidos aumentos de costos, ya sea de los energéticos o de las instalaciones para su tratamiento.
- existen factores coyunturales que alteran el comportamiento de los mercados; así, por ejemplo, un conflicto en el Golfo Pérsico, o un invierno riguroso en los países nórdicos puede en forma temporal, alterar el precio del petróleo.

El costo de combustible refleja el valor imputado a los recursos energéticos necesarios para obtener, por medio de las diversas tecnologías, un MWh neto generado. En el cálculo de estos costos son utilizados precios internos de referencia, corregidos con el escenario de evolución de los mismos.

3.3.1 Precio de referencia de los combustibles

El precio de referencia es una aproximación al precio máximo que puede llegar a tener los combustibles. Su uso elimina posibles distorsiones de los precios internos de los combustibles en Guatemala y permite comparar los costos económicos de los distintos medios de generación.

El costo de generación por concepto de combustible es un costo nivelado, el cual depende del escenario medio de evolución de los precios de los combustibles, excepto en las centrales geotérmicas e hidroeléctricas

3.4 Tipos de contratos

Uno de los objetivos de la Programación de Largo Plazo es la asignación de energía a los generadores con contratos a los que se refiere el artículo 40 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista donde los contratos existentes son considerados como pertenecientes al mercado a término según la Norma de Coordinación Comercial No. 13 y son administrados conforme las estipulaciones contractuales contenidas en dichos contratos, incluyendo las condiciones de compra mínima de energía obligada y pueden ser de los siguientes tipos por contrato de abastecimiento:

3.4.1 Contratos por diferencia con la 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 con 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.

3.4.2 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 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.

3.4.3 Contratos de opción de compra de energía

En este tipo de contrato se establece por las partes un valor de potencia contratada para el cubrimiento de la Demanda Firme en todo momento durante 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 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 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.

3.4.4 Contratos por diferencias por la demanda faltante

En este tipo de contrato se establece por las partes un valor de potencia contratada para el cubrimiento de la Demanda Firme en todo momento durante toda la vigencia del contrato, el cual no podrá superar la Oferta Firme Eficiente del vendedor que no esté comprometida en otros contratos. Además, el agente productor se compromete a entregar al precio pactado toda la energía demandada para el comprador que no sea suministrada por otros contratos, hasta la potencia comprometida.

3.4.5 Contratos existentes

Son los contratos a que se refiere el artículo 40 del Reglamento del AMM y se administraran de conformidad con las condiciones contractuales informadas al AMM mediante las planillas correspondiente.

3.4.6 Contratos de energía generada

En este tipo de contrato un Agente Generador a cuyas unidades generadoras no 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.

3.5 Función objetivo

Es la medida cuantitativa del funcionamiento del sistema que se desea optimizar (maximizar o minimizar). Como ejemplo de funciones objetivos se puede mencionar: el caso del sistema eléctrico guatemalteco que es la minimización de los costos variables de operación del sistema hidrotérmico.

3.6 Variables

Representan las decisiones que se pueden tomar para afectar el valor de la función objetivo. Desde un punto de vista funcional se pueden clasificar en variables independientes o de control y variables dependientes o de estado, aunque matemáticamente todas son iguales. En el caso de un sistema eléctrico serán los valores de producción de los grupos de generación o los flujos por las líneas.

3.7 Restricciones

Representan el conjunto de relaciones (expresada mediante ecuaciones e inecuaciones) que ciertas variables están obligadas a satisfacer. Por ejemplo las potencias máximas y mínimas de operación de un grupo de generación. Resolver un problema de optimización consiste en encontrar el valor que deben tomar las variables para hacer óptima la función objetivo satisfaciendo el conjunto de restricciones.

3.8 Modelo de optimización

Un modelo es una representación matemática simplificada de una realidad compleja. Modelar es la acción de construir un modelo, de encontrar la

realidad. Un modelo es en definitiva, una herramienta de ayuda a la toma de decisiones, por esta razón, sus resultados deben ser inteligibles y útiles. Es una ciencia pues se basa en un conjunto de procesos estructurados: análisis y detección de las relaciones entre los datos, establecimiento de suposiciones y aproximaciones en la representación de los problemas, desarrollo o uso de algoritmos específicos de solución.

3.9 Programación dinámica dual estocástica

La Programación Dinámica Dual Estocástica es un proceso iterativo de construcción de una aproximación de la función de costo futuro, cuya precisión depende de dos parámetros: el tamaño de la muestra de estados (L) y el número de escenarios condicionados utilizados en el cálculo de la función de costo futuro.

Cuando realizamos la optimización del despacho hidrotérmico para un único escenario hidrológico futuro esto es considerado como una estrategia arriesgada pues si el escenario húmedo es utilizado, la optimización irá a despachar mucha las hidroeléctricas y si en la realidad la hidrología es seca, el sistema llegará a una situación de bajo almacenamiento o incluso de racionamiento; si un escenario seco es utilizado, la optimización despachará poco las hidroeléctricas y tendrá un costo elevado debido al elevado despacho térmico y si en la realidad la hidrología es húmeda, el sistema llegará a una situación de almacenamiento excesivo e incluso de vertimiento, esto sería una operación muy conservadora.

Para el estudio de largo plazo a realizar, la forma correcta de esta optimización bajo incertidumbre equivale a realizar un despacho hidrotérmico estocástico que debe de tener las siguientes características:

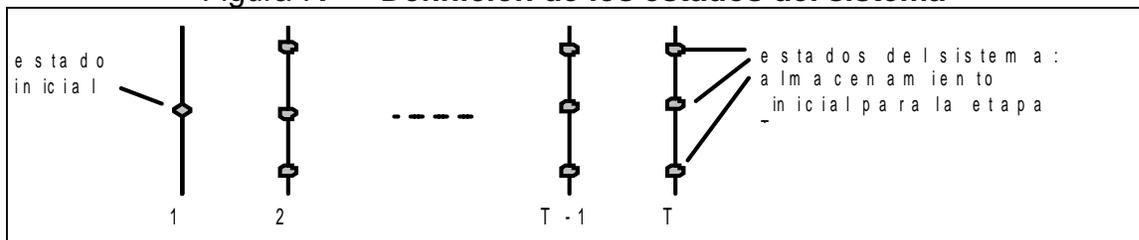
- es un método iterativo de construcción de las aproximaciones de la Función de Costo Futuro alrededor de puntos interesantes de almacenamiento del sistema.
- En la programación dinámica dual las Funciones de Costo Futuro son aproximadas por segmentos lineales alrededor de los puntos de almacenamiento interesantes usando la información del costo y la derivada de la Función de Costo Futuro en este caso sería el valor de agua.
- El método iterativo de solución del problema del despacho hidrotérmico por programación dinámica dual se constituye por dos fases:
 - Fase *Forward* (simulación): simula los puntos interesantes de almacenamiento de los embalses en cada etapa considerando las aproximaciones de las Funciones de Costo Futuro ya construidas.
 - Fase *Backward* (recursión): adiciona segmentos lineales en la aproximación de la función de costo futuro de cada etapa obtenidos alrededor de puntos interesantes de almacenamiento generados en la fase Forward. Este proceso *Forward-Backward* se repite hasta que un criterio de convergencia sea atendido.
- Descomposición anidada de Bender con sorteo de los subproblemas a evaluar en lugar de enumerar todos los subproblemas en la pasada hacia adelante.

3.10 Aproximación lineal por partes de la función de costo futuro

La Programación Dinámica Dual Estocástica se basa en el hecho de que la Función de Costo Futuro se puede representar como una función lineal por partes y se obtiene a través de un procedimiento recursivo en el tiempo, donde se calcula la decisión operativa óptima para cada etapa y para cada estado de almacenamiento; además, se muestra que la inclinación de la FCF alrededor de un estado dado se obtiene analíticamente de los multiplicadores Simplex asociados a la solución óptima del problema de despacho de una etapa. Esta función se calcula a través de un procedimiento recursivo llamado Programación Dinámica Estocástica (PDE) y se presenta a continuación:

- Para cada etapa T (por lo general en etapas representadas por meses o semanas) se definen un conjunto de estados del sistema, por ejemplos niveles de almacenamiento 100 %, 80%, etc. Hasta 0 %. La figura 6 muestra la definición de los estados para un embalse. Si se supone que conocemos el almacenamiento inicial de la primera etapa.

Figura 7. Definición de los estados del sistema

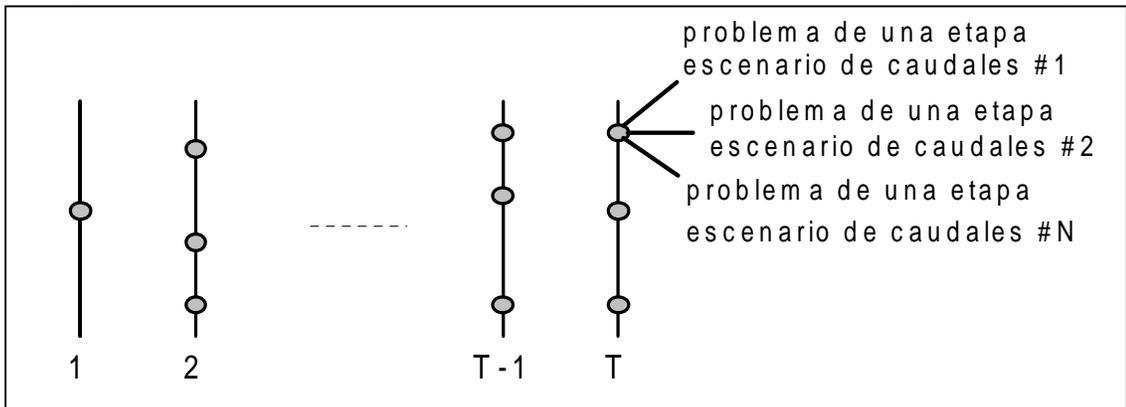


Fuente: *Power System Research. Manual de metodología SDDP 10.0.* p. 13

- Iniciar en la última etapa, T , y resolver el problema de despacho de una etapa, suponiendo que el almacenamiento inicial corresponde al primer nivel seleccionado en el paso anterior, por ejemplo 100 %. Dado que se está en la última etapa, se supone que la Función de Costo Futuro es igual a cero.

Se resuelve el problema de despacho para cada uno de los N escenarios de caudales para la etapa. El esquema se muestra en la figura 7.

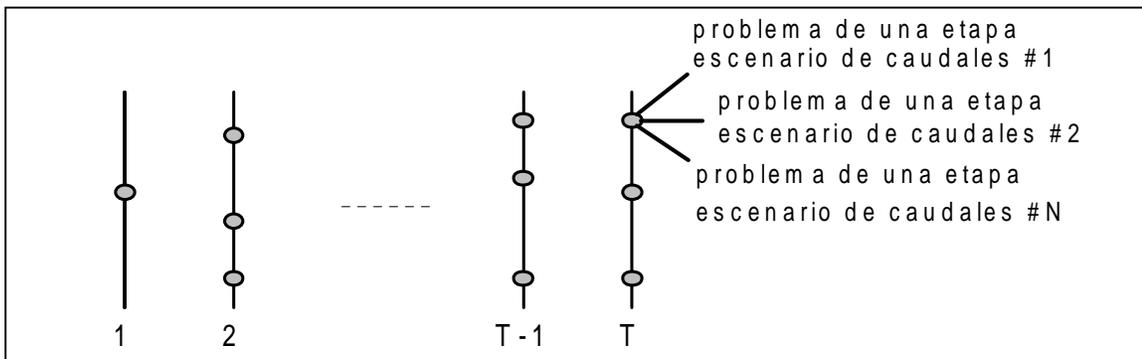
Figura 8. **Cálculo de la decisión óptima para escenario- última etapa**



Fuente: *Power System Research. Manual de metodología SDDP 10.0. p. 13*

- Calcular el valor esperado del costo operativo asociado al nivel 100% como el promedio de los costos de los N subproblemas de una etapa. Con esto se obtiene el primer punto de las Función de Costo Futuro para la etapa T-1, se observa que la pendiente de la Función de Costo Futuro alrededor de este punto corresponde al valor del agua esperado y se obtiene del multiplicador Simplex, como se muestra en la figura 8

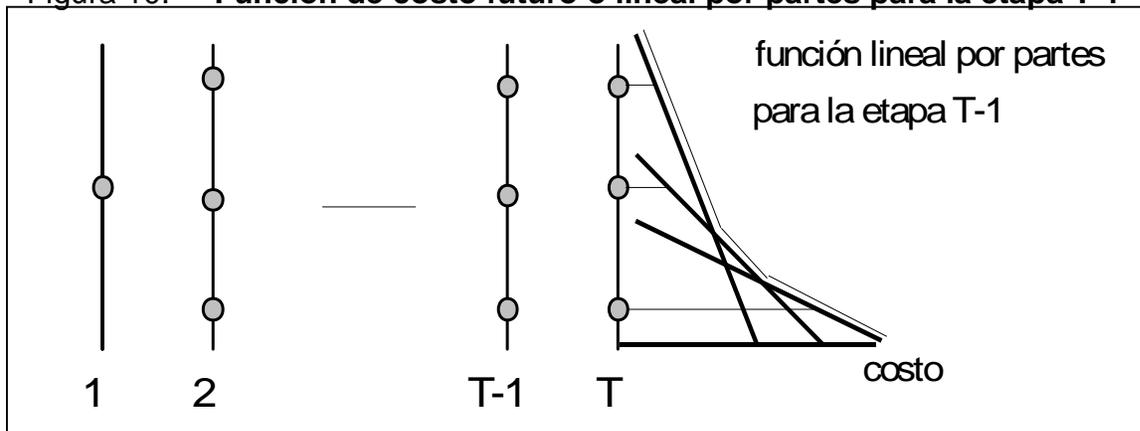
Figura 9. **Cálculo del primer tramo de la función de costo futuro**



Fuente: *Power System Research. Manual de metodología SDDP 10.0. p.14*

- Se repite el cálculo del costo operativo y de las pendientes de la superficie de costo futuro para cada estado de almacenamiento en la etapa T. El resultado final es una superficie lineal por partes, que representa la Función de Costo Futuro para la etapa T-1, como se muestra en la figura 9

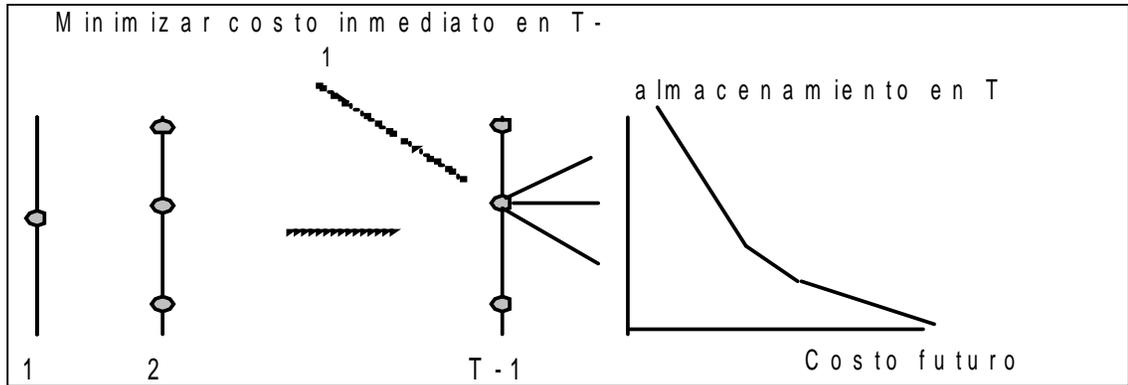
Figura 10. **Función de costo futuro o lineal por partes para la etapa T-1**



Fuente: *Power System Research. Manual de metodología SDDP 10.0. p. 14*

- Se repite el proceso para todos los estados de almacenamiento seleccionado en las etapas T-1, T-2... como se muestra en la figura 10. En resumen el objetivo es minimizar el costo operativo inmediato en la etapa T-1 más el costo futuro esperado, dado por la función lineal por partes calculada en el paso anterior.

Figura 11. Cálculo del costo operativo para la etapa T-1 y FCF para T-2



Fuente: *Power System Research. Manual de metodología SDDP 10.0. p. 15*

El resultado final es un conjunto de Funciones de Costo Futuro para todas las etapas $t = 1, \dots, T$. El cálculo de esta función requiere la representación de la operación conjunto del sistema, con el conocimiento completo de los estados de almacenamiento de todas las plantas del sistema. En otras palabras, el valor de agua de una planta hidroeléctrica es una función no-separable del estado de las demás plantas hidroeléctricas del sistema.

4. SIMULACIÓN DE UN ESTUDIO DE LARGO PLAZO PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

4.1 Proyección de la demanda de potencia y energía del sistema nacional interconectado

A partir del año de 1985 los principales parámetros de la Demanda de Energía Eléctrica, muestran un crecimiento considerable y constante, el cual se mantuvo hasta el año 2000 presentando un promedio incremental de 8.5 % para la potencia y energía, a partir de este año a la fecha el crecimiento ha tenido una desaceleración de tal forma que el promedio de crecimiento de 2001 a 2009 ha sido de 3.97 % para la potencia y 4.48 % para la energía, situación que se ha visto agravada en el año 2008 en el cual los crecimientos fueron de - 0.93 % para la potencia y 0.63 % para la energía.

El indicador más importante que representa el desarrollo de la actividad del país es el Producto Interno Bruto en precios de mercado constante. Realizando la comparación de la generación eléctrica y el PIB en el tiempo, presentan una gran simultaneidad. Fue evaluado también como indicador el crecimiento de la población, pero se llegó a la conclusión de que para explicar la demanda puede prescindirse de ella. Para la proyección se han utilizados los datos del PIB constante, información que maneja el Banco de Guatemala.

4.1.1 Formulación del modelo de proyección global de la demanda

En el análisis de la información se investigaron las siguientes variables:

- Variables dependientes: demanda máxima del año estacional y demanda de energía anual.
- Variables independientes: producto interno bruto en precio constante y el tiempo en años.

Se adoptó el siguiente modelo para la proyección global de la demanda, donde el tiempo se mide en años, siendo el tiempo “1” el año 1990.

$$Potencia_Máxima = C1*(tiempo) + C2*(PIB) + C3(AR(1)) + C4(MA(1)) \quad (11)$$

$$Energía_Anual = C1*(tiempo) + C2*(PIB) + C3(AR(1)) + C4(MA(1)) \quad (12)$$

La potencia máxima a generar estimada para el período de enero a diciembre 2011 es de 1554.6 MW, la cual se espera para diciembre de 2011 y la demanda de energía proyectada es de 714.21 GWh para Octubre de 2011. Esto se visualiza en el siguiente cuadro, y como se menciona en el capítulo 1, la discretización de la demanda se realizó en 5 bloques.

Tabla I. Proyección de potencia y energía

DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA PROYECTADA PARA DICIEMBRE 2011 [MW]	DEMANDA MÁXIMA DE ENERGÍA PROYECTADA PARA OCTUBRE 2011 [GWH]	FACTOR DE CARGA
1554.6	714.21	0.601

Fuente: elaboración propia.

4.2 Estimación de la hidrología para el sistema nacional interconectado

Se utilizó el año 2007 como año inicial de hidrología. Con base en la serie de caudales históricas que se tienen se utilizó un modelo estocástico autoregresivo para generar las secuencias de caudales usados en la simulación *Forward* y los escenarios de caudales condicionados usados en la fase *Backward*, se procedió a extender de forma sintética a 50 series de *Forward*, para simulación de escenarios hidrológicos y 25 series de *Backward*, esto fue para obtener la Función de Costo Futuro lineal por partes de los embalses de regulación, para obtener el promedio de las mismas, dicho promedio es el que se utilizó para la simulación del despacho de carga.

4.3 Parque hidrotérmico

Para la realización de esta programación se considero el siguiente parque generador a julio de 2010 y se consideraron las adiciones de la central generadora Hidroeléctrica Palo Viejo con 87 MW considerando su entrada para el 1 de julio de 2011 y la central generadora Las Palmas Vapor se consideró que de las dos unidades se ingresaron en dos etapas, la primera etapa con una unidad para el 1 de abril de 2011 y la segunda para el 1 de julio de 2011.

Tabla II. Capacidad instalada en el S.N.I actualización julio 2010

CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL JULIO DE 2010							
PLANTAS GENERADORAS	UNIDADES	POTENCIA		FECHA DE INSTALACIÓN	UBICACIÓN		COMBUSTIBLE
		DE PLACA MW	EFFECTIVA AL SISTEMA MW		MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	
SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL		2,247.8	1,999.70				
HIDROELÉCTRICAS		869.6	793.83				
CHIXOY	5	300.0	271.80	27 de noviembre de 1983	San Cristóbal	Alta Verapaz	N.A.
AGUACAPA	3	90.0	79.43	22 de febrero de 1982	Pueblo Nuevo Viñas	Santa Rosa	N.A.
JURÚN MARINALÁ	3	75.0	60.85	12 de febrero de 1970	Palín	Escuintla	N.A.
RENACE	3	68.1	66.34	marzo de 2004	San Pedro Carchá	Alta Verapaz	N.A.
EL CANADÁ	2	48.1	47.40	noviembre de 2003	Zunil	Quezaltenango	N.A.
LAS VACAS	3	45.7	37.26	mayo de 2002	Chinautla	Guatemala	N.A.
SECACAO	1	16.5	16.17	julio de 1998	Senahú	Alta Verapaz	N.A.
LOS ESCLAVOS	2	15.0	13.62	17 de agosto de 1966	Cuilapa	Santa Rosa	N.A.
MONTECRISTO	2	13.5	13.43	mayo de 2006	Zunil	Quezaltenango	N.A.
PASABIEN	2	12.8	10.38	22 de junio de 2000	Río Hondo	Zacapa	N.A.
MATANZAS	1	12.0	11.70	1 de julio de 2002	San Jerónimo	Baja Verapaz	N.A.
POZA VERDE	3	12.5	10.15	22 de junio de 2005	Pueblo Nuevo Viñas	Santa Rosa	N.A.
RIO BOBOS	1	10.0	10.64	10 de agosto de 1995	Quebradas, Morales	Izabal	N.A.
SANTA MARÍA	3	6.0	5.03	25 de junio de 1927	Zunil	Quezaltenango	N.A.
PALÍN 2	2	5.8	4.94	julio de 2005	Palín	Escuintla	N.A.
CANDELARIA	1	4.6	4.52	mayo de 2006	Senahú	Alta Verapaz	N.A.
SAN ISIDRO	2	3.9	3.94	julio de 2002	San Jerónimo	Baja Verapaz	N.A.
EL CAPULÍN	2	3.5	3.20	1990	Siquinalá	Escuintla	N.A.
EL PORVENIR	1	2.3	2.21	septiembre de 1968	San Pablo	San Marcos	N.A.
EL SALTO	2	2.0	2.00	1938	Escuintla	Escuintla	N.A.
CERRO VIVO	1	1.5	1.20	2001	Chinautla	Guatemala	N.A.
CHICHAIC	2	0.6	0.46	26 de julio de 1979	Cobán	Alta Verapaz	N.A.
SAN JERÓNIMO	1	0.3	0.20	18 de diciembre de 1996	San Jerónimo	Baja Verapaz	N.A.
EL RECREO	1	26.0	25.51	Jul-07	El Palmar	Quezaltenango	N.A.
XACBAL	2	94.0	91.48	4 de julio de 2010	San Gaspar Chajul	Quiché	N.A.
TERMOELÉCTRICAS		1378.2	1,205.88				
TURBINAS DE VAPOR		140.5	133.85				
SAN JOSÉ	1	139.0	132.99	01 enero de 2000	Masagua	Escuintla	Carbón
DARSA	1	1.5	0.86	2004	Santa Lucía Cotz.	Escuintla	N.A.
TURBINAS DE GAS		215.9	144.63				
TAMPA	2	80.0	78.56	1995	Escuintla	Escuintla	Diesel
STEWART & STEVENSON	1	51.0	23.74	24 de diciembre de 1995	Escuintla	Escuintla	Diesel
ESCUINTLA GAS 5	1	41.9	14.91	noviembre de 1985	Escuintla	Escuintla	Diesel
LAGUNA GAS 1	1	17.0	10.35	1978	Amatitlán	Guatemala	Diesel
LAGUNA GAS 2	1	26.0	17.07	1978	Amatitlán	Guatemala	Diesel
MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA		671.4	648.24				
ARIZONA	10	160.0	157.78	abril/mayo 2003	Puerto San José	Escuintla	Bunker
POLIWATT	7	129.4	125.49	mayo de 2000	Puerto Quetzal	Escuintla	Bunker
PUERTO QUETZAL POWER	20	118.0	114.64	1993	Puerto Quetzal	Escuintla	Bunker
LAS PALMAS	5	66.8	66.39	septiembre de 1998	Escuintla	Escuintla	Bunker
GENOR	4	46.2	41.45	octubre 1998	Puerto Barrios	Izabal	Bunker
SIDEGUA	10	44.0	38.00	1995	Escuintla	Escuintla	Bunker
TEXTILES DEL LAGO	5	35.0	34.60	1996	Amatitlán	Guatemala	Bunker
GENERADORA PROGRESO	6	22.0	21.05	1993	Sanarate	El Progreso	Bunker
AMATEX	3	18.5	18.17	2003	Amatitlán	Guatemala	Bunker
ELECTROGENERACIÓN	2	15.8	15.46	noviembre de 2003	Amatitlán	Guatemala	Bunker
GECSA	2	15.7	15.23	Feb-07	Chimaltenango	Chimaltenango	Bunker
INGENIOS AZUCAREROS		306.5	245.03				
MAGDALENA*	Varias	40.0	17.23	1994	La Democracia	Escuintla	Biomasa/Bunker
MAGDALENA EXCEDENTES**	Varias	41.0	36.79	2005-2006	La Democracia	Escuintla	Biomasa/Bunker
PANTALEÓN*	Varias	35.0	35.00	1991	Siquinalá	Escuintla	Biomasa/Bunker
PANTALEÓN EXCEDENTES**	Varias	20.0	17.41	2005	Siquinalá	Escuintla	Biomasa/Bunker
LA UNIÓN*	Varias	40.0	30.00	1995	Santa Lucía Cotz.	Escuintla	Biomasa/Bunker
SANTA ANA*	Varias	35.0	35.00	1995	Escuintla	Escuintla	Biomasa/Bunker
MADRE TIERRA*	Varias	28.0	21.24	1996	Santa Lucía Cotz.	Escuintla	Biomasa/Bunker
CONCEPCIÓN*	Varias	27.5	26.72	1994	Escuintla	Escuintla	Biomasa/Bunker
TULULÁ	2	19.0	12.63	febrero de 2001	Cuyotenango	Suchitepequez	Biomasa/Bunker
TRINIDAD**	1	16.0	11.00	enero de 2006	Masagua	Escuintla	Biomasa
SAN DIEGO**	1	5.0	2.00	diciembre de 2004	Escuintla	Escuintla	Biomasa
GEOTÉRMICA		44.0	34.13				
ZUNIL	7	24.0	16.11	4 de agosto de 1999	Zunil	Quezaltenango	N.A.
ORTITLAN	1	20.0	18.02	01 Julio 2007	San Vicente Pacaya	Guatemala	N.A.

* Potencia en época de zafra
** Generan solamente en época de zafra

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. Programación 2010-2011. p. 8

4.4 Precios y costos de la energía

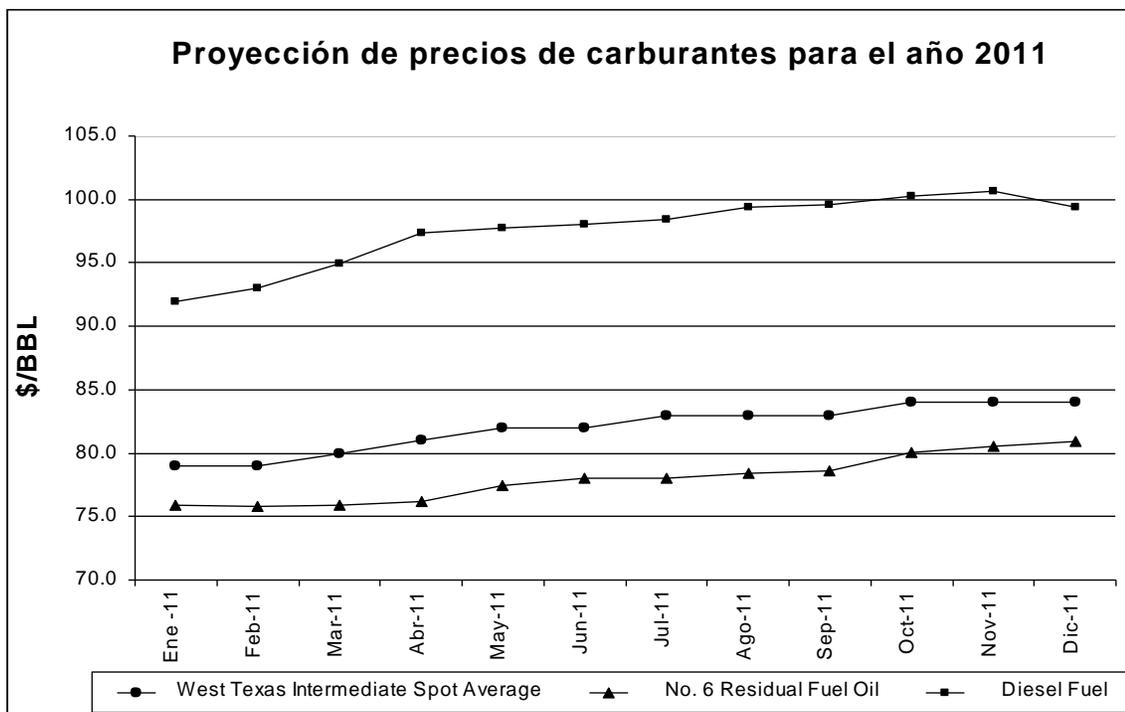
Como se menciona en el capítulo anterior, para los costos de combustibles se consideran los costos según *el Short Term Energy Outlook* de la *Energy Information Administration*, publicado en septiembre de 2010 como se muestra en la figura 12.

Tabla III. Precios proyectados de carburantes

	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11	Oct-11	Nov-11	Dic-11
Crude Oil (dollars per barrel)												
West Texas Intermediate Spot Average	79.00	79.00	80.00	81.00	82.00	82.00	83.00	83.00	83.00	84.00	84.00	84.00
Liquid Fuels (dollars per barrel)												
Diesel Fuel	91.95	93.00	94.98	97.34	97.74	98.04	98.38	99.40	99.57	100.26	100.62	99.41
No. 6 Residual Fuel Oil	75.88	75.84	75.88	76.16	77.46	78.06	78.07	78.44	78.65	80.01	80.56	80.90

Fuente: *Energy Information Administration, Short Term Energy Outlook. p. 2*

Figura 12. Precios proyectados de carburantes para el año 2011



Fuente: *Energy Information Administration. Short Term Energy Outlook. p. 2*

4.5 Modelación de la Máquina de Falla

El déficit se modeló en escalones simulando máquinas térmicas ficticias adicionales denominadas Máquinas de Falla. Se simulan cuatro Máquinas de Falla de acuerdo a los escalos especificados en la NCC-4, que representan a los escalones de déficit y se modelan con un costo operativo correspondiente al escalón de reducción de demanda, según la tabla IV, con el CENS ya indicado, a continuación se describen los costos que se utilizaron para las máquinas de falla .

Tabla IV. Costo operativo por escalón de falla

Escalon de reducción de demanda (RD)	Escalon de costo de falla en % del valor del CENS	Costo operativo correspondiente (\$/M W -h)
0% < RD 2%	16% x CENS	345.40
2% < RD 5%	20% x CENS	431.75
5% < RD 10%	24% x CENS	518.11
RD > 10%	100% x CENS	2158.77
Tipo de cambio [Q]		26/09/2010
BTS Trimestral en [Q/KW -h]		8.0985
CENS trimestral [\$ /M W h] X 10		1.748283
		2158.773847

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. NCC4. p. 2

4.6 Análisis de resultados

En la tabla V se muestran los resultados obtenidos al realizar el despacho para las 12 etapas que corresponden a la programación del período de enero a diciembre 2011. Se observa para las plantas hidráulicas una disminución en el despacho para los meses de enero a mayo por la baja de caudales en esos meses. En este periodo se consideró que una unidad de la central hidroeléctrica Chixoy sale a mantenimiento preventivo por un período de un mes, cada una de las cinco unidades, iniciando en enero y finalizando a principios de mayo y el

resto del semestre generando a plena carga en el mes de junio por la temporada de lluvias que se inician en ese mes.

Es importante mencionar que en el período del mes de noviembre a la primera semana de mayo da inicio la época de zafra donde los ingenios cogeneradores aportan en promedio al mes 136 GWh al sistema, desplazando principalmente generación térmica de punta que resulta conveniente para el sistema por el bajo aporte de caudales

En esta simulación se puede observar que la componente de importación con México aporta alrededor del 6.1 % de la demanda del sistema en el período de estudio y, al igual que los ingenios desplazará generación térmica más cara.

En la tabla VI se muestra que la potencia máxima mensual se logra cubrir con plantas térmicas de motores reciprocantes demostrando que existe confiabilidad en el sistema ya que se logra cubrir la demanda sin necesidad de convocar turbinas de gas.

Tabla V. Proyección del despacho de Carga S.N.I año 2011

PROGRAMA DE DESPACHO DE CARGA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO AÑO 2011													
ENERGIA (GWh)													
PLANTA	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11	Oct-11	Nov-11	Dic-11	SUBTOTAL
PLANTAS HIDRAULICAS	295	235	234	153	260	354	448	443	473	491	398	329	4111
CHIXOY	107.2	109.5	104.5	43.1	127.4	152.5	165.6	159.0	160.5	158.5	138.4	130.6	1557
AGUACAPA	15.2	13.1	13.5	12.7	14.9	25.0	25.4	25.4	38.1	39.6	20.2	16.4	260
JURLIN	35.8	18.3	24.6	19.9	32.2	30.6	30.8	31.3	28.7	31.5	26.2	23.6	334
RENACE	27.1	16.7	13.5	10.9	11.3	23.0	29.4	29.7	33.1	38.0	29.6	25.4	288
ESCLAVOS	2.1	1.7	1.7	1.8	2.8	8.6	8.3	7.7	9.4	9.6	4.8	2.8	61
PEQUEÑAS HIDRÁULICAS*	4.8	4.2	3.5	3.6	5.1	5.8	6.0	5.8	6.1	6.3	5.3	5.4	62
RIO BOBOS	5.4	4.4	4.1	2.8	2.3	2.7	2.9	2.6	2.8	4.5	5.2	5.0	45
SECACAO	8.1	6.9	6.8	6.2	6.4	7.6	9.8	10.7	10.0	10.1	9.7	8.5	101
PASABIEN	5.5	3.2	3.4	1.5	2.3	4.7	5.0	4.3	4.3	5.4	4.9	3.7	48
POZA VERDE	1.9	1.5	1.6	1.4	1.8	3.6	4.6	4.4	5.1	5.1	3.3	2.1	36
LAS VACAS	4.4	3.5	4.0	3.9	5.1	12.3	12.0	11.7	14.2	13.9	7.2	6.2	98
MATANZAS + SAN ISIDRO	6.2	4.1	4.1	3.2	3.2	6.3	7.9	8.2	8.3	9.2	7.6	6.8	75
EL CANADÁ	10.2	8.4	9.2	10.0	12.5	18.4	17.0	15.8	21.5	22.3	14.8	13.4	173
CANDELARIA	2.1	1.8	1.8	1.6	1.7	2.0	2.6	2.8	2.6	2.7	2.5	2.3	27
MONTECRISTO	2.8	2.3	2.5	2.7	3.4	5.1	4.7	4.3	5.8	6.1	4.1	3.7	48
EL RECREO	5.7	4.6	5.0	5.5	6.7	9.7	9.1	8.7	12.5	13.0	7.9	7.2	96
XACBAL	50.4	30.3	29.7	21.6	20.5	35.8	53.1	56.9	56.7	60.4	56.1	35.5	507
PALO VIEJO							53.9	53.3	53.7	55.3	49.8	30.5	296
PLANTAS TERMICAS	339	331	390	428	358	244	222	229	202	210	284	350	3598
TURBINAS DE VAPOR	104	96	106	130	137	132	158	161	148	154	158	167	1651
SAN JOSE	94.7	85.6	94.7	91.7	94.7	91.5	91.7	92.2	85.7	89.1	90.8	94.7	1067
LPA-V				29.3	30.3	29.1	56.1	56.9	52.3	55.9	57.8	60.6	428
LA LIBERTAD	8.1	8.7	9.6	7.2	9.6	9.3	9.2	9.3	8.8	9.2	9.2	9.6	108
ARIZONA VAPOR	1.6	1.8	1.3	2.2	1.9	1.8	1.4	2.2	1.3	0.2	0.0	1.7	17
GEOTERMICAS	27	25	27	27	27	323							
ORZUNIL	11.6	10.5	11.6	11.3	11.6	11.3	11.6	11.3	11.3	11.6	11.3	11.6	137
ORTITLAN	15.8	14.3	15.8	15.3	15.8	15.3	15.8	15.8	15.3	15.8	15.3	15.8	186
COGENERADORES(T.VAPOR)	168	152	168	159	101						65	136	949
CONCEPCION	12.1	11.0	12.1	11.7	5.5					9.0	12.1		74
PANTALEON	23.2	20.9	23.2	22.4	10.5					17.2	23.2		141
PANTALEON BLOQUE 2	3.6	3.3	3.6								3.6		14
SANTA ANA	23.1	20.9	23.1	22.4	5.2					11.9	23.1		130
MAGDALENA	7.6	6.8	7.6	6.8						5.6	7.6		42
MAGDALENA BLOQUE 1 Y 4	16.4	14.8	16.4	15.8	8.3						16.4		88
MAGDALENA BLOQUE 5	32.5	29.4	32.5	31.4	32.5								158
LA UNION	21.7	19.6	21.7	21.0	21.7					11.2	21.7		138
MADRE TIERRA	13.8	12.5	13.8	13.3	3.1					10.2	13.8		80
TULLUA	7.0	6.3	7.0	6.8	7.0						7.0		41
TRINIDAD	7.2	6.5	7.2	7.0	7.2						7.2		42
MOTORES RECIPROCANTES	39	58	89	112	93	86	36	41	28	28	34	31	675
ARIZONA	2.1	9.0	23.6	36.7	17.5	21.0	2.8	4.2	2.7	2.8	4.1	0.7	127
LA ESPERANZA		0.5	1.1	0.1	0.3	3.8	0.1	0.1		0.4	0.2	0.1	7
POP											0.004		0.004
LAS PALMAS 1	0.3	0.7	5.7	8.4	6.7	3.4	1.1	1.4	0.6	0.3	0.8	0.8	30
LAS PALMAS 2	0.3	3.7	4.6	7.3	6.1	4.2	1.4	1.2	0.6	0.3	0.9	0.9	31
LAS PALMAS 3	0.2	3.4	5.2	8.2	6.7	4.9	1.0	1.6	0.5	0.2	0.6	0.6	33
LAS PALMAS 4	0.2	4.2	5.2	6.9	5.7	4.3	1.1	1.2	0.6	0.3	0.9	1.0	32
LAS PALMAS 5	0.1	1.9	2.5	3.0	2.9	2.0	0.6	0.7	0.2	0.1	0.3	0.4	15
GENOR	13.8	14.5	18.7	21.9	22.7	17.3	12.2	13.2	10.9	12.2	13.0	13.9	185
SIDEGLIA		0.00			0.00	0.11	0.02	0.03	0.03	0.04	0.05		0.28
TDL 1													
TDL2											0.02		0.0
TDL3		0.1	0.7	0.2	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	2
ELECTROGENERACIÓN										0.0	0.0		0
ELECTROCRISTAL	7.1	6.5	7.1	6.9	7.1	6.8	6.3	6.5	5.8	6.0	6.6	7.0	80
PROGRESO 1	2.2	2.0	1.4	1.5	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	25
GECSA 1	9.6	8.6	9.7	7.7	9.7	8.9	4.7	5.4	2.2	2.4	3.2	1.7	74
GECSA 2	3.4	2.8	3.1	3.2	5.4	6.8	2.5	3.0	1.3	0.8	1.4	1.0	35
PROGRESO 2													
COENESA	0.01					0.00	0.01	0.02	0.00	0.01	0.00	0.04	0.098
TURBINAS DE GAS													
TAMPA													
STEWART & STEVENSON													
LAGUNA GAS 1													
LAGUNA GAS 2													
ESQUINTLA GAS 3													
ESQUINTLA GAS 5													
TRANS. INTERNACIONALES	-58	-89	-99	-93	-96	-86	-42	-47	-26	-32	-31	-36	500
IMPORTACIONES (-)	48.6	79.6	88.5	83.7	86.1	75.9	32.2	37.1	15.9	22.5	21.3	26.1	618
EXPORTACIONES (+)	-9.8	-9.0	-10.1	-9.8	-9.8	-9.8	-9.8	-10.1	-9.8	-9.8	-9.8	-10.1	-118
Generación TOTAL	634	565	624	580	618	598	670	671	676	702	682	689	7709
DEMANDA DE ENERGIA S.N.I.	673	636	702	654	694	664	692	698	682	714.21	693	705	8209
DEMANDA MÁXIMA S.N.I.	1465	1460	1463	1473	1459	1442	1451	1467	1473	1506	1537	1554.6	8848
RESERVA RODANTE PARA DEMANDA MÁXIMA MENSUAL													
RESERVA RODANTE OPERATIVA	29.3	29.2	29.3	29.5	29.2	28.8	29.0	29.3	29.5	30.1	30.7	31.1	31
RESERVA RODANTE REGULANTE	43.9	43.8	43.9	44.2	43.8	43.3	43.5	44.0	44.2	45.2	46.1	46.6	47
RESERVA RODANTE TOTAL	73.2	73.0	73.1	73.7	73.0	72.1	72.5	73.4	73.6	75.3	76.9	77.7	78

Fuente: Elaboración propia.

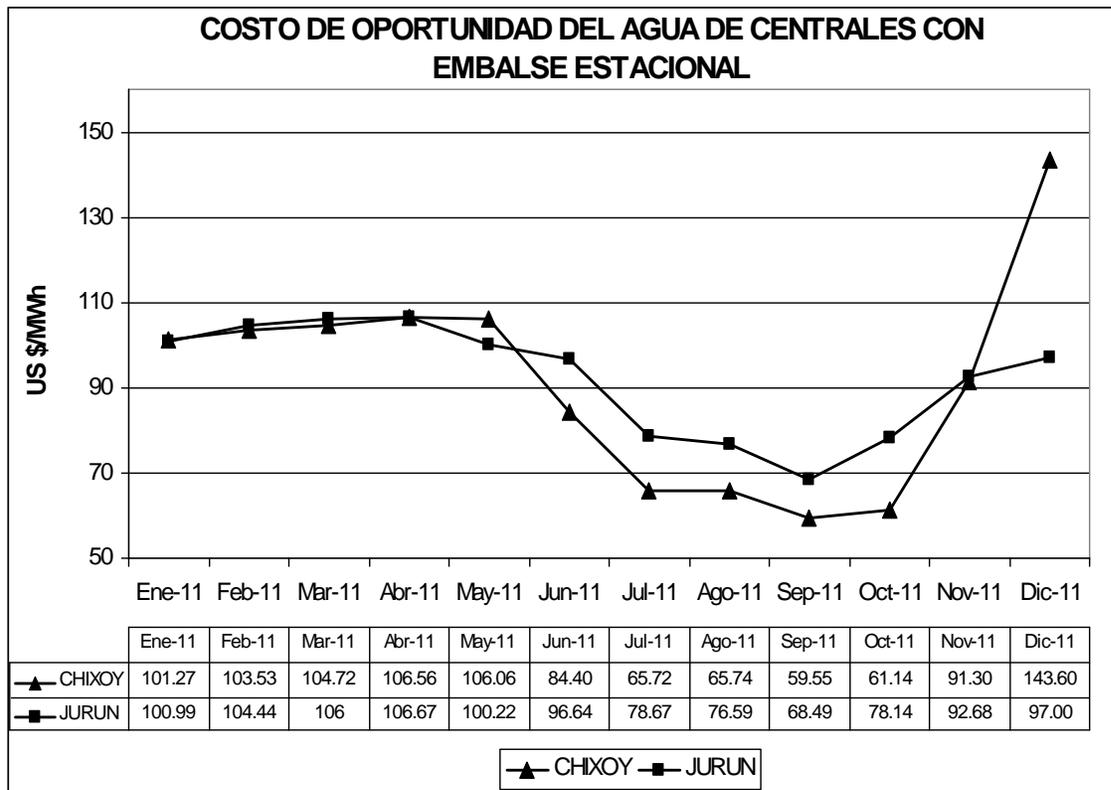
Tabla VI. Programa de Despacho de carga, Demanda Máxima Mensual

PROGRAMA DE DESPACHO DE CARGA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO AÑO 2011												
DEMANDA MÁXIMA MENSUAL DE POTENCIA (MW)												
PLANTA	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11	Oct-11	Nov-11	Dic-11
PLANTAS HIDRAULICAS	666	533	600	576	669	723	747	785	843	836	747	818
CHIXOY	221.5	173.0	203.6	212.7	251.9	271.7	244.9	255.9	264.8	251.6	220.1	258.1
AGUACAPA	77.1	65.4	46.9	43.9	71.6	73.6	70.0	75.5	80.8	78.7	73.7	80.8
JURUN	55.0	28.2	50.5	51.5	53.1	54.9	51.7	53.9	61.9	58.9	56.5	60.3
RENACE	36.5	22.6	19.0	14.4	15.2	33.5	37.8	40.8	51.1	57.5	39.3	35.7
ESCLAVOS	12.8	10.2	8.3	8.6	12.7	13.8	12.6	13.2	13.8	13.9	12.5	13.3
PEQUEÑAS HIDRÁULICAS*	8.5	7.1	6.0	6.3	8.7	9.1	8.2	8.6	9.1	9.0	8.0	8.7
RIO BOBOS	6.9	8.7	10.1	8.9	9.0	7.9	6.7	5.5	7.5	9.7	8.2	8.1
SECACAO	15.8	14.3	16.5	15.0	15.8	16.5	15.0	15.8	16.5	16.5	15.1	16.5
PASABIEN	9.9	4.6	7.1	9.4	10.1	10.5	9.6	10.0	10.5	10.6	9.6	10.4
POZA VERDE	7.1	6.7	8.3	7.5	6.6	10.2	9.2	9.4	10.3	10.3	9.4	9.9
LAS VACAS	24.1	28.8	32.6	24.7	24.1	33.1	29.7	29.3	32.9	32.7	32.3	32.1
MATANZAS + SAN ISIDRO	13.7	11.9	13.5	9.6	12.6	14.3	13.6	14.3	15.2	15.0	13.3	14.3
EL CANADÁ	45.4	36.9	42.9	40.5	45.4	47.6	43.4	45.4	47.5	47.7	43.5	47.6
CANDELARIA	4.2	3.8	4.4	4.0	4.2	4.4	4.0	4.2	4.4	4.4	4.0	4.4
MONTECRISTO	12.5	10.1	11.8	11.1	12.5	13.1	11.9	12.5	13.1	13.1	11.9	13.1
EL RECREO	21.1	17.1	19.8	18.8	21.2	23.0	20.9	21.8	24.0	24.3	20.6	22.3
XACBAL	94.0	83.8	98.3	88.8	94.0	85.9	77.0	84.7	91.0	93.6	87.8	93.8
PALO VIEJO							80.6	84.5	88.5	88.7	80.8	88.5
PLANTAS TERMICAS	673	676	791	730	679	656	520	558	570	615	607	682
TURBINAS DE VAPOR	139	130	150	173	184	193	214	225	235	236	213	235
SAN JOSE	127.3	115.7	133.1	121.5	127.3	133.4	121.5	127.3	133.4	133.7	121.8	133.4
LPA-V				38.9	40.7	42.7	77.8	81.5	85.4	85.6	77.9	85.4
LA LIBERTAD	10.9	11.8	13.6	9.5	13.0	13.6	12.4	13.0	13.6	13.6	12.4	13.6
ARIZONA VAPOR	1.2	2.7	3.1	2.9	3.0	3.1	2.8	3.0	3.1	3.2	0.9	3.0
GEOTERMICAS	37	34	39	35	37	39	35	37	39	39	35	39
ORZUNIL	15.6	14.2	16.4	14.9	15.6	16.4	14.9	15.6	16.4	16.4	15.0	16.4
ORTITLAN	21.3	19.3	22.2	20.3	21.3	22.3	20.3	21.3	22.3	22.3	20.3	22.3
COGENERADORES (T.VAPOR)	249	227	261	234	144						104	215
CONCEPCION	25.9	23.6	27.1	24.7	11.7						19.0	27.2
PANTALEON	35.2	32.0	36.7	35.3	16.7						27.1	36.8
PANTALEON BLOQUE 2	4.9	4.4	5.1									5.1
SANTA ANA	34.4	31.3	36.0	32.8	7.8						17.5	36.0
MAGDALENA	15.5	14.1	16.2	13.8							11.4	16.3
MAGDALENA BLOQUE 1 Y 4	22.0	20.0	23.0	21.0	11.2							23.0
MAGDALENA BLOQUE 5	43.7	39.7	45.7	41.7	43.7							
LA UNION	29.1	26.5	30.5	27.8	29.1						14.9	30.5
MADRE TIERRA	19.4	17.7	20.3	18.5	4.4						14.2	20.3
TULULA	9.4	8.6	9.9	9.0	9.4							9.9
TRINIDAD	9.7	8.8	10.1	9.3	9.7							10.2
MOTORES RECIPROCANTES	248	286	342	288	314	425	270	296	296	340	254	193
ARIZONA	99.0	133.7	140.4	136.8	139.9	144.4	119.3	136.1	127.1	140.9	85.0	17.5
LA ESPERANZA		24.5	48.2	4.4	12.1	109.8	3.5	3.0		21.7	6.8	3.2
POP												0.2
LAS PALMAS 1	13.4	2.5	12.1	14.2	12.6	9.8	9.0	10.4	13.4	15.6	14.2	15.5
LAS PALMAS 2	12.0	9.5	11.2	10.6	11.2	11.1	12.4	9.2	13.3	15.5	14.1	15.1
LAS PALMAS 3	11.3	8.8	11.7	14.1	14.7	14.6	9.2	13.4	12.3	10.2	9.3	10.2
LAS PALMAS 4	10.2	9.9	11.7	9.5	9.8	11.2	10.0	10.9	13.4	15.6	14.2	14.6
LAS PALMAS 5	5.2	4.8	5.5	5.0	5.2	5.5	5.0	5.2	5.5	5.5	5.0	5.5
GENOR	34.7	32.7	33.9	31.7	40.2	41.9	35.7	38.5	39.5	41.8	35.1	39.5
SIDEGUA		0.2			0.1	5.1	0.9	1.3	1.4	2.0	2.3	
TDL 1												
TDL2												0.9
TDL3		3.6	3.8	3.6	4.0	4.2	3.6	3.9	3.5	4.1	3.8	3.8
ELECTROGENERACION												0.1
ELECTROCRISTAL	9.6	8.7	10.0	9.2	9.6	10.1	9.2	9.6	10.1	10.1	9.2	10.1
PROGRESO 1	9.0	8.2	6.1	6.0	9.1	9.5	8.6	9.0	9.4	9.5	10.0	10.2
GECSA 1	14.8	13.5	15.5	14.2	14.8	15.5	14.2	14.8	15.5	15.6	14.2	15.5
GECSA 2	28.2	25.4	32.0	29.2	30.6	32.1	29.2	30.6	32.1	32.2	29.3	32.1
PROGRESO 2												
COENESA									0.0069			
TURBINAS DE GAS												
TAMPA												
STEWART & STEVENSON												
LAGUNA GAS 1												
LAGUNA GAS 2												
ESCUINTLA GAS 3												
ESCUINTLA GAS 5												
TRANS. INTERNACIONALES	-121	-110	-127	-116	-121	-127	-116	-121	-127	-127	-116	-127
IMPORTACIONES (-)	120.0	109.1	125.5	114.5	120.0	125.7	114.5	120.0	125.7	126.0	114.8	125.7
EXPORTACIONES (+)	-1.0	-0.9	-1.0	-1.1	-1.0	-1.0						
DEMANDA DE ENERGIA S.N.I.	673	636	702	654	694	664	692	698	682	714	693	705
DEMANDA MÁXIMA S.N.I.	1465	1460	1463	1473	1459	1442	1451	1467	1473	1506	1537	1555
RESERVA RODANTE PARA DEMANDA MÁXIMA MENSUAL												
RESERVA RODANTE OPERATIVA	29.3	29.2	29.3	29.5	29.2	28.8	29.0	29.3	29.5	30.1	30.7	31.1
RESERVA RODANTE REGULANTE	43.9	43.8	43.9	44.2	43.8	43.3	43.5	44.0	44.2	45.2	46.1	46.6
RESERVA RODANTE TOTAL	73.2	73.0	73.1	73.7	73.0	72.1	72.5	73.4	73.6	75.3	76.9	77.7

Fuente: elaboración propia.

Para los meses de enero a mayo 2011 e incluyendo diciembre 2011 el Costo de Oportunidad que se espera para la central hidroeléctrica Chixoy será en promedio 110.96 \$/MWH y para Jurún 102.55 \$/MWH, meses que se caracterizan por el bajo aporte de caudales que perciben las centrales hidroeléctricas pero cabe recalcar que el precio se mantiene en ese rango debido a la optimización en conjunto realizada. Para el resto de meses, que son junio a noviembre 2011, se espera en promedio para Chixoy 71.31 \$/MWH y 81.87 \$/MWH, esto se debe al incremento de caudales y finalización de la zafra, esto se muestra en la figura 12. Se considera que para los meses de Septiembre y Octubre habrá períodos en donde la central Hidroeléctrica Chixoy se encontrará en vertimiento como se muestra en la tabla VII.

Figura 13. Costo de oportunidad del agua



Fuente: elaboración propia.

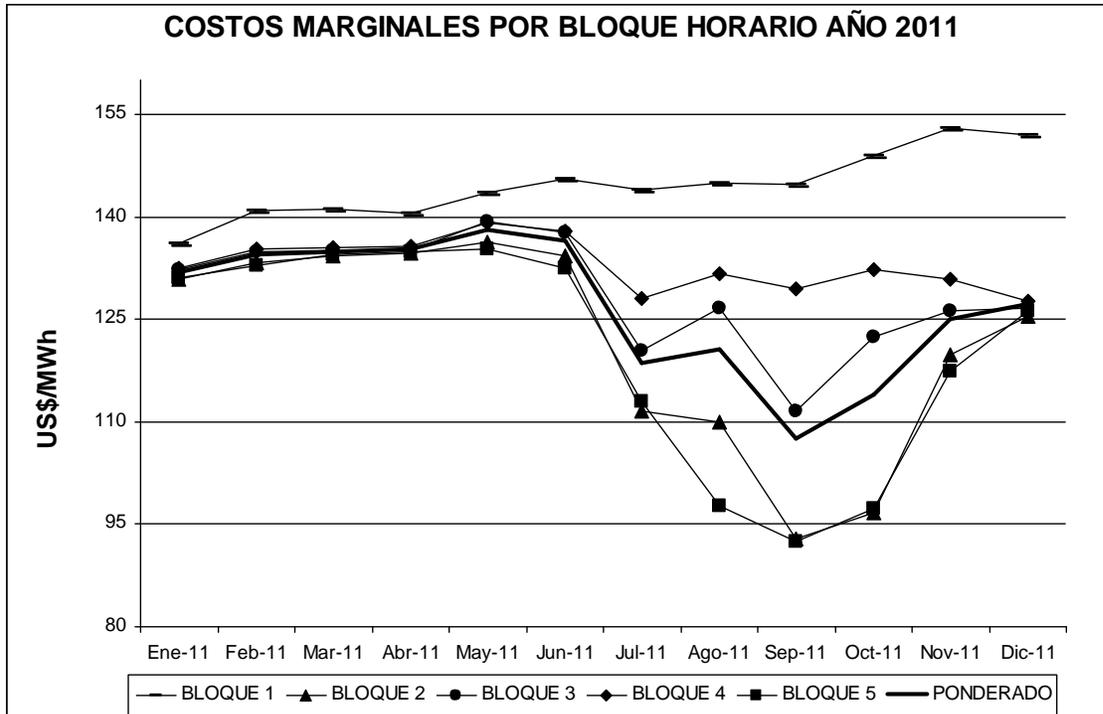
Tabla VII. Niveles de embalses

NIVELES DE EMBALSES DEL S.N.I. AÑO 2011						
mes	EMBALSE DE CHIXOY			EMBALSE DE AMATITLAN		
	INICIAL msnm	FINAL msnm	VERTIMIENTO m³/seg	INICIAL msnm	FINAL msnm	VERTIMIENTO m³/seg
Enero	800.00	797.25	0.00	1188.00	1187.69	0.00
Febrero	797.25	792.67	0.00	1186.69	1187.59	0.00
Marzo	792.67	787.91	0.00	1187.59	1187.49	0.00
Abril	787.91	782.33	0.00	1187.49	1187.39	0.00
Mayo	782.33	772.02	0.00	1187.39	1187.30	0.00
Junio	772.02	782.37	0.00	1187.30	1187.55	0.00
Julio	782.37	790.51	0.00	1187.55	1186.73	0.00
Agosto	790.51	797.60	0.00	1186.73	1187.20	0.00
Septiembre	797.60	803.00	51.80	1187.20	1187.42	0.00
Octubre	803.00	803.00	56.10	1187.42	1187.65	0.00
Noviembre	803.00	802.53	0.00	1187.65	1187.84	0.00
Diciembre	802.53	800.43	0.00	1187.84	1188.48	0.00

Fuente: elaboración propia.

Los datos más representativos de la tabla VIII muestran que para el bloque 1 (demanda pico entre semana) los costos marginales más altos se darán para los meses de noviembre y diciembre que es cuando se esperan las demandas de potencia más altas proyectadas que, siendo 1537 MW y 1555 MW respectivamente, debido a que hay mayor actividad económica y la ausencia de lluvias. Para el bloque 3 (demanda media de lunes a sábado) el promedio de enero a diciembre 2011 se espera que sea de 129.02 US\$/MWH dato importante para los comercializadores.

Figura 14. Costos marginales por bloque horario para el año 2011



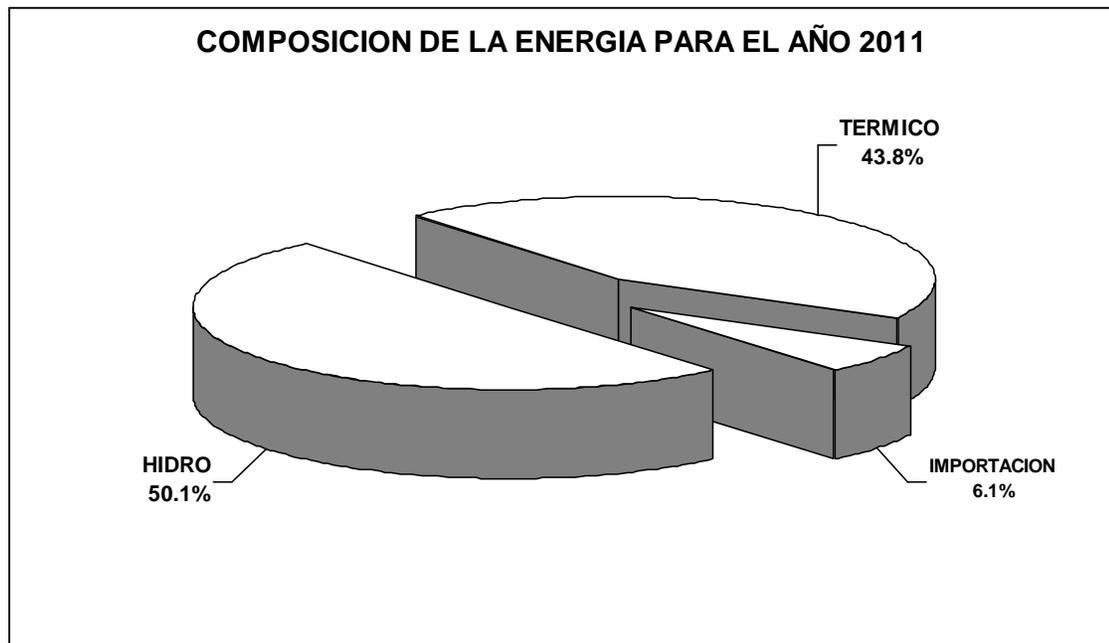
Fuente: elaboración propia.

Tabla VIII. **Costo marginal proyectado para cinco bloques en US\$/MWh**

Costo Marginal por bloque horario US\$/MWh						
	BLOQUE 1	BLOQUE 2	BLOQUE 3	BLOQUE 4	BLOQUE 5	PONDERADO
Ene-11	136.01	130.81	132.20	132.46	130.99	131.78
Feb-11	140.88	133.23	134.89	135.29	132.85	134.43
Mar-11	141.13	134.27	134.99	135.40	134.52	134.96
Abr-11	140.44	134.77	135.08	135.73	134.94	135.21
May-11	143.56	136.30	139.24	139.06	135.24	138.07
Jun-11	145.61	134.30	137.65	137.83	132.52	136.50
Jul-11	143.92	111.46	120.44	128.03	112.98	118.51
Ago-11	144.97	110.04	126.71	131.65	97.61	120.68
Sep-11	144.68	92.91	111.54	129.54	92.46	107.53
Oct-11	149.02	96.62	122.49	132.33	97.20	113.92
Nov-11	152.91	119.84	126.33	130.89	117.33	125.06
Dic-11	151.93	125.52	126.71	127.73	126.16	127.15

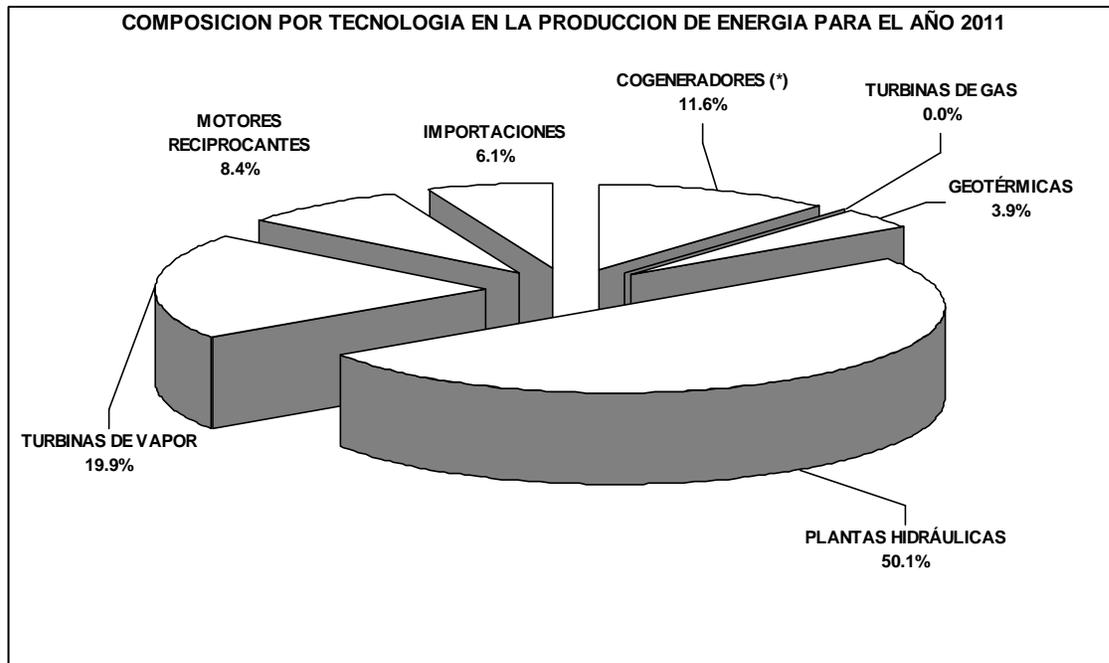
Fuente: elaboración propia.

Figura 15. **Composición de la energía para el año 2011**



Fuente: elaboración propia.

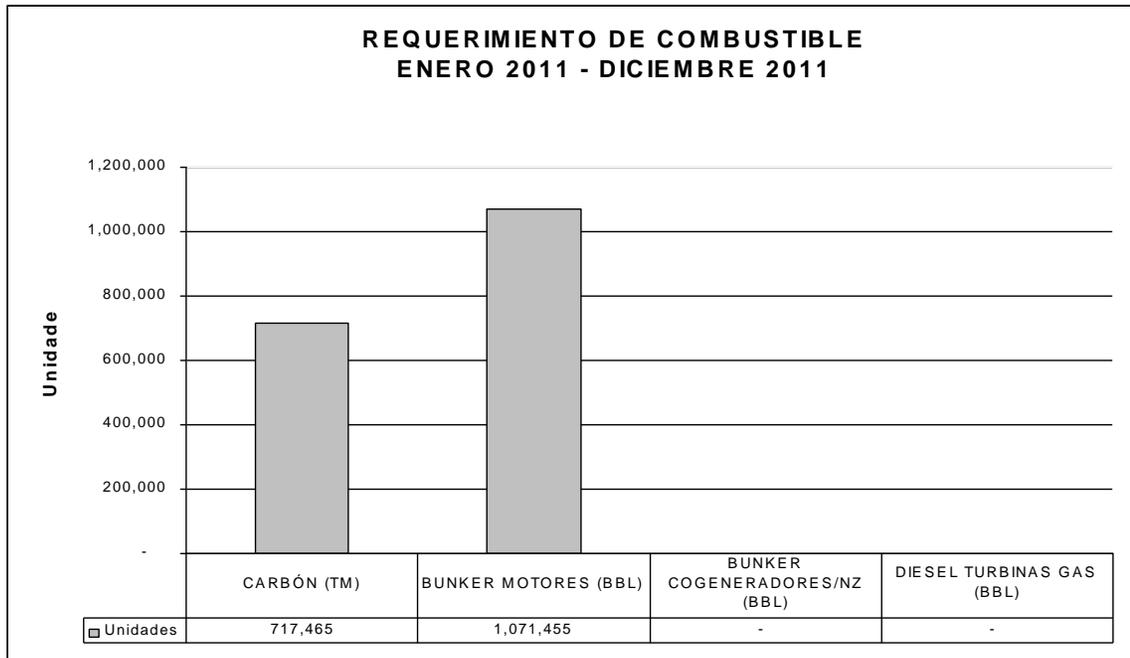
Figura 16. **Composición por tecnología en la producción de energía**



Fuente: elaboración propia.

Tal como muestra el estudio, para todo el año 2011 existe la suficiente capacidad instalada necesaria para cubrir la demanda del S.N.I., pero cabe recalcar que en la época seca el sistema guatemalteco tiene una alta dependencia de los carburantes. Es importante señalar la debilidad del sistema debido a la poca infraestructura que se tiene para el almacenamiento de combustible cuando se dé una contingencia de este tipo. En el figura 16 se muestra el requerimiento de combustible necesario para el año de estudio y debido al ingreso de la central Las Palmas Vapor e hidroeléctrica Palo Viejo no será necesario convocar ingenios en época de no zafra y turbinas de gas si las centrales mencionadas entran a operar en la fecha estimada.

Figura 17. **Requerimiento de combustible para el año 2011**



Fuente: elaboración propia.

CONCLUSIONES

1. La utilización de un modelo de Programación Dinámica Dual Estocástica permite representar el problema de optimización de despacho Hidrotérmico del sistema guatemalteco para etapas mensuales o hasta períodos de varios años, donde la incertidumbre asociada a los caudales afluentes tiene una gran influencia en la determinación de la solución óptima.
2. A lo largo del período de estudio la componente de energía hidráulica aporta el 50 % de la generación y el resto se cubre por la generación térmica, cuyo costo es elevado. La oferta de energía hidroeléctrica está determinada por la capacidad de almacenamiento del embalse y a su vez el volumen de agua almacenado en los embalses dependerá de los caudales afluentes.
3. El valor de la energía hidroeléctrica es el valor de la generación térmica que se pueda sustituir en el presente o en el futuro, bajo este concepto una central hidroeléctrica puede ser representada como una unidad térmica cuyo costo marginal de operación es el valor del agua y para su cálculo se debe de considerar todo el sistema.

RECOMENDACIONES

1. Actualmente existe la suficiente capacidad instalada para suplir la demanda del Sistema Nacional Interconectado, pero es necesario que se sigan formulando políticas energéticas en el mediano y largo plazo para cambiar la matriz energética que existe actualmente y así aumentar el componente de energías renovables.
2. El modelo de optimización que se utilice debe proporcionar la utilización óptima de los recursos de generación térmica e hidroeléctrica para la operación del sistema, a partir de la minimización de los costos esperados de la operación en el horizonte de planificación, que en nuestro caso, es de doce etapas y deberá considerar el comportamiento estocástico de los caudales y la dinámica del sistema.
3. Establecer políticas energéticas en el mediano plazo que marquen directrices claras acerca de que todos los generadores térmicos tengan la infraestructura para mantener gran capacidad de almacenamiento de combustible y así minimizar riesgos de racionamiento.
4. Incentivar la construcción de embalses de regulación anual estableciendo consideraciones especiales a través del pago por capacidad, para recuperar la inversión en el corto plazo.

BIBLIOGRAFÍA

1. ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA. *Normas de Coordinación Comercial*. NCC1. Guatemala: 2007. 34 p.
2. ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA. *Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista*. Guatemala: 1998. 32 p.
3. DAMORATI, Gujarati, N. *Econometría*. 4ta. ed. México: editorial McGraw-Hill Interamericana, S.A. de C.V., 2004 p. 1-9.
4. GRAINGER STEVENSON, Jhon William. *Análisis de sistemas de potencia*. México: Editorial McGraw-Hill, p. 498-552.
5. Guatemala. Ley general de electricidad, 21 de marzo de 1997. 44 p.
6. *Manual de metodología Modelo SDDP*. Versión 10.0. Brasil: 2009. 98 p.