



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

**CRITERIOS DE SAVAGE Y LAPLACE APLICADOS A LA OPTIMIZACIÓN DE EXPANSIÓN  
DE GENERACIÓN EN EL S.N.I. DE GUATEMALA Y SU COMPARACIÓN CON LA  
PROPUESTA DE LA CNEE, PERÍODO 2012-2026**

**Jorge Mario Arriaza Morales**

Asesorado por el Ing. Rubén Alfredo Cerón Suchini

Guatemala, noviembre de 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**CRITERIOS DE SAVAGE Y LAPLACE APLICADOS A LA OPTIMIZACIÓN DE EXPANSIÓN  
DE GENERACIÓN EN EL S.N.I. DE GUATEMALA Y SU COMPARACIÓN CON LA  
PROPUESTA DE LA CNEE, PERÍODO 2012-2026**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**JORGE MARIO ARRIAZA MORALES**

ASESORADO POR EL ING. RUBÉN ALFREDO CERÓN SUCHINI

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
VOCAL V	Br. Sergio Alejandro Donis Soto
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
EXAMINADOR	Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
EXAMINADOR	Ing. Francisco Javier González Pérez
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

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

**CRITERIOS DE SAVAGE Y LAPLACE APLICADOS A LA OPTIMIZACIÓN DE EXPANSIÓN  
DE GENERACIÓN EN EL S.N.I. DE GUATEMALA Y SU COMPARACIÓN CON LA  
PROPUESTA DE LA CNEE, PERÍODO 2012-2026**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha noviembre de 2012

  
**Jorge Mario Arriaza Morales**

Guatemala, 07 de octubre de 2013

**Ingeniero**

Francisco Javier González López

**Coordinador Área Potencia**

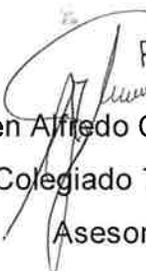
Escuela de Mecánica Eléctrica

**Señor Coordinador:**

Atentamente informo a usted que he tenido a bien revisar el Trabajo de Graduación titulado **“CRITERIOS DE SAVAGE Y LAPLACE APLICADOS A LA OPTIMIZACIÓN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN EN EL S.N.I. DE GUATEMALA Y SU COMPARACIÓN CON LA PROPUESTA DE LA CNEE. PERIODO 2012-2026”** desarrollado por el estudiante Jorge Mario Arriaza Morales; y habiéndolo encontrado satisfactorio en su contenido y resultados me permito dar aprobación al mismo en el entendido de que tanto el Autor como el Asesor, somos responsables del desarrollo y conclusiones del mismo.

Sin otro particular quedo de usted,

Atentamente,

  
Ing. Rubén Alfredo Cerón Suchini  
Colegiado 7802  
Asesor

Rubén Alfredo Cerón Suchini  
INGENIERO ELECTRICISTA  
COLEGIADO No. 7802



Ref. EIME 68. 2013  
Guatemala, 24 de SEPTIEMBRE 2013.

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:  
CRITERIOS DE SAVAGE Y LAPLACE APLICADOS A LA  
OPTIMIZACIÓN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN EN EL  
S.N.I. DE GUATEMALA Y SU COMPARACIÓN CON LA  
PROPUESTA DE LA CNEE. PERÍODO 2012-2026, del estudiante  
Jorge Mario Arriaza Morales que cumple con los requisitos  
establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,  
**ID Y ENSEÑAD A TODOS**



**Ing. Francisco Javier González López**  
Coordinador Área Potencia

S/O



REF. EIME 68. 2013.

**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; JORGE MARIO ARRIAZA MORALES titulado: CRITERIOS DE SAVAGE Y LAPLACE APLICADOS A LA OPTIMIZACIÓN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN EN EL S.N.I. DE GUATEMALA Y SU COMPARACIÓN CON LA PROPUESTA DE LA CNEE. PERÍODO 2012-2026, procede a la autorización del mismo.**

  
**Ing. Guillermo Antonio Puente Romero**



**GUATEMALA, 9 DE OCTUBRE 2,013.**

Universidad de San Carlos  
de Guatemala



Facultad de Ingeniería  
Decanato

DTG. 794.2013

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: **CRITERIOS DE SAVAGE Y LAPLACE APLICADOS A LA OPTIMIZACIÓN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN EN EL S.N.I. DE GUATEMALA Y SU COMPARACIÓN CON LA PROPUESTA DE LA CNEE, PERÍODO 2012-2026**, presentado por el estudiante universitario **Jorge Mario Arriaza Morales**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos  
Decano

Guatemala, 7 de noviembre de 2013

/gdech



## **ACTO QUE DEDICO A:**

### **Dios**

Por ser una importante influencia en mi carrera, entre otras cosas.

### **Mi papá**

Jorge Homero Morales Castillo, que siendo mi abuelo ha sido el mejor padre que pude tener.

### **Mis mamás**

Mery González de Morales, mi abuela, apoyo incondicional en todos los momentos de mi vida y Tania Morales González, mi mamá, amiga y fortaleza en quien confío.

### **Mi tío**

Jorge Homero Morales González, siempre amigo, siempre protector, siempre pendiente y dispuesto a brindarme ayuda y a celebrar mis triunfos.

### **Mis hermanos**

Ivo y Ana Lucía González Morales, infancia y vida compartida en el cariño de nuestra familia. Cómplices de travesuras con quienes comparto recuerdos entrañables.

**Mi amigo Lute**

Francisco Alcolado García, que llegó a nuestra familia para ser uno más de nosotros.

**Mis compañeros de trabajo**

Amigos, maestros y camaradas con quienes comparto cada día la satisfacción de desempeñarme en mi profesión.

**Mis amigos**

Su alegre compañía e incondicional amistad hizo feliz y llevadera esta dura travesía para convertirme en un profesional.

## **AGRADECIMIENTOS A:**

**La Universidad de San Carlos de Guatemala**

Alma mater donde pude hacer realidad mis ansias de superación y conocimiento.

**La Facultad de Ingeniería**

Vehículo fiel que me llevó a alcanzar mis metas.

**Mis amigos de la Facultad**

Compañeros en esta batalla cuyo triunfo hemos ido conquistando uno a uno.

**Ingeniero Fabio García**

Que me facilitó herramientas indispensables y sin cuyo auxilio me habría sido imposible realizar mi trabajo de graduación. Gracias a su paciencia y empatía pude superar obstáculos que a veces me parecieron insuperables.

**Sindy Rodas**

Fuente constante de estímulo y apoyo, solidaridad a toda prueba y ejemplo de tenacidad y esfuerzo.

**Mi familia**

Por vivir esta alegría junto a mí.

## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS .....	XI
GLOSARIO .....	XIII
RESUMEN.....	XIX
OBJETIVOS.....	XXI
INTRODUCCIÓN.....	XXIII
1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA .....	1
1.1. Demanda de energía eléctrica en Guatemala .....	1
1.1.1. Actualidad.....	3
1.1.2. Sectorización de la demanda.....	4
1.1.3. Transacciones internacionales .....	5
1.2. Proyección de la demanda .....	6
1.2.1. Formulación del modelo PIB por integración económica .....	7
1.2.2. Modelos econométricos para la proyección de la demanda.....	9
1.3. Formulación del modelo de proyección global de la demanda.....	9
2. ANÁLISIS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.....	13
2.1. Marco legal .....	13
2.2. Estructura del subsector eléctrico.....	15
2.3. Servicios prestados en el mercado.....	17
2.4. Despacho económico .....	17

2.5.	Mercado de oportunidad .....	18
2.6.	Mercado a término .....	19
2.6.1.	Modalidades de contratación en el mercado a término .....	19
2.6.2.	Contratos existentes.....	21
2.7.	Situación actual del SNI .....	23
2.8.	Políticas energéticas .....	25
2.9.	Expansión de la matriz de generación .....	26
2.9.1.	Generación hidroeléctrica.....	26
2.9.2.	Cogeneración .....	28
2.9.3.	Generación geotérmica .....	29
2.9.4.	Generación por medio de carbón .....	31
2.9.5.	Generación eólica .....	33
2.9.6.	Generación por medio de gas natural .....	34
2.9.7.	Generadores distribuidos renovables.....	35
2.9.8.	Energía solar .....	37
3.	PLAN DE EXPANSIÓN: FORMULACIÓN TEÓRICA.....	39
3.1.	El proceso tradicional de planificación .....	39
3.2.	Planificación bajo incertidumbre.....	41
3.3.	Modelo de planificación determinístico.....	42
3.4.	Incertidumbres en el proceso de planificación .....	44
3.5.	Técnicas de solución del problema de planificación .....	44
3.5.1.	Equivalente determinístico .....	44
3.5.2.	Análisis de sensibilidad .....	46
3.5.3.	Escenarios.....	46
3.5.4.	Optimización estocástica.....	47

3.5.4.1.	Obtención del cronograma para el cálculo mediante minimización del valor esperado.....	47
3.5.4.2.	Obtención de la estrategia para el cálculo mediante minimización del valor esperado y la aplicación del criterio de Laplace .....	49
3.5.4.3.	Obtención de la estrategia para el cálculo mediante minimización del valor esperado y la aplicación del criterio de Savage.....	51
3.6.	Metodología de solución: descomposición de Benders.....	53
3.7.	Plan de expansión .....	58
3.7.1.	Modelos computacionales .....	58
3.7.1.1.	Super-olade .....	58
3.7.1.2.	Modelo para la optimización del despacho hidrotérmico SDDP.....	59
3.8.	Modelado de los escenarios .....	61
3.8.1.	Modelo de demanda .....	61
3.8.2.	Modelo del Sistema Nacional Interconectado.....	62
3.8.2.1.	Centrales según tecnología .....	63
3.8.2.1.1.	Centrales hidráulicas ....	63
3.8.2.1.2.	Centrales térmicas.....	64
3.8.2.1.3.	Energías renovables.....	65
3.8.2.2.	Centrales según su estado actual.....	65
3.8.2.2.1.	Centrales existentes .....	66
3.8.2.2.2.	Centrales candidatas y en construcción.....	66

3.8.2.3.	Modelo de planificación bajo incertidumbre.....	68
3.8.2.3.1.	Criterio de Savage .....	69
3.8.2.3.2.	Criterio de Laplace .....	69
3.8.2.4.	Modelo de despacho hidrotérmico .....	70
4.	ESCENARIOS DE EXPANSIÓN.....	73
4.1.	Escenario base .....	73
4.1.1.	Sistema existente .....	74
4.1.2.	Centrales en construcción .....	74
4.1.3.	Demanda.....	75
4.1.4.	Costos del déficit de energía eléctrica.....	75
4.1.5.	Tasa anual de descuento .....	76
4.1.6.	Costos fijos de operación y mantenimiento para proyectos hidroeléctricos.....	76
4.1.7.	Combustibles: poderes caloríficos y proyección de precios.....	76
4.1.8.	Costos de energías renovables.....	78
4.1.9.	Contratos existentes de ingenios .....	78
4.1.10.	Costos de instalación .....	79
4.2.	Escenarios de expansión .....	79
4.2.1.	Escenario I: matriz mixta .....	80
4.2.1.1.	Aplicación del criterio de Savage para la obtención de cronogramas de instalación y costos operativos.....	82
4.2.1.2.	Aplicación del criterio de Laplace para la obtención de cronogramas de instalación y costos operativos.....	86

4.2.2.	Escenario II: predominantemente hidro .....	90
4.2.2.1.	Aplicación del criterio de Savage para la obtención de cronogramas de instalación y costos operativos .....	93
4.2.2.2.	Aplicación del criterio de Laplace para la obtención de cronogramas de instalación y costos operativo .....	97
4.2.3.	Escenario III: predominantemente térmico .....	101
4.2.3.1.	Aplicación del criterio de Savage para la obtención de cronogramas de instalación y costos operativos .....	103
4.2.3.2.	Aplicación del criterio de Laplace para la obtención de cronogramas de instalación y costos operativos .....	107
4.3.	Resultados de los planes de expansión .....	111
4.4.	Plan de expansión de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.....	112
4.4.1.	Escenarios.....	113
4.4.1.1.	Biomasa-carbón.....	113
4.4.1.2.	Gas natural .....	113
4.4.1.3.	Sin geotérmicas .....	113
4.4.1.4.	Todos los recursos .....	114
4.4.1.5.	Eficiencia energética.....	114
4.4.1.6.	Tendencias y demanda alta.....	114
4.4.2.	Centrales candidatas .....	114
4.4.3.	Consideraciones generales .....	116
4.4.3.1.	Escenarios de demanda .....	116
4.4.3.2.	Costos del déficit .....	117
4.4.3.3.	Cronogramas de expansión.....	118

4.5.	Análisis comparativo de los planes de expansión .....	126
4.5.1.	Análisis técnico.....	126
4.5.2.	Análisis económico.....	127
4.6.	Interpretación de resultados.....	128
4.6.1.	Matriz mixta, criterio de Savage .....	128
4.6.2.	Matriz mixta, criterio de Laplace.....	130
4.6.3.	Comparación de criterios en el escenario matriz mixta.....	132
4.6.4.	Predominantemente hidro, criterio de Savage .....	133
4.6.5.	Predominantemente hidro, criterio de Laplace .....	135
4.6.5.1.	Comparación de criterios.....	136
4.6.6.	Predominantemente térmico, criterio de Savage...	137
4.6.7.	Predominantemente térmico, criterio de Laplace ..	138
4.6.7.1.	Comparación de criterios.....	140
4.6.8.	Comparación de todos los escenarios .....	141
4.6.9.	Escenario óptimo.....	142
4.6.9.1.	Escenario óptimo según criterio de Savage .....	142
4.6.9.2.	Escenario óptimo según criterio de Laplace.....	143
4.6.10.	Comparación con los planes de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica .....	144
4.6.10.1.	Análisis cualitativo .....	144
	CONCLUSIONES.....	147
	RECOMENDACIONES .....	151
	BIBLIOGRAFÍA.....	153

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1.	Función $w(x)$ .....	57
2.	Costo marginal para el período 2012-2026 .....	86
3.	Costo marginal para el período 2012-2026 .....	90
4.	Costo marginal para el período 2012-2026 .....	97
5.	Costo marginal para el período 2012-2026 .....	101
6.	Costo marginal para el período 2012-2026 .....	107
7.	Costo marginal para el período 2012-2026 .....	111

### TABLAS

I.	Demanda histórica de potencia.....	2
II.	Demanda histórica de energía .....	3
III.	Consumo de energía eléctrica por sector.....	4
IV.	Exportaciones e importaciones de energía eléctrica .....	6
V.	Producto Interno Bruto histórico.....	7
VI.	Actividades del PIB relacionadas con el consumo de energía .....	8
VII.	Comportamiento estadístico del modelo de proyección .....	11
VIII.	Proyecciones de demanda y energía .....	11
IX.	Contratos existentes .....	22
X.	Parque generador hidroeléctrico .....	23
XI.	Parque de Generadores Distribuidos Renovables .....	23
XII.	Parque generación de centrales termoeléctricas .....	24
XIII.	Parque de cogeneradores.....	24

XIV.	Parque de generación de centrales geotérmicas .....	25
XV.	Centrales hidroeléctricas a considerar .....	67
XVI.	Centrales solares a considerar.....	67
XVII.	Centrales geotérmicas a considerar.....	67
XVIII.	Centrales térmicas a considerar.....	68
XIX.	Centrales eólicas a considerar .....	68
XX.	Centrales en construcción.....	74
XXI.	Proyección de demanda.....	75
XXII.	Escalones del costo de la energía no suministrada .....	76
XXIII.	Poderes caloríficos de combustibles .....	77
XXIV.	Proyección de precios de combustibles .....	77
XXV.	Costos de energía para centrales de energía renovable .....	78
XXVI.	Finalización de contratos existentes .....	78
XXVII.	Costos de instalación de las centrales generadoras .....	79
XXVIII.	Centrales a considerar.....	81
XXIX.	Centrales descartadas .....	81
XXX.	Representación por tecnología .....	82
XXXI.	Cronograma de expansión .....	83
XXXII.	Costos del plan de expansión .....	84
XXXIII.	Centrales descartadas.....	84
XXXIV.	Costos marginales promedio anuales .....	85
XXXV.	Cronograma de expansión .....	87
XXXVI.	Costos del plan de expansión .....	88
XXXVII.	Centrales descartadas.....	88
XXXVIII.	Costos marginales promedio anuales .....	89
XXXIX.	Centrales a considerar.....	91
XL.	Centrales descartadas .....	92
XLI.	Representación por tecnología .....	92
XLII.	Cronograma de expansión .....	94

XLIII.	Costos del plan de expansión .....	95
XLIV.	Centrales descartadas .....	95
XLV.	Costos marginales promedio anuales .....	96
XLVI.	Cronograma de expansión.....	98
XLVII.	Costos del plan de expansión .....	99
XLVIII.	Centrales descartadas.....	99
XLIX.	Costos marginales promedio anuales .....	100
L.	Centrales a considerar .....	102
LI.	Centrales descartadas .....	102
LII.	Representación por tecnología .....	103
LIII.	Cronograma de expansión.....	104
LIV.	Costos del plan de expansión .....	105
LV.	Centrales descartadas .....	105
LVI.	Costos marginales promedio anuales .....	106
LVII.	Cronograma de expansión.....	108
LVIII.	Costos del plan de expansión .....	109
LIX.	Centrales descartadas .....	109
LX.	Costos marginales promedio anuales .....	110
LXI.	Planes de expansión.....	112
LXII.	Plan de expansión CNEE .....	112
LXIII.	Centrales candidatas de recursos renovables .....	115
LXIV.	Centrales candidatas termoeléctricas .....	116
LXV.	Escenarios de demanda .....	117
LXVI.	Costo del déficit .....	118
LXVII.	Cronograma de expansión: biomasa-carbón .....	119
LXVIII.	Cronograma de expansión: gas natural .....	120
LXIX.	Cronograma de expansión: sin geotérmicas.....	121
LXX.	Cronograma de expansión: todos los recursos.....	122
LXXI.	Cronograma de expansión: exportaciones .....	123

LXXII.	Cronograma de expansión: eficiencia energética .....	124
LXXIII.	Cronograma de expansión: tendencias y demanda alta .....	125
LXXIV.	Cuadro comparativo de los escenarios de la CNEE .....	126
LXXV.	Análisis técnico de los planes de expansión .....	127
LXXVI.	Análisis económico de los planes de expansión .....	127

## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>Símbolo</b>	<b>Significado</b>
<b>US\$</b>	Dólar estadounidense
<b>gal</b>	Galón
<b>kcal</b>	Kilocaloría
<b>kw</b>	Kilovatio
<b>kwh</b>	Kilovatio-hora
<b(kv< b=""></b(kv<>	Kilovoltio
<b>MW</b>	Megavatio
<b>MWh</b>	Megavatio-hora
<b>m<sup>3</sup></b>	Metro cúbico
<b>ton</b>	Tonelada
<b>v</b>	Volt
<b>W</b>	Watt



## GLOSARIO

### **Biocombustible**

Es cualquier material que al oxidarse de forma violenta es capaz de liberar energía en forma de calor y que además se obtiene de fuentes renovables, siendo estas generalmente azúcar, trigo, maíz o semillas oleaginosas.

### **Central eólica**

Es aquella central donde se utiliza la fuerza del viento para mover el eje de los generadores eléctricos.

### **Central térmica**

Es aquella central donde se utiliza una turbina accionada por vapor de agua inyectado a presión para producir el movimiento del eje de los generadores eléctricos.

### **Central generadora**

Conjunto de máquinas motrices y demás equipo de generación que sirven para la producción de energía eléctrica.

**Central hidroeléctrica**

Es aquella central donde se aprovecha la energía producida por la caída del agua para golpear y mover el eje de los generadores eléctricos.

**Comercialización**

Consiste en la venta, facturación y cobro por el servicio eléctrico prestado a los consumidores finales.

**Comisión Nacional de Energía Eléctrica**

Órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas que se encarga de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad.

**Dirección General de Energía**

Órgano administrativo del Ministerio de Energía y Minas que promueve el desarrollo de la industria minera y el aprovechamiento de los recursos minerales del país.

**Distribución**

Transporte de electricidad de bajo voltaje (generalmente entre 120 voltios y 34.500 voltios) y la actividad de suministro de la electricidad hasta los consumidores finales.

**Empresa Eléctrica  
de Guatemala**

Empresa de distribución de energía eléctrica encargada de abastecer a los departamentos de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez.

**Fuentes de energía  
no convencionales**

Energías renovables o energías verdes, que no son las formas de energía que tradicionalmente se han utilizado para la generación eléctrica.

**Generación de energía**

Comprende la producción de energía eléctrica a través de la transformación de otro tipo de energía.

**Generador**

Equipo electromecánico utilizado para convertir energía mecánica en energía eléctrica por medio de la inducción electromagnética.

**Kilowatt**

Es un múltiplo de unidad medida de potencia eléctrica y representa 1000 watts.

**Ministerio de Energía  
y Minas**

Institución rectora de los sectores energético y minero, que fomenta el aprovechamiento adecuado de los recursos naturales del país.

**Sistema Eléctrico  
Nacional**

Es el conjunto de instalaciones, centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones, redes de distribución, equipo eléctrico, centros de carga y en general toda la infraestructura eléctrica que está destinada a prestar el servicio, interconectado o no, dentro del cual se efectúan las diferentes transferencias de energía eléctrica entre diversas regiones del país.

**Sistema Nacional  
Interconectado**

Es la porción interconectada del Sistema Eléctrico Nacional.

**Transmisión**

Comprende la interconexión, transformación y transporte de grandes bloques de electricidad, hacia los centros urbanos de distribución, a través de las redes eléctricas y en niveles de tensión que van desde 115 000 voltios, hasta 800 000 voltios.

**Voltio**

Es la unidad de fuerza que impulsa a las cargas eléctricas a que puedan moverse a través de un conductor.

**Watt**

Es la unidad de potencia de un elemento receptor de energía. Es la energía consumida por un elemento y se obtiene de multiplicar voltaje por corriente.



## RESUMEN

El siguiente trabajo de investigación tiene como objetivo la creación de planes de expansión de generación del Sistema Nacional Interconectado, para el período 2012-2026, según los criterios de Savage y Laplace y su comparación con planes similares planteados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para el mismo período de estudio.

En el capítulo I se formuló un modelo de proyección de demanda con base en un análisis del Producto Interno Bruto de Guatemala y de las actividades económicas más relacionadas con el consumo de energía eléctrica.

En el capítulo II, tras un análisis del subsector eléctrico nacional, se definió un conjunto de centrales de generación candidatas y los escenarios de expansión matriz mixta, predominantemente hidro y predominantemente térmico.

En el capítulo III se realiza toda la formulación teórica de la planificación bajo incertidumbre y la expansión de los sistemas eléctricos de potencia.

En el capítulo IV, mediante la aplicación de los criterios de Savage y Laplace, se determinaron los cronogramas de expansión para cada uno de los casos planteados, mismos que fueron comparados según su costo de inversión, operación y costos marginales.



## **OBJETIVOS**

### **General**

Utilizar los criterios de Savage y Laplace para la planificación bajo incertidumbre en varios escenarios de expansión para el período 2012-2026 y comparar los resultados obtenidos, para obtener un escenario óptimo de expansión.

### **Específicos**

1. Formular un modelo para la proyección de demanda de energía eléctrica, basada en el Producto Interno Bruto de Guatemala y en las actividades económicas más relacionadas con el consumo de energía eléctrica a nivel nacional.
2. Realizar un análisis del Sistema Nacional Interconectado y el mercado eléctrico guatemalteco, para la preparación de la matriz de expansión de generación.
3. Formular escenarios de expansión, con distintas centrales generadoras candidatas para la expansión del Sistema Nacional Interconectado.
4. Formular teóricamente planes de expansión a partir de distintos escenarios evaluados bajo los criterios de Savage y Laplace.

5. Comparar los planes de expansión obtenidos en este trabajo, con los realizados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para el período 2012-2026.
6. Determinar la viabilidad de instalación y el impacto de nuevas tecnologías de generación eléctrica en Guatemala.

## INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia se encuentran en un constante cambio y, salvo raras excepciones, en crecimiento. Dicho crecimiento obedece a que el consumo de energía eléctrica está directamente relacionado con las actividades que se realizan en una sociedad que, mientras más avanzada sea, consumirá más de este recurso. La planificación en la expansión de estos sistemas se hace necesaria y el enfoque de la estrategia de expansión dependerá de los parámetros que se utilicen para la toma de decisiones.

La toma de decisiones es el proceso mediante el cual se identifica una necesidad, se analizan diversas alternativas y se elige una, para una posterior interpretación de resultados. Es por ello que los escenarios futuros dependerán de las decisiones presentes.

Cuando la toma de decisiones se hace bajo incertidumbre, es decir, cuando la ocurrencia de eventos futuros está sujeta a eventos de carácter probabilístico e indeterminable, se utilizan criterios basados en modelos matemático-estadísticos.

La elección del criterio bajo el cual se va a hacer una toma de decisiones bajo incertidumbre es fundamental para obtener un resultado que se ajuste a la realidad de las necesidades del caso tratado. Esto debido a que cada criterio cumple con diferentes axiomas y tiene distintas finalidades, basadas en distintas distribuciones de probabilidades.

Dentro de estos criterios destaca la minimización del máximo arrepentimiento por medio del criterio de Savage, que se basa en que para cada estado de la naturaleza, o variable incontrolable hay una decisión que es mejor que el resto. Basado en el principio de ¿qué se deja de ganar? o ¿qué se pierde si se toma se toma otra decisión que no sea la elegida?, se da la condición de arrepentimiento que caracteriza al criterio. La planificación de crecimiento o expansión de naturaleza tecnológico-humana es el escenario ideal para la aplicación de este criterio, pues se necesita tomar una decisión, basándose en el óptimo económico y operacional, condiciones que se cumplen cuando la decisión tomada es la que presenta menor nivel de arrepentimiento

Por otro lado, el criterio de razón insuficiente, o criterio de Laplace, se basa en el principio que todos los escenarios tienen la misma probabilidad de ocurrencia, es decir, la ausencia de conocimiento sobre el estado de la naturaleza, hace los escenarios son igualmente probables. De esta manera, se obtiene una estrategia que minimiza el promedio de costos de todos los escenarios.

La toma de decisiones en un evento de planificación de crecimiento o expansión de carácter tecnológico-humano es el escenario ideal para la aplicación de cualquiera de estos criterios, pues el fin último debe ser obtener un óptimo económico y operacional.

Cuando el sistema es económicamente sostenible, operacionalmente funcional y está cubierto contra contingencias que lo puedan sacar de operación, se ha alcanzado el estado de minimización del máximo arrepentimiento. Por lo tanto, una planificación bajo incertidumbre a través de un criterio de minimización del máximo arrepentimiento resulta funcional para eventos donde el desarrollo tecnológico y social avanzan de manera conjunta,

como es el caso de la expansión de un sistema de generación de energía eléctrica.

Para el desarrollo de un sistema que busca un costo medio operativo mínimo, el criterio de Laplace resulta el ideal, pues se obtendrá el menor costo de manera colectiva, independientemente de los costos individuales.



# **1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA**

La demanda es la razón de la generación de la energía eléctrica y la misma debe ser prevista para una correcta distribución de los recursos energéticos de un país.

La demanda de energía eléctrica del país está directamente relacionada con el desarrollo del mismo, viéndose afectada por actividades industriales, cambio en las condiciones de vida de la población y de otros factores que se relacionan con las actividades económicas del país, lo cual muestra que una proyección de demanda se puede hacer con base en proyecciones de indicadores de crecimiento económico.

Cabe mencionar que aunque la demanda es variable día con día, existen tendencias que permiten predecir el comportamiento de la demanda de manera acertada.

Es también de gran importancia el método mediante el cual va a ser proyectada la demanda. Dicha proyección se realiza con modelos econométricos de regresión múltiple. Dichos modelos, para este caso en particular, dependen de correlaciones entre datos puntuales acerca del crecimiento económico del país.

## **1.1. Demanda de energía eléctrica en Guatemala**

A partir de 1985, los principales parámetros de la demanda de energía eléctrica, muestran un crecimiento considerable y constante, el cual se mantuvo

hasta el 2000 presentando un promedio incremental de 8,5 por ciento, a partir de este año el crecimiento ha tenido una desaceleración de tal forma que el promedio de crecimiento de 2001 a 2007 ha sido de 4,81 por ciento, situación que se vio agravada en el 2008, presentándose para el período 2008-2011 un crecimiento promedio de 0,83 por ciento.

Tabla I. **Demanda histórica de potencia**

Guatemala: demanda histórica de potencia (MW)													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Máxima Anual
1961	40,5	41,00	40,3	42,00	40,00	41,5	40,00	40,00	42,00	44,00	45,00	46,00	46,00
1962	46,00	44,00	45,2	45,00	45,00	44,00	43,5	44,3	45,00	46,00	48,00	51,00	51,00
1963	49,6	50,00	53,00	50,00	51,5	49,00	49,00	51,00	52,3	51,00	50,00	56,00	56,00
1964	56,00	58,00	58,00	60,00	58,00	55,00	54,00	55,00	57,00	57,00	59,00	62,00	62,00
1965	66,00	65,5	66,00	65,5	65,5	65,5	67,00	67,00	67,00	66,00	70,00	76,00	76,00
1966	76,00	74,00	74,5	74,00	75,00	73,00	73,00	75,00	77,00	78,00	80,00	86,00	86,00
1967	82,00	85,00	84,5	84,5	83,00	78,00	77,00	77,00	79,00	80,00	84,00	88,00	88,00
1968	88,00	86,00	87,00	85,00	85,00	84,00	86,00	86,00	88,00	87,00	90,00	94,00	94,00
1969	96,00	98,00	99,00	97,00	97,00	95,00	92,00	97,00	94,00	95,00	100,00	105,00	105,00
1970	107,00	108,00	110,2	107,00	107,00	105,00	98,00	102,00	102,00	105,00	108,00	116,00	116,00
1971	113,00	115,00	115,00	109,00	111,00	110,00	113,00	111,00	110,00	113,00	114,00	119,00	119,00
1972	121,00	125,00	127,00	124,00	124,00	124,00	122,00	128,00	126,00	131,00	131,00	135,00	135,00
1973	136,00	138,00	143,00	142,00	136,00	134,00	135,00	140,00	138,00	142,00	142,00	147,00	147,00
1974	131,2	142,6	143,7	144,9	141,2	137,7	145,3	146,9	144,7	151,3	161,8	163,2	163,2
1975	167,2	170,9	169,1	170,9	170,9	166,00	165,00	165,3	171,7	176,4	179,8	185,00	185,00
1976	189,8	184,7	178,3	181,6	179,00	173,3	179,1	178,3	185,8	194,8	195,4	199,5	199,5
1977	206,8	207,6	214,7	208,2	211,3	209,00	210,00	216,00	220,4	223,8	232,00	237,2	237,2
1978	243,8	243,7	244,2	245,4	239,3	228,9	225,8	227,4	233,7	231,6	247,9	246,6	247,9
1979	257,4	254,4	253,00	256,5	247,3	237,8	240,00	241,7	243,7	253,6	260,1	265,2	265,2
1980	271,5	268,9	267,2	261,2	253,6	246,7	247,1	251,6	250,7	259,2	264,4	272,8	272,8
1981	278,8	281,4	287,1	271,2	265,2	259,2	253,5	253,00	262,00	259,6	259,3	263,4	287,1
1982	267,7	270,9	267,7	262,2	263,5	253,4	245,7	255,2	256,5	257,9	265,6	266,3	270,9
1983	274,5	276,6	270,9	261,2	259,00	243,6	234,8	254,4	251,2	254,4	261,9	270,5	276,6
1984	277,00	272,7	274,9	274,3	269,3	259,00	260,5	263,9	272,9	280,4	282,6	284,2	284,2
1985	298,5	298,00	297,9	278,3	272,6	274,4	266,6	274,9	288,1	291,3	300,1	301,6	301,6
1986	304,8	301,00	304,2	306,00	304,8	295,9	309,6	314,2	314,2	318,3	330,7	334,3	334,3
1987	332,9	335,5	343,2	333,8	338,2	327,7	325,1	334,3	350,3	360,9	374,5	365,3	374,5
1988	359,1	367,8	365,2	373,3	366,2	367,4	366,9	373,4	384,8	387,9	399,4	401,2	401,2
1989	396,9	403,7	402,1	403,8	397,6	403,3	398,2	409,3	414,3	422,8	425,4	439,6	439,6
1990	445,5	440,4	442,6	444,8	430,2	417,2	420,00	431,2	441,2	448,8	452,00	452,2	452,2
1991	462,00	457,00	467,1	448,9	443,7	436,2	443,00	464,00	372,3	483,4	492,5	495,1	495,1
1992	505,4	509,2	505,7	499,3	498,3	493,3	497,3	508,7	520,1	526,8	533,6	537,7	537,7
1993	537,6	538,2	552,7	547,1	544,2	534,1	536,6	546,8	547,9	567,2	569,7	579,4	579,4
1994	595,6	600,8	611,2	605,9	598,3	587,6	607,00	614,4	610,5	618,5	604,2	623,7	623,7
1995	647,1	643,2	645,5	651,6	645,8	630,6	620,2	660,4	675,8	682,3	691,1	717,2	717,2
1996	710,1	710,6	711,8	704,6	708,1	713,7	709,4	707,00	719,2	719,5	733,4	732,6	733,4
1997	757,8	765,3	765,6	772,15	774,9	764,9	775,8	779,8	775,3	798,00	804,9	814,7	814,7
1998	821,00	813,00	816,00	820,00	818,00	808,00	807,4	824,1	836,8	851,00	865,00	867,5	867,5
1999	884,4	895,2	895,2	909,9	891,4	870,3	888,6	908,6	888,6	917,00	962,1	941,9	962,1
2000	941,3	961,4	972,8	962,00	946,9	920,3	945,9	958,6	971,3	998,5	1 023,4	1 039,3	1 039,3
2001	1 045,6	1 015,4	1 012,8	1 039,2	1 007,5	996,8	1 010,9	1 016,1	1 018,0	1 037,0	1 075,1	1 086,6	1 086,6
2002	1 083,9	1 071,7	1 084,7	1 087,3	1 073,5	1 048,6	1 044,0	1 069,8	1 066,8	1 099,0	1 103,2	1 141,0	1 141,0
2003	1 140,6	1 125,8	1 131,2	1 140,0	1 129,2	1 122,8	1 112,0	1 131,1	1 152,2	1 178,0	1 187,8	1 194,8	1 194,8
2004	1 195,2	1 183,0	1 202,3	1 211,2	1 187,9	1 187,1	1 187,1	1 187,4	1 184,9	1 213,4	1 237,8	1 265,7	1 265,7
2005	1 215,3	1 236,6	1 241,8	1 270,0	1 228,7	1 218,4	1 215,8	1 241,65	1 245,0	1 233,0	1 272,15	1 290,09	1 290,09
2006	1 257,8	1 296,2	1 301,9	1 298,3	1 250,9	1 267,9	1 256,9	1 268,8	1 294,0	1 329,9	1 382,5	1 367,2	1 382,5
2007	1 364,9	1 359,9	1 378,9	1 380,2	1 380,2	1 364,7	1 385,5	1 374,7	1 382,0	1 406,3	1 399,8	1 443,4	1 443,4
2008	1 362,4	1 400,6	1 401,5	1 420,3	1 430,0	1 344,1	1 337,71	1 369,0	1 403,8	1 367,5	1 383,0	1 355,4	1 430,0
2009	1 333,1	1 337,2	1 397,0	1 417,1	1 405,6	1 388,6	1 421,9	1 392,1	1 416,2	1 429,7	1 455,7	1 472,4	1 472,4
2010	1 410,7	1 447,0	1 447,2	1 437,8	1 419,1	1 376,9	1 358,0	1 374,4	1 389,7	1 407,5	1 467,8	1 409,5	1 467,8
2011	1 442,0	1 465,7	1 477,7	1 488,8	1 491,1	1 449,8	1 418,0	1 415,3	1 437,5	1 420,2	1 481,5	1 454,5	1 491,1

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista.

Tabla II. Demanda histórica de energía

Guatemala: demanda histórica de energía (GWh)													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
1961	17	16,3	17	16,5	17,5	17,5	17,7	17,5	17,5	17,5	18,3	18,3	208,6
1962	20	19	20	18,5	20	19,5	19,7	20	19	20	20,5	22	238,2
1963	22,5	21,8	23,3	20,5	23,4	22,5	22,5	22,6	22,8	24,2	23	24,5	273,6
1964	25,5	24,3	24,2	25	25,3	24,8	25,5	25	25	25,8	25,8	28	304,2
1965	29,1	28	31	27,5	30	29,6	30,7	30	29,5	30,5	30	32,8	358,7
1966	34	31	35,1	30	33,2	33,2	33,4	35	33,5	35	34	36,7	404,1
1967	36,8	35	36	35,3	36,8	34,3	35	35	33,8	35,2	35,2	38,5	426,9
1968	38,8	38	40,5	36	40,5	38,5	40	40	37	40	39,5	43,5	472,3
1969	44,5	42,2	47,3	40,7	46,2	43	46,5	45	39,5	45	43	48,5	531,4
1970	49,47	46,32	47,72	49,49	49,54	46,29	47,48	47,39	47,26	47,49	47	50	575,52
1971	51,41	49,38	54,29	45,24	51	49,44	51,08	50,67	49,5	50,18	50,24	53,03	605,51
1972	54,6	54,77	57,4	55,3	59,5	57,12	59,11	60,15	57,48	61,46	62,06	63,88	702,88
1973	64,98	59,93	67,47	61,06	66,29	62,89	65,42	67,08	64,05	67,61	68,09	70,98	785,91
1974	68,96	65,54	72,26	65,67	70,56	67,5	71,13	72,39	68,14	73,04	71,88	75,24	842,35
1975	79,22	75,09	77,42	79,74	81,6	75,49	78,95	75,38	76,23	83,78	80,51	86,86	950,31
1976	89,69	69,2	88,5	82,77	86,05	82,65	87,31	87,24	86,06	88,7	90,45	94,77	1 033,44
1977	97,57	90,4	101,61	91,68	102,35	98,45	100,53	102,64	99,59	101,58	103,74	110,89	1 201,07
1978	115,4	106,67	111,41	113,09	115,09	108,85	107,23	110,46	106,04	108,57	112,8	116,95	1 332,61
1979	121,61	113,92	125,3	108,04	122,16	112,04	114,93	118,65	113,35	120,76	118,85	124,19	1 413,86
1980	130,15	124,27	131,41	116,57	123,22	112,64	118,02	118,13	111,95	119,35	116,82	122,45	1 445,04
1981	126,31	119,77	133,69	116,41	121,2	117,32	118,43	117,57	113,71	117,65	116,73	107,63	1 426,47
1982	120,72	113,83	125,51	114,1	119,39	111,18	111,79	114,42	108,92	114,04	114,81	120,93	1 389,7
1983	122,04	112,97	118,79	114,03	119,52	109,88	111,15	115,2	110,27	113,6	114,54	121,76	1 383,81
1984	123,98	118,62	127,35	116,6	123,33	116,13	119,55	121,59	115,18	124,8	122,15	127,16	1 456,49
1985	133,01	122,53	130,76	119,27	125,49	125,67	128,46	129,89	125,68	133,89	128,65	131,81	1 535,16
1986	132,84	123,4	128,33	138,17	140,19	129,77	137,82	140,28	153,38	158,89	177,89	174	1 735,01
1987	150,98	143,14	160,21	146,84	156,46	148,79	155,78	156,86	156,7	159,23	166,28	164,66	1 865,96
1988	160,57	155,55	166,9	161,12	170,02	160,12	165,39	172,22	167,33	174,74	174,9	178,08	2 006,98
1989	179,74	167,22	178,78	180,78	185	178,13	182,37	187,02	182,5	190,83	192,44	195,06	2 199,94
1990	201,19	184,59	202,68	183,09	195,86	188,49	194,97	197,99	190,02	201,67	196,18	197,66	2 334,43
1991	211,3	191,08	201,98	204,89	210,15	201,72	213,7	213,48	168,95	211,71	210,82	218,49	2 458,33
1992	223,95	219,36	235,55	222,2	231,72	211,31	230,76	232,64	228,64	240,66	234	236,83	2 747,68
1993	244,05	230,63	259,93	236,37	250,38	242,57	248,78	253,28	244,82	254,23	252,47	254,37	2 971,93
1994	260,67	248,03	274,47	264,24	276,76	266,46	274,39	282,99	275,27	282,99	277,99	283,72	3 268,03
1995	282,28	274,65	306,17	278,9	302,58	288,63	293,58	300,84	289,13	311,5	306,38	311,72	3 546,42
1996	311,39	304,33	320,58	300,56	318,25	303,39	319,38	326,1	316,74	331,15	314,93	315,61	3 782,46
1997	337,98	319,2	329,16	343,7	348,05	341,33	357,91	360,71	355,36	372,07	360,84	366,82	4 193,21
1998	374,61	339,72	388,51	363,66	380,73	366,01	376,27	365,72	373,36	391,11	372,65	390,21	4 482,62
1999	395,99	371,17	411,29	390,4	404,71	388,09	410,3	420,07	414,25	428,57	422,65	427,51	4 885,06
2000	437,34	428,62	465,94	422,79	454,73	448,66	438,18	454,65	434,98	459,53	454,77	451,88	5 352,13
2001	466,02	432,42	481,53	454,09	485,34	456,05	472,22	482,89	463,13	492,5	476,67	482,02	5 644,93
2002	491,6	460,08	489,28	502,5	509,73	483,21	523,02	515,05	494,74	522,13	500,75	512,49	6 004,63
2003	519,23	482,67	537,34	508,38	539,36	500,14	530,09	531,47	523,78	547,51	533,25	541,47	6 294,73
2004	546,19	525,92	575,65	540,64	565,75	540,49	564,9	568,99	548,36	565,61	556,6	577,59	6 676,74
2005	563,72	526,83	586,84	588,26	589,35	569,31	578,73	594,34	578,4	565,7	565,23	603,51	6 910,27
2006	601,8	558,16	634,93	584,02	621,16	599,1	619,13	631,4	613,22	640,1	619,27	634,4	7 356,75
2007	642,92	593,52	666,59	622,36	670,73	640,18	664,52	672,97	643,05	675,88	647,85	663,73	7 804,37
2008	644,7	630,92	657,33	671,63	690,09	640,75	665,27	670,24	659,43	667,63	625,04	630,32	7 853,41
2009	631,47	582,69	663,28	645,59	678,69	652,35	686,82	678,97	670,27	693,98	662,29	679,88	7 926,34
2010	673,24	640,05	709,74	673,5	692,16	674,94	678,05	690,26	673,71	686,01	669,01	672,9	8 133,63
2011	694,55	648,72	729,22	695,36	741,88	705,9	713,21	727,77	700,14	703,67	701,41	711,34	8 473,20

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista.

### 1.1.1. Actualidad

La demanda de energía eléctrica puede ser abordada desde distintos puntos, pues según las actividades económicas y el nivel de vida que tengan

las personas en una cierta región, así será también la cantidad de energía eléctrica que cada uno de los sectores consuma.

### 1.1.2. Sectorización de la demanda

La sectorización en Guatemala parte de dos macro sectores, siendo estos el sector industrial y el sector residencial. Estos sectores son, generalmente, los que causan más impacto en la demanda del país.

Existen además otro tipo de sectores, como lo es el sector de servicios y comercios, de donde se puede destacar la influencia del alumbrado público como un servicio representado en este rubro. Finalmente, resulta conveniente considerar las pérdidas de energía como otro sector, debido a la importancia que tienen, principalmente por el volumen de las mismas.

Según el último estudio de la Dirección General de Energía (DGE) que data desde 2011, la demanda de energía eléctrica se reparte, según sectores, como lo indica la siguiente tabla:

Tabla III. Consumo de energía eléctrica por sector

Consumo de energía eléctrica en GWh									
Actividad	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Industrial	2 254,1	2 412,5	2 692,3	2 678,2	2 921,8	2 806,3	3 010,9	3 054	3 121,6
Residencial	1 840,8	1 959,7	1 730,8	2 271,1	2 332,5	2 407,1	2 435,9	2 470,5	2 525,2
Comercio y servicios	1 526,5	1 552,7	1 622,2	1 253,6	1 924,8	1 964	1 993,7	2 023,8	2 068,6
Consumo propio	13,3	15	22,5	40,7	257,5	252,9	321,3	381,1	344
Pérdidas	1 030,9	1 093,3	1 441,8	945,8	1 195,9	1 215,8	1 227,3	1 186,9	1 258,8
<b>Total</b>	<b>6 665,6</b>	<b>7 033,2</b>	<b>7 509,6</b>	<b>7 189,4</b>	<b>8 632,5</b>	<b>8 646,1</b>	<b>8 989,1</b>	<b>9 116,3</b>	<b>9 318,2</b>

Fuente: Dirección General de Energía.

En esta tabla se puede observar que el sector que consume más energía eléctrica es el sector industrial, seguido de sector residencial y como tercer lugar se encuentran los comercios y servicios. Estos tres sectores representan alrededor de un 80 por ciento del consumo de energía eléctrica en el país.

Otros sectores importantes, aunque no con tanta influencia, es el sector de consumo propio y las anteriormente mencionadas pérdidas, que si bien no son un sector real que forma parte de la población, son parte inherente de la demanda de energía eléctrica y como tal, debe ser tomada en cuenta.

### **1.1.3. Transacciones internacionales**

Guatemala tiene 3 líneas de interconexión con otros países. Una de ellas es con México, donde Guatemala actúa mayoritariamente como importador. Las otras dos líneas se interconectan con El Salvador y, a la vez, con el Mercado Eléctrico Regional (MER) que incluye a toda la región centroamericana (El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá). En este mercado, Guatemala actúa mayoritariamente como exportador.

El cambio de la matriz energética de Guatemala durante los últimos años, y con una clara tendencia a la minimización en el uso de combustibles fósiles, permite que Guatemala cuente con la energía más barata de la región, permitiéndole ser un exportador casi neto para el Mercado Eléctrico Regional.

A continuación se muestra el intercambio neto de Guatemala desde el año 2003, donde se puede observar claramente que Guatemala, a partir del año 2010, se vuelve un importador neto de energía debido al inicio de operación de la interconexión con México.

Tabla IV. **Exportaciones e importaciones de energía eléctrica**

Importación y exportación de energía GWh							
Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Importación	23,2	8,4	8,1	4,7	37,2	362,3	511,4
Exportación	335,4	88,2	131,9	76	94,1	138,9	193

Fuente: Dirección General de Energía.

## 1.2. **Proyección de la demanda**

Para la proyección de la demanda se utilizará un modelo de regresión de tipo econométrico, teniendo como variable explicativa el Producto Interno Bruto, el cual se analizará integrado y por actividad económica.

El Producto Interno Bruto (PIB), es el valor monetario total de la producción corriente de bienes y servicios de un país durante un período determinado.

El Producto Interno Bruto en precios de mercado constante es el indicador más importante que representa el desarrollo de la actividad económica del país. Comparativamente, la generación eléctrica y el PIB en el tiempo, presentan una gran simultaneidad. Se recopilieron los datos del PIB, teniendo como fuentes de información el Banco de Guatemala, para esta proyección se han utilizado los datos de PIB constante, con la nueva base de cálculo publicada en abril de 2004 por el Banco de Guatemala, de la cual se tienen datos desde 1990.

Tabla V. **Producto Interno Bruto histórico**

**Producto Interno Bruto por el origen de la producción**  
Años: 2001 - 2011  
(Millones de quetzales constantes a precios de 2001)

Actividades económicas	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 <sup>p/</sup>	2011 <sup>p/</sup>
1. Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	20 498,47	21 596,17	22 138,25	23 057,15	23 547,61	23 842,39	25 244,05	25 467,56	26 436,4	26 370,34	27 536,39
2. Explotación de minas y canteras	10 42,09	1 208,95	1 135,86	1 000,29	967,87	1 138,07	1 296,36	1 240,66	1 282,1	1 327,34	1 598,63
3. Industrias manufactureras	28 913,07	29 242,82	29 974,66	31 441,5	32 260,26	33 472,44	34 490,94	35 183,9	34 863,17	36 029,21	37 167,23
4. Suministro de electricidad y captación de agua	3 794,62	3 988,58	4 185,94	4 336,96	4 453,7	4 586,45	4 875,79	4 952,71	4 985,7	5 224,43	5 522,87
5. Construcción	5 797,55	6 692,69	6 446,03	5 870,85	6 133,7	6 936,9	7 548,39	7 512,73	6 704,15	5 934	6 027,42
6. Comercio al por mayor y al por menor	18 936,73	19 323,15	19 610,7	20 214,19	20 858,48	21 681,71	22 562,69	23 004,65	22 486,56	23 322,79	24 200,91
7. Transporte, almacenamiento y comunicaciones	7 827,14	8 438,59	9 284,05	10 716,17	11 932,42	14 146,13	17 376,96	19 905,48	20 412,7	20 995,68	22 025,3
8. Intermediación financiera, seguros y actividades auxiliares	3 781,94	4 197,27	4 624,81	5 064,02	5 825,92	6 763,65	7 432,22	8 010,23	8 331,21	8 608,06	9 195,49
9. Alquiler de vivienda	15 044,92	15 572,16	16 303,74	17 006,92	17 413,56	17 875,64	18 571,05	19 231,84	19 831,28	20 415,37	20 999,5
10. Servicios privados	22 801,8	23 604,8	24 341,91	24 904,52	25 477,47	26 868,47	28 651,49	30 489,38	30 822,02	31 966,53	33 155,22
11. Administración pública y defensa	10 861,47	11 097,95	10 850,69	10 479,07	10 725,61	11 294,03	11 811,95	12 321,65	13 899,00	15 166,09	15 961,02
(-) Servicios de Intermediación Financiera Medidos Indirectamente -SIFMI-	3 429,55	3 727,22	3 960,85	4 429,33	5 069,53	5 917,79	6 702,64	7 118,29	7 615,34	7 796,41	8 274,35
(+) Impuestos netos de subvenciones a los productos	11 107,56	11 424,96	11 695,83	12 303,83	12 834,1	13 571,67	14 465,21	14 286,42	13 779,07	14 573,96	15 171,54
<b>Producto Interno Bruto <sup>a/</sup></b>	<b>146 977,84</b>	<b>152 660,92</b>	<b>156 524,45</b>	<b>161 458,23</b>	<b>166 721,95</b>	<b>175 691,21</b>	<b>186 766,89</b>	<b>192 894,86</b>	<b>193 909,57</b>	<b>199 552,25</b>	<b>207 832,54</b>

a/ La discrepancia entre el total y la suma de sus componentes se debe a la diferencia estadística que proviene de utilizar estructuras de precios base móvil, de conformidad con la metodología sugerida en el Sistema de Cuentas Nacionales 1993 (SCN93).

p/ Cifras preliminares

e/ Cifras estimadas

Fuente: Banco de Guatemala.

### 1.2.1. Formulación del modelo PIB por integración económica

El Producto Interno Bruto se compone de 11 actividades principales, de las cuales algunas están directamente relacionadas con el consumo de energía eléctrica, según el cuadro mostrado a continuación:

Tabla VI. **Actividades del PIB relacionadas con el consumo de energía**

<b>Estructura porcentual de las actividades económicas y su correlación con la demanda de energía eléctrica</b>			
<b>Actividad económica</b>	<b>%</b>	<b>% crecimiento</b>	<b>Correlación con la demanda</b>
1. Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	13,61	3,13	0,93
2. Explotación de minas y canteras	0,72	2,13	0,23
3. Industrias manufactureras	18,14	2,34	0,92
4. Suministro de electricidad y captación de agua	2,5	2,23	0,00
5. Construcción	2,97	3,92	-0,21
6. Comercio al por mayor y al por menor	12,01	2,87	0,89
7. Transporte, almacenamiento y comunicaciones	10,52	2,23	-4,21
8. Intermediación financiera, seguros y actividades auxiliares	4,62	5,49	-1,79
9. Alquiler de vivienda	10,35	2,89	0,92
10. Servicios privados	16,29	2,52	0,88
11. Administración pública y defensa	8,22	6,44	0,02
<b>Producto Interno Bruto</b>	<b>100,00</b>	<b>3,08</b>	<b>0,92</b>

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista.

Las actividades resaltadas en color gris son las que mostraron una correlación de más del 88 por ciento con la demanda de energía eléctrica, siendo estas:

- Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca
- Industrias manufactureras
- Comercio al por mayor y al por menor
- Alquiler de vivienda
- Servicios privados

El aporte de estas actividades al Producto Interno Bruto será de especial interés para la proyección y análisis de la demanda.

### **1.2.2. Modelos econométricos para la proyección de la demanda**

Los modelos econométricos son modelos económicos que contienen las especificaciones necesarias para su aplicación empírica.

El modelo de regresión utilizado en este estudio será el Modelo Autoregresivo de Media Móvil (ARMA) de la forma siguiente:

$$y_t = \phi_0 + \sum_{i=1}^p \phi_i y_{t-i} + \sum_{j=0}^q \theta_j \epsilon_{t-j}$$

Y cuyo objetivo es predecir valores futuros de una serie.

### **1.3. Formulación del modelo de proyección global de la demanda**

Para el análisis estadístico y econométrico que se realizó, se tomaron en cuenta variables y valores que, una vez ingresados en el modelo, servirán para la obtención de una proyección de demanda.

En el análisis para la formulación se investigaron las siguientes variables:

- Variables dependientes: demanda máxima del año estacional y demanda de energía anual.
- Variable sin dependientes: Producto Interno Bruto, en precio constante de 2001 y el tiempo en años.

Los modelos econométricos probados fueron tanto de regresión simple como de regresión múltiple, se realizaron también pruebas con modelos autorregresivos.

Se adoptó el siguiente modelo para la proyección global de la demanda.

$$\text{Potencia Máxima} = C1 * (\text{PIB}) + C2 * (\text{Tiempo}) + C3(\text{AR}(1)) + C4(\text{MA}(11))$$

$$\text{Energía Anual} = C1 * (\text{PIB}) + C2 * (\text{Tiempo}) + C3(\text{AR}(1)) + C4(\text{MA}(11))$$

Donde el tiempo se mide en años, siendo el tiempo 1 en 1990.

El modelo de proyección de potencia y energía busca caracterizar de la forma más realista y simple posible, la dependencia de la demanda con su propio histórico reciente y las variables que representen el comportamiento esperado de la actividad económica para el período de estimación de la proyección.

El modelo adoptado tiene la capacidad de simular y aplicar diferentes órdenes de auto correlación a la proyección, con el objetivo de evaluar los mejores coeficientes para cada uno de los diferentes órdenes simulados (modelo autoregresivo de orden p o AR(p)), por lo que para evaluar diferentes órdenes de autoregresión, no se puede considerar como muestra (*sample*), la totalidad de los datos con los que se cuente, ya que el modelo no podría evaluar años en los que no se poseen datos para comparar el orden p que se está trabajando. Adicionalmente para evaluar los coeficientes de correlación resultantes para los diferentes órdenes, es recomendable realizarlo como la misma muestra de datos.

Tabla VII. Comportamiento estadístico del modelo de proyección

Dependent Variable: ENERGIA					Dependent Variable: POTENCIA				
Method: Least Squares					Method: Least Squares				
Sample (adjusted): 1991 2012					Sample (adjusted): 1991 2012				
Included observations: 22 after adjustments					Included observations: 22 after adjustments				
Convergence achieved after 23 iterations					Convergence achieved after 26 iterations				
MA Backcast: 1980 1990					MA Backcast: 1980 1990				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.	Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
TREND	36,68286	82,81567	0,442946	0,6631	TREND	33,92814	42,7109	0,794367	0,4373
PIB372	0,0377	0,009467	3,982159	0,0009	PIB372	0,002075	0,002899	0,715725	0,4833
AR(1)	0,902909	0,06225	14,50454	0	AR(1)	0,982732	0,13294	7,392292	0
MA(11)	-0,89488	0,072572	-12,33099	0	MA(11)	-0,884706	0,05583	-15,84653	0
R-squared	0,999135	Mean dependent var		5704,391	R-squared	0,997254	Mean dependent var		1071,723
Adjusted R-squared	0,998991	S.D. dependent var		2045,444	Adjusted R-squared	0,996796	S.D. dependent var		351,3969
S.E. of regression	64,97864	Akaike info criterion		11,34896	S.E. of regression	19,89064	Akaike info criterion		8,981341
Sum squared resid	76000,03	Schwarz criterion		11,54733	Sum squared resid	7121,473	Schwarz criterion		9,179712
Log likelihood	-120,8386	Hannan-Quinn criter.		11,39569	Log likelihood	-94,79475	Hannan-Quinn criter.		9,028071
Durbin-Watson stat	1,292014				Durbin-Watson stat	1,95582			
Inverted AR Roots	0,9				Inverted AR Roots	0,98			
Inverted MA Roots	0,99	0,83+0,54i	0,83-0,54i	0,41+0,90i	Inverted MA Roots	0,99	0,83-0,53i	0,83+0,53i	0,41-0,90i
		-0,41-0,90i	-0,14+0,98i	-0,14-0,98i			-0,41+0,90i	-0,14-0,98i	-0,14+0,98i
		-0,65+0,75i	-0,95+0,28i	-0,95-0,28i			-0,65+0,75i	-0,95-0,28i	-0,95+0,28i

Fuente: elaboración propia.

Las proyecciones despliegan los siguientes datos de potencia y energía.

Tabla VIII. Proyecciones de demanda y energía

Proyección de demanda Escenario bajo			Proyección de demanda Escenario medio			Proyección de demanda Escenario alto		
Año	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Año	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Año	Potencia (MW)	Energía (GWh)
2012	1 379,67	7 856,67	2012	1 532,97	8 729,64	2012	1 686,26	9 602,60
2013	1 414,63	8 177,98	2013	1 571,81	9 086,64	2013	1 728,99	9 995,31
2014	1 449,87	8 490,67	2014	1 610,96	9 434,08	2014	1 772,06	10 377,49
2015	1 481,03	8 798,48	2015	1 645,59	9 776,08	2015	1 810,15	10 753,69
2016	1 527,14	9 150,66	2016	1 696,82	10 167,40	2016	1 866,51	11 184,14
2017	1 548,19	9 498,50	2017	1 720,22	10 553,89	2017	1 892,24	11 609,28
2018	1 592,38	9 874,34	2018	1 769,31	10 971,49	2018	1 946,24	12 068,64
2019	1 647,67	10 305,28	2019	1 830,75	11 450,32	2019	2 013,82	12 595,35
2020	1 686,52	10 705,34	2020	1 873,91	11 894,82	2020	2 061,30	13 084,30
2021	1 739,71	11 106,45	2021	1 933,01	12 340,50	2021	2 126,31	13 574,55
2022	1 787,68	11 492,58	2022	1 986,31	12 769,53	2022	2 184,94	14 046,48
2023	1 833,98	11 916,05	2023	2 037,75	13 240,06	2023	2 241,53	14 564,06
2024	1 883,26	12 357,19	2024	2 092,51	13 730,21	2024	2 301,77	15 103,23
2025	1 933,43	12 812,8	2025	2 148,26	14 236,45	2025	2 363,08	15 660,09
2026	1 984,51	13 283,50	2026	2 205,01	14 759,45	2026	2 425,51	16 235,39

Fuente: elaboración propia.

El escenario bajo y escenario alto, son una variación del escenario medio de más y menos 10 por ciento respectivamente, que fue el calculado mediante el modelo econométrico.

## **2. ANÁLISIS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**

### **2.1. Marco legal**

El subsector eléctrico de Guatemala está sentado sobre las siguientes bases legales en la Constitución de la República de Guatemala mediante un Tratado y dos leyes, siendo estas la Ley de Incentivos Para el Proyectos de Energía Renovable, Decreto 52-2003, la Ley General de Electricidad Decreto 90-93 y el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y su Protocolos:

Ley de Incentivos para el Proyectos de Energía Renovable: esta Ley estipula que el Estado estimulará, promoverá, facilitará y creará las condiciones adecuadas para el fomento de inversiones que se hagan con esa finalidad. En dicha ley se encuentra el Reglamento de la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable. AG No. 211-2005.

Ley General de Electricidad Decreto 90-93: es la Ley sobre la cual está sentada la base principal del funcionamiento del Mercado Eléctrico en Guatemala, funciona bajo los siguientes principios:

- Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización o condición previa por parte del Estado, más que las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país. No obstante, para utilizar con estos fines los que sean bienes del Estado, se requerirá de la respectiva autorización del ministerio, cuando la potencia de la central exceda los 5 megavatios.

- Es libre el transporte de electricidad, cuando para ello no sea necesario utilizar bienes de dominio público.
- El transporte de la electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad, estarán sujetos a autorización.
- Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución, sujetos a autorización. Las transferencias de energía entre generadores, comercializadores, importadores y exportadores que resulten de la operación del Mercado Mayorista, estarán sujetas a regulación en los términos de la Ley.

Además, esta Ley se incluye el Reglamento General de Electricidad AG No. 256-97 y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista AG No. 299-98.

Reglamento General de Electricidad: este reglamento incluye las normas técnicas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), que es el órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas encargado de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios, prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, definir tarifas de transmisión y distribución, dirimir controversias los agentes, entre otros.

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista: este reglamento indica las funciones del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), que es

una entidad privada sin fines de lucro, que coordina las transacciones entre los participantes del Mercado Mayorista de Electricidad, y vela por el mantenimiento de la calidad la seguridad del suministro de energía eléctrica en Guatemala. Dicho reglamento incluye las Normas de Coordinación Comercial (NCC) y Operativa (NCO) del AMM.

## **2.2. Estructura del subsector eléctrico**

En Guatemala, el subsector eléctrico se encuentra regido por 3 entidades, encargadas del funcionamiento, reglamentación y cumplimiento de las normas. Dichas entidades son enumeradas a continuación:

- **Ministerio de Energía y Minas:** es el ente encargado de propiciar y ejecutar las acciones que permitan la inversión destinada al aprovechamiento integral de los recursos naturales, que proveen bienes y servicios energéticos y mineros velando por los derechos de sus usuarios y de la sociedad en general. Implementa y desarrolla políticas energéticas.
- **Comisión Nacional De Energía Eléctrica:** es la entidad encargada de velar por el cumplimiento de la Ley General de Electricidad y su Reglamento, regulando a favor de la eficiencia, estabilidad y sostenibilidad del subsector eléctrico en Guatemala.
- **Administrador del Mercado Mayorista:** es el ente encargado de operar el Sistema Nacional Interconectado (SNI) y Mercado Mayorista manteniendo la continuidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica del país. Se encarga además de velar por la garantía del cubrimiento de la demanda, contribuyendo a la expansión de la

generación, transmisión y distribución del sistema de energía eléctrica y operaciones de mercado, buscando la eficiencia económica, con transparencia, independencia y apego al marco legal.

Además, están los agentes participantes del Mercado Mayorista, enumerados a continuación.

- Generadores: centrales generadoras de energía eléctrica.
- Transportistas: los encargados del transporte de la energía eléctrica, dueños de la infraestructura de la red de transmisión de energía eléctrica.
- Distribuidores: encargados de distribuir la energía eléctrica al consumidor final de la misma.
- Grandes usuarios: consumidores de energía cuya demanda de potencia excede 100 kilovatios, o el límite inferior fijado por el MEM en el futuro, en virtud de lo cual puede pactar libremente el precio y demás condiciones de servicio de energía eléctrica con su suministrador.
- Comercializadores: agentes que se dedican a transar energía entre agentes participantes del mercado y/o transacciones internacionales.

Para este estudio, el agente que cobrará más importancia será el agente generador. Sin embargo también es importante tener en cuenta a los agentes transportistas, que son los encargados de la transmisión. Además, los distribuidores aparecen de manera indirecta mediante la demanda que los mismos tienen que servir.

### **2.3. Servicios prestados en el mercado**

En los mercados eléctricos existen diversos productos y servicios, cada uno con una función y valorización específica. Dichos productos y servicios se compran y venden en el mercado eléctrico. Estos son:

- Potencia eléctrica
- Energía eléctrica
- Servicios de transporte de energía eléctrica
- Servicios complementarios

Estas operaciones se llevan a cabo en los siguientes mercados:

- Mercado de oportunidad para transacciones de energía
- Mercado a término
- Mercado de desvíos de potencia

### **2.4. Despacho económico**

El despacho determina el programa de carga de la oferta disponible, que permite abastecer la demanda prevista en un período de tiempo determinado, minimizando el costo total de la operación, tomando en cuenta las restricciones de transporte y los requerimientos operativos de calidad y confiabilidad. Esto origina un despacho en orden de mérito según el costo variable de cada central.

También se consideran las restricciones de compra mínima de los contratos existentes que habían sido suscriptos antes que se publicará el reglamento del AMM. En los contratos posteriores no están permitidas este tipo de cláusulas, los contratos tienen un carácter meramente financiero y no son

considerados al realizar el despacho económico, sus condiciones contractuales se toman en cuenta sólo a efectos de la liquidación de transacciones en el mercado a término.

## **2.5. Mercado de oportunidad**

En este mercado donde compradores y vendedores realizan transacciones de energía que no ha sido comercializada a través de contratos. Las formas de participar en este mercado son:

- Siendo comprador: un distribuidor, gran usuario o comercializador que retira más energía de la que ha adquirido por contrato.
- Siendo vendedor: un distribuidor, gran usuario o comercializador que retira menos energía de la que ha adquirido por contrato.

Un generador cuyos compromisos contractuales de entrega de energía superan, o bien resultan menores a su efectivo despacho.

En Guatemala, el mercado de oportunidad resulta ser de carácter secundario con un volumen operado que representa el 10 por ciento de la energía total comercializada. Esto está íntimamente relacionado con la obligación de contratación de potencia por la totalidad de su potencia firme de los participantes consumidores, siendo estos distribuidores, comercializadores o grandes usuarios.

## **2.6. Mercado a término**

El mercado a término está constituido por contratos entre participantes del Mercado Mayorista Eléctrico o entre participantes y un agente de un país interconectado, con precios, cantidades y duración pactadas entre las partes. Representa el 90 por ciento de las transacciones de energía.

Los participantes consumidores son, los distribuidores, comercializadores o grandes usuarios y están obligados a contar con contratos de potencia que cubran la totalidad de su demanda firme.

Los participantes productores, son los generadores y pueden celebrar contratos de compra de reserva de potencia para respaldar sus propios compromisos de venta de potencia.

La energía comprometida en contratos puede ser abastecida por el agente productor, ya sea con generación propia, contratada o comprando en el mercado de oportunidad. Esto significa que no existe obligación para un agente productor de generar la energía comprometida en un contrato. Además, se prohíbe el uso de cláusulas de compra mínima obligada o que limiten el derecho a vender excedentes.

### **2.6.1. Modalidades de contratación en el mercado a término**

En el mercado a término, donde se llevan a cabo la mayor parte de transacciones económicas. Dicho mercado cuenta con varias modalidades, enumeradas a continuación:

- Contratos por diferencias con curva de carga: un 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, que esa energía que implica esa curva de carga pasa a ser del comprador independientemente de su demanda efectiva de energía. El vendedor puede comprometer como máximo su oferta firme. Se puede respaldar contratando máquinas como reserva para cumplir su compromiso, y/o comprando en el mercado de oportunidad la energía y potencia faltante de existir el excedente necesario.
- Contratos de potencia sin energía asociada: el comprador únicamente cubre su demanda de potencia y compra la energía en el mercado de oportunidad o en otro contrato.
- Contratos de potencia con energía asociada: en esta modalidad se establece la potencia del contrato y un precio de ejercicio de una opción de compra de energía. Si el precio del mercado de oportunidad es menor al precio de ejercicio, la parte compradora obtiene su energía del mercado de oportunidad. En caso contrario el agente productor debe suministrarla al precio de ejercicio, hasta la totalidad de la potencia contratada.
- Contratos por diferencias por la demanda faltante: el agente productor se compromete a cubrir al precio pactado toda la demanda de energía del comprador que no sea ya suministrada por otros contratos, hasta la potencia comprometida.

- Contrato de reserva de potencia: mediante un contrato de este tipo se compromete la disponibilidad de potencia de un generador como reserva para ser convocada por otro generador contratante en caso de déficit en el Mercado Mayorista. El compromiso se establece sólo al nivel de potencia y deberá ser cubierto por el propio generador contratado como reserva. En cuanto a la energía, el contrato no establece un compromiso específico sino que la energía entregada dentro del contrato será resultado de la energía con que resulte despachado el generador en reserva cuando sea convocado por su contratante y despachado por el AMM.
- Contratos de respaldo de potencia: un productor vende a otro potencia firme.

### **2.6.2. Contratos existentes**

Se llama contratos existentes a aquellos firmados antes de la Ley General de Electricidad No. 93-96.

Estos fueron PPA's (*Power Purchase Agreements*), firmados antes de la puesta en marcha del Mercado Mayorista Eléctrico y fueron la principal forma de financiar inversiones en expansión de generación a principio la década de 1990 y la mayoría de ellos expira entre 2010 y 2017.

Estos contratos se suscribieron entre las empresas de servicios públicos (estatales en ese momento) e inversionistas privados. Bajo estos contratos el generador recibe un pago por capacidad constante, que refleja el costo capital y el costo fijo de operación, y un pago por la energía efectivamente generada.

En ellos se estableció una cláusula de compra mínima obligada que sí es tomada en cuenta al realizar el despacho de carga.

Estos contratos pre-MME, luego introdujeron importantes distorsiones en las tarifas a usuario final de los consumidores regulados (<100 kilovatios) y los no regulados. Los altos precios de los PPA y la caída de la demanda de EEGSA debido a la migración de los grandes usuarios (no regulados) produjeron una presión adicional en la tarifa de los usuarios cautivos.

Esto resultó neutral para las distribuidoras, sin embargo resultaba políticamente insostenible, ya que recaía sobre los consumidores regulados. En 2005, se estableció un cambio de regulación: se determinó que el costo extra (llamados costos diferenciales) que implicaban los PPA fueran pagados por todos los agentes, lo que permitió una disminución de las tarifas a usuarios regulados.

Actualmente, la Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA) está suscrita a los siguientes contratos existentes, de potencia con energía asociada, todos incluyen una cláusula de compra mínima obligada.

**Tabla IX. Contratos existentes**

<b>Contratos anteriores a la Ley General de Electricidad</b>	
<b>Agente Vendedor</b>	<b>Vencimiento</b>
Tampa Centroamericana de Electricidad Ltda.	14 de septiembre de 2015
Central Generadora San José, Limitada	14 de septiembre de 2015
Compañía Agrícola Industrial Santa Ana	28 de abril de 2014
Ingenio Magdalena S.A. Bloque 3	28 de abril de 2014
Concepción S.A.	28 de abril de 2014
Pantaleón S.A.	28 de abril de 2014
Ingenio La Unión S.A.	28 de abril de 2014
Central Agro Industrial Madre Tierra S.A.	01 de marzo de 2017

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista.

## 2.7. Situación actual del SNI

El Sistema Nacional Interconectado cuenta con una serie de centrales de generadoras instaladas al momento del estudio, Este parque generador disponible se considera hasta enero de 2012.

Tabla X. Parque generador hidroeléctrico

Parque de generación: centrales hidroeléctricas Enero 2012							
Plantas generadoras	Unidades	POTENCIA		Fecha de instalación	Ubicación		Combustible
		De placa MW	Efectiva al sistema MW		Municipio	Departamento	
		<b>880,4</b>	<b>837,7</b>				
Chixoy	5	300,0	281,0	27 de noviembre de 1983	San Cristóbal	Alta Verapaz	NA
Hidro Xacbal	2	94,0	97.05397,1	8 de agosto de 2010	Chajul	Quiché	NA
Agucapá	3	90,0	79,8	22 de febrero de 1982	Pueblo Nuevo Viñías	Santa Rosa	NA
Jurún Marimá	3	60,0	61,7	12 de febrero de 1970	Palín	Escuintla	NA
Rensac	3	68,1	66,3	marzo de 2004	San Pedro Carchá	Alta Verapaz	NA
El Canadá	2	48,1	47,2	noviembre de 2003	Zunil	Quetzaltenango	NA
Las Vacas	2	39,0	35,8	mayo de 2002	Chinultá	Guatemala	NA
El Recreo	2	26,0	26,1	julio de 2007	El Palmar	Quetzaltenango	NA
Secación	1	16,5	16,2	julio de 1998	Senahú	Alta Verapaz	NA
Los Esclavos	2	15,0	13,2	17 de agosto de 1966	Culapa	Santa Rosa	NA
Montecristo	2	13,5	13,2	mayo de 2006	Zunil	Quetzaltenango	NA
Pasabien	2	12,75	12,1	22 de junio de 2000	Río Hondo	Zacapa	NA
Matanzas	1	12,0	11,8	1 de julio de 2002	San Jerónimo	Baja Verapaz	NA
Poza Verde	3	12,51	9,8	22 de junio de 2005	Pueblo Nuevo Viñías	Santa Rosa	NA
Río Bobos	1	10,0	10,4	10 de agosto de 1995	Quebradas, Morales	Izabal	NA
Chotoma	1	9,7	9,7	11 de diciembre de 2011	Senahú	Alta Verapaz	NA
Santa Teresa	2	17,0	16,7	9 de octubre de 2011	Tucurú	Baja Verapaz	NA
Panan	3	7,32	7,3	18 de septiembre de 2011	San Miguel Panán	Suchitepéquez	NA
Santa María	3	6,0	5,9	25 de junio de 1927	Zunil	Quetzaltenango	NA
Palín 2	2	5,8	5,8	julio de 2005	Palín	Escuintla	NA
Candelaria	1	4,6	4,3	mayo de 2006	Senahú	Alta Verapaz	NA
San bidro	2	3,92	3,4	julio de 2002	San Jerónimo	Baja Verapaz	NA
El Capuñ	2	3,5	3,2	1990	Siquinalá	Escuintla	NA
El Porvenir	1	2,28	2,1	septiembre de 1968	San Pablo	San Marcos	NA
El Salto	2	2,0	1,9	1938	Escuintla	Escuintla	NA
Chichic	2	0,6	0,5	26 de julio de 1979	Cobán	Alta Verapaz	NA
San Jerónimo	1	0,25	0,2	18 de diciembre de 1996	San Jerónimo	Baja Verapaz	NA

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista.

Tabla XI. Parque de Generadores Distribuidos Renovables

PARQUE DE GENERACIÓN: GENERADORES DISTRIBUIDOS RENOVABLES Enero 2012							
Plantas generadoras	Unidades	POTENCIA		Fecha de instalación	Ubicación		Combustible
		De placa MW	Efectiva al sistema MW		Municipio	Departamento	
		<b>17,0</b>	<b>16,4</b>				
Hidroeléctrica Jesbon Maravillas	2	0,8	0,8	1 de agosto de 2010	Malacatán	San Marcos	NA
Central Generadora el Prado	1	0,5	0,5	1 de diciembre de 2010	Colomba	Quetzaltenango	NA
Hipopower SDMM	1	2,2	1,9	1 de abril de 2011	Escuintla	Escuintla	NA
Hidroeléctrica Santa Elena	1	0,2	0,2	1 de diciembre de 2008	Escuintla	Escuintla	NA
Hidroeléctrica Cueva María	3	1,5	1,5	1 de octubre de 2009	Cantel	Quetzaltenango	NA
Hidroeléctrica San Joaquín	1	1,0	0,8	1 de enero 2012	San Cristóbal Verapaz	Alta Verapaz	NA
Hidroeléctrica La Perla	1	3,7	3,6	1 de octubre de 2011	San Miguel Tucurú	Alta Verapaz	NA
Hidroeléctrica Finca Las Margaritas	5	0,4	0,4	1 diciembre de 2010	San Francisco Zapotitlán	Suchitepéquez	NA
Hidroeléctrica Los Cerros	1	1,3	1,3	1 de febrero de 2010	San José El Rodeo	San Marcos	NA
Kaplan Chapina	1	2,0	2,0	1 de junio 2009	Pueblo Nuevo Viñías	Santa Rosa	NA
Hidroeléctrica Covadonga	2	1,6	1,5	1 de julio de 2010	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	NA
Hidroeléctrica Sac-Ja	2	2,0	2,0	1 de octubre 2011	Puruhiá	Baja Verapaz	NA

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista.

Tabla XII. Parque generación de centrales termoeléctricas

PARQUE DE GENERACIÓN: CENTRALES TERMOELÉCTRICAS							
Enero 2012							
Plantas generadoras	Unidades	POTENCIA		Fecha de instalación	Ubicación		Combustible
		De placa MW	Efectiva al sistema MW		Municipio	Departamento	
<b>Térmicas</b>		<b>1 804,1</b>	<b>1 440,8</b>				
<b>Turbinas de vapor</b>		<b>173,0</b>	<b>157,2</b>				
San José	1	139,0	137,3	01 enero de 2000	Masagua	Escuintla	Carbón
Darsa	1	1,5	0,0	2004	Santa Lucía Cotzumalguapa	Escuintla	N/A
La Libertad	1	20,0	15,1	17 agosto 2008	Villa Nueva	Guatemala	Carbón
Arizona Vapor	1	12,5	4,8	29 septiembre 2008	Puerto San José	Escuintla	Bunker
<b>Turbinas de gas</b>		<b>250,9</b>	<b>178,5</b>				
Tampa	2	80,0	78,5	1995	Escuintla	Escuintla	Diesel
Stewart & Stevenson	1	51,0	21,3	24 de diciembre de 1995	Escuintla	Escuintla	Diesel
Escuintla Gas 3	1	35,0	22,8	1976	Escuintla	Escuintla	Diesel
Escuintla Gas 5	1	47,9	38,5	noviembre de 1985	Escuintla	Escuintla	Diesel
Laguna Gas 1	1	17,0	0,0	1978	Amatitlán	Guatemala	Diesel
Laguna Gas 2	1	26,0	17,4	1978	Amatitlán	Guatemala	Diesel
<b>Motores de combustión interna</b>		<b>775,1</b>	<b>670,8</b>				
Arizona	10	160,0	161,3	abril/mayo 2003	Puerto San José	Escuintla	Bunker
Poliwatt	7	129,4	125,5	mayo de 2000	Puerto Quetzal	Escuintla	Bunker
Puerto Quetzal Power	20	118,0	114,7	1993	Puerto Quetzal	Escuintla	Bunker
Las Palmas	5	66,8	66,0	septiembre de 1998	Escuintla	Escuintla	Bunker
Genor	4	46,2	41,5	octubre 1998	Puerto Barrios	Izabal	Bunker
Sidegua	10	44,0	38,2	1995	Escuintla	Escuintla	Bunker
Industria Textiles del Lago	10	90,0	71,0	1996	Amatitlán	Guatemala	Bunker
Generadora Progreso	6	22,0	20,9	1993	Sanarate	El Progreso	Bunker
Electro Generación	2	15,8	16,2	noviembre de 2003	Amatitlán	Guatemala	Bunker
Gecsa	2	15,7	0,0	25 de febrero de 2007	Chimaltenango	Chimaltenango	Bunker
Gecsa 2	2	37,8	0,0	12 octubre 2008	Chimaltenango	Chimaltenango	Bunker
Coenesa	5	10,0	0,0	Septiembre de 2008	El Estor	Izabal	Diesel
Electro Generación Cristal Bunker	2	10,0	0,0	2005	Santa Elena	Petén	Bunker
Intecsa Bunker	1	3,0	3,0	Febrero de 1998	Santa Elena	Petén	Bunker
Intecsa Diesel	5	6,4	5,4	14 de julio de 1994	Santa Elena	Petén	Diesel

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista.

Tabla XIII. Parque de cogeneradores

PARQUE DE GENERACIÓN: COGENERADORES							
Enero 2012							
Plantas generadoras	Unidades	POTENCIA		Fecha de instalación	Ubicación		Combustible
		De placa MW	Efectiva al sistema MW		Municipio	Departamento	
<b>INGENIOS AZUCAREROS</b>		<b>468,0</b>	<b>330,5</b>				
Magdalena	Varias	130,0	74,3	1994	La Democracia	Escuintla	Biomasa/Bunker
Magdalena excedentes	Varias	45,0	35,5	2005-2006	La Democracia	Escuintla	Biomasa
Pantaleón	Varias	36,5	35,7	1991	Siquinalá	Escuintla	Biomasa/Bunker
Pantaleón excedentes	1	22,0	21,5	2005	Siquinalá	Escuintla	Biomasa
La Unión	Varias	68,5	33,9	1995	Santa Lucía Cotzumalguapa	Escuintla	Biomasa/Bunker
La Unión excedentes	1	10,0	5,6	2009	Santa Lucía Cotzumalguapa	Escuintla	Biomasa
Santa Ana	Varias	40,0	36,4	1995	Escuintla	Escuintla	Biomasa/Bunker
Madre Tierra	2	28,0	21,3	1996	Santa Lucía Cotzumalguapa	Escuintla	Biomasa/Bunker
Concepción	Varias	27,5	27,0	1994	Escuintla	Escuintla	Biomasa/Bunker
Tululá	2	19,0	8,4	febrero de 2001	Cuyotenango	Suchitepéquez	Biomasa/Bunker
Trinidad	3	26,0	24,3	U1 febrero de 2009, U2 enero 2011 y U3 noviembre	Masagua	Escuintla	Biomasa
San Diego	1	5,0	0,0	diciembre de 2004	Escuintla	Escuintla	Biomasa
El Pilar	2	10,5	3,5	18 de marzo de 2012	San Andrés Villa Seca	Retalhuleu	Biomasa

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista.

Tabla XIV. **Parque de generación de centrales geotérmicas**

PARQUE DE GENERACIÓN: CENTRALES GEOTÉRMICAS							
Enero 2012							
Plantas generadoras	Unidades	POTENCIA		Fecha de instalación	Ubicación		Combustible
		De placa MW	Efectiva al sistema MW		Municipio	Departamento	
<b>Geotérmica</b>		<b>49,2</b>	<b>31,7</b>				
Zunil	7	24,0	13,9	4 de agosto de 1999	Zunil	Quezaltenango	N/A
Ortitán	3	25,2	17,8	01 de julio de 2007	San Vicente Pacaya	Escuintla	N/A

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista.

De las tablas anteriores se puede observar que el parque de generación nacional es mayoritariamente térmico, mientras que el recurso hídrico ocupa la segunda posición, seguido de la cogeneración y la geotérmica. Guatemala actualmente no dispone de otras fuentes de generación.

## 2.8. Políticas energéticas

Durante la década de 1990, el sector eléctrico de Guatemala estaba constituido por dos empresas públicas verticalmente integradas, que concentraban la generación y el suministro eléctrico: Instituto Nacional de Electrificación (INDE) y Empresa Eléctrica de Guatemala (EEG).

Estas empresas enfrentaban serios problemas financieros y de mantenimiento de plantas y redes que llevaron a cortes de suministros, hecho que se vio profundizado principalmente cuando ocurrieron varios años secos consecutivos (1991 y 1994), dada la fuerte dependencia de la generación hidroeléctrica.

En respuesta a esta situación, se decidió la reforma implementada a través de la Ley General de Electricidad. En el período de transición se desarrolló el esquema financiero de los contratos PPA (Acuerdos de Compra de

Potencia) para que se llevaran a cabo inversiones de generación y se pudiera atender a la demanda.

De este modo, la política energética durante estos años fue generar, sin importar el costo, para abastecer la demanda nacional.

Actualmente, Guatemala no cuenta con ninguna política energética definida, especialmente en lo que se refiere a migración de tecnologías poco eficientes a tecnologías más eficientes. Sin embargo, existe una tendencia a apoyar el uso de energías renovables, generadores distribuidos renovables y, en general, tecnologías que abaraten el costo de la energía eléctrica. Adicionalmente, se muestra un interés en abandonar la generación térmica mediante bunker y gas, dando lugar a la generación térmica con carbón.

## **2.9. Expansión de la matriz de generación**

La expansión de la matriz de generación es una consecuencia inevitable de la evolución de los sistemas eléctricos de potencia, debido al aumento de la demanda.

Dicha expansión obedece principalmente a la política energética que el país adopte, o, en el caso de Guatemala, a las tendencias de cambio que se presenten en energías primarias de generación.

### **2.9.1. Generación hidroeléctrica**

Según estudios del Ministerio de Energía y Minas (MEM), por medio de la Dirección General de Energía (DGE), el potencial hídrico de Guatemala asciende a 6000 megavatios. Sin embargo, la capacidad instalada en plantas

de generación hidroeléctrica hasta marzo de 2012 asciende únicamente a 880,44 megavatios, aproximadamente el 14,67 por ciento del potencial teórico.

Las centrales hidroeléctricas se pueden dividir en 2 grandes categorías:

- Hidroeléctricas a filo de agua: centrales de generación hidroeléctrica que no cuentan con un embalse y generan según el caudal del río en el que están instaladas.
- Hidroeléctricas con embalse: centrales de generación hidroeléctrica que cuentan con un embalse para almacenar agua y poder generar de manera más o menos constante durante períodos prolongados de tiempo.

La generación hidroeléctrica tiene como principal ventaja su bajo costo. Debido a que el agua es un recurso natural gratuito, el costo de la energía generada será el costo de operación y mantenimiento de la central generadora.

La instalación de generación hidroeléctrica en el país enfrenta dos problemas grandes, abordados a continuación.

- Elevado costo de instalación: de todos los tipos de centrales de generación eléctrica, la hidroeléctrica es la que tiene el costo de instalación más alto, superado únicamente por las geotérmicas. Esto debido principalmente al terreno, la infraestructura de la planta y el costo de la línea de transmisión que conecta a la central con la red eléctrica, siendo esta de un costo elevado debido a que, en general, las hidroeléctricas se encuentran alejadas de la civilización y, por lo tanto, de las líneas de transmisión del SNI. El costo de una central hidroeléctrica

es tan elevado que el capital para la construcción de las mismas es casi siempre privado y muchas veces extranjero, pues el gobierno no tiene capacidad económica de absorber esos costos.

- Conflicto social: el principal problema en Guatemala para la instalación de centrales de generación hidroeléctrica se da por inconformidad de los poblados aledaños a la obra, haciendo que los procesos que involucran la instalación de la planta, como los estudios y la construcción de las diferentes partes de la planta, sean muchas veces boicoteados. Incluso se han dado casos, como el de la hidroeléctrica Xacbal, donde actos de terrorismo han derribado torres de transmisión. Los conflictos de la población, las protestas, las amenazas y las agresiones hacen que los proyectos de generación hidroeléctrica en el país sean poco atractivos para inversionistas.

### **2.9.2. Cogeneración**

La producción de azúcar en Guatemala, es una de las actividades económicas más importantes y como tal, es desarrollada por varios ingenios en territorio nacional. Para su funcionamiento, los ingenios requieren de un consumo masivo de energía eléctrica. Es por ello que los ingenios empezaron a cogenerar, es decir, a generar energía eléctrica en zafra para su consumo propio y vendían los excedentes al Mercado Mayorista.

Sin embargo, en la década de 1990, empezó a popularizarse la generación por medio de biocombustible, que en el caso de los ingenios, dicha fuente de energía sería el bagazo de la caña de azúcar. Es entonces cuando los ingenios se terminan consolidando como una fuerza importante de

generación para el SNI y será una fuente de energía barata, una vez finalizados los ya mencionados PPA.

Los ingenios generan con la biomasa como fuente primaria de energía durante la época de zafra, que generalmente abarca desde noviembre hasta abril. Los 6 meses restantes del año, los generadores no cuentan con biocombustible, por lo que la tendencia actualmente, teniendo relativamente cerca la finalización de los PPA, es la generación de carbón durante la época de no zafra, permitiéndoles mantener un buen margen de ganancia y ayudando al despacho económico nacional.

Actualmente el parque de generación de los ingenios en zafra asciende a los 450 megavatiosteóricos. A esto hay que restarle aproximadamente el 30 por ciento de sus consumos propios, dejando alrededor de 315 megavatios efectivos al SNI.

### **2.9.3. Generación geotérmica**

La generación geotérmica consiste en aprovechar el vapor que circula por los volcanes, reconduciéndolo para mover una turbina y generar energía eléctrica.

Según el Ministerio de Energía y Minas, Guatemala cuenta con un potencial de hasta 1000 megavatios de energía geotérmica. Sin embargo, actualmente, la capacidad instalada de unidades geotérmicas es de 49,20 megavatios, siendo esto menos del 5 por ciento del potencial estimado.

La generación geotérmica posee varias ventajas, entre las que se pueden mencionar:

- Generación constante: reflejada en factores de planta, generalmente, arriba de 0,95, debido a que se toma la energía de los volcanes, el flujo de la materia prima (sea esta vapor o líquida) es prácticamente constante, lo que permite una generación constante.
- Vida útil larga: en teoría, si la fuente primaria de generación se mantiene, la generadora puede seguir existiendo, con sus mantenimientos respectivos. En principio, si el volcán donde se ubica la fuente de energía de la geotérmica continúa activo, la generación sigue siendo posible.
- Costos de operación y mantenimiento reducidos: no se requiere gastos en combustible ni transporte. La operación de la central requiere de pocas personas.

Las principales desventajas que presentan estas centrales de generación son las siguientes:

- Costo inicial de exploración: los elevados costos de perforación de un pozo para la extracción de materia prima representan aproximadamente entre el 30 y 50 por ciento del costo total de la instalación de una central geotérmica.
- Certeza del recurso: la perforación de pozos conlleva el riesgo de no encontrar materia prima, pues no es posible de tener certeza completa de encontrar el recurso. Esta incerteza del recurso hace imposible determinar si se perforará en un lugar donde se pueda contar con materia prima durante un tiempo específico determinado e igualmente limitará la generación que se pueda obtener, en función de que tan

acertada haya sido la proyección del recurso contra el recurso real obtenido una vez realizada la perforación.

#### **2.9.4. Generación por medio de carbón**

La generación por medio de carbón es una tendencia que en Guatemala, ha empezado a tomar fuerza. Esto debido, principalmente, a su costo relativamente bajo.

Es de interés, como se mencionó anteriormente, para los cogeneradores poder generar con unidades de bagazo/carbón, para poder inyectar potencia al SNI en períodos de no zafra.

En los países de Europa, la generación por medio de carbón se vio reducida y desplazada por la generación nuclear. Sin embargo, con la tendencia de países europeos, como Alemania, a dejar de depender definitivamente de centrales nucleares, la generación por medio de carbón ha cobrado nuevamente vigencia y las centrales de vapor han reaparecido en dicho continente.

La generación por medio de carbón presenta varias ventajas, entre las cuales se pueden mencionar:

- Rebaja y estabilidad de precios: el carbón mineral ha mostrado una estabilidad histórica y bajos precios que no existen para otros combustibles como el gas natural o el petróleo.
- Suficientes reservas mundiales: las reservas mundiales del carbón son suficientes para cubrir la demanda global durante los próximos 200 años,

a diferencia del petróleo cuyas reservas mundiales se calcula durarán solamente unos 45 años.

- Proceso de transporte y generación seguros: el proceso de transporte y generación a base de carbón es seguro por su estabilidad física natural.

Sin embargo, la generación por medio de carbón presenta algunas desventajas, enumeradas a continuación:

- Unidades generadoras de arranque lento: el carbón es utilizado en centrales generadoras de vapor, las cuales se basan en el calentamiento de agua en calderas, para producir vapor. El proceso de calentamiento de las calderas y del arranque de la turbina lleva un tiempo relativamente largo, variable según el tamaño de la turbina y de las calderas, pero generalmente mayor a dos horas. Esto hace que las centrales generadoras de vapor permanezcan arrancadas en un mínimo técnico para no apagarlas y no iniciar un proceso de arranque muy seguido. Para Guatemala, esto es un problema en las horas de baja demanda en invierno, donde la generación hidroeléctrica aporta casi toda la energía para cubrir la demanda y las centrales de vapor se quedan arrancadas con un valor mínimo técnico de generación, inyectando un sobrecosto a la operación del sistema.
- Impacto ambiental: la quema de carbón produce CO<sub>2</sub> en grandes cantidades, contribuyendo al calentamiento global y al efecto invernadero. Adicionalmente, la explotación de minas de carbón contribuye al deterioro del medio ambiente.

### **2.9.5. Generación eólica**

La generación eólica ha cobrado fuerza durante los últimos años, siendo la gran esperanza de energías limpias para los países europeos, que han financiado su desarrollo y evolución.

El principio básico de funcionamiento de estas centrales es el de una torre con un aerogenerador en la punta, que será movido por el aire para generar energía eléctrica.

La capacidad de generación de un parque eólico será directamente proporcional a la velocidad del viento que exista en dicho parque.

Existen dos tipos principales de centrales eólicas, descritas a continuación:

- Centrales eólicas convencionales: parques de generación de energía eólica ubicados en planicies o en lugares donde el viento se mantiene a una velocidad constante durante buena parte del día, para generar durante este tiempo y justificar la inversión. En Guatemala, actualmente no existen aún centrales generadoras de este tipo, sin embargo, se espera que en los próximos años, de la mano con incentivos para inversionistas, puedan empezar a surgir centrales de este tipo.
- Centrales eólicas marinas: parques de generación de energía eólica ubicados en el mar, donde el aire es más o menos constante y fuerte.

La generación de energía eléctrica por medio de centrales eólicas tiene una serie de ventajas presentadas a continuación.

- Energía no contaminante mediante recursos renovables: el aire es una fuente inagotable de energía. Además, no deja ningún residuo contaminante luego de generar.
- Riesgo de inversión bajo: la inversión se presenta como segura una vez se tengan estudios realizados que respalden el potencial de generación del parque.

Sin embargo, la energía eólica presenta una serie de desventajas, que son presentadas a continuación.

- Costos de instalación elevados, principalmente en centrales marinas.
- Estudios costosos previos a la instalación.
- Costo de mantenimiento elevado, principalmente en centrales marinas.

#### **2.9.6. Generación por medio de gas natural**

El gas, es un combustible natural que se forma en el subsuelo continental y marino. Se caracteriza por su bajo nivel de contaminación, comparado con otros combustibles naturales como los derivados del petróleo o el carbón.

Las centrales que generan energía eléctrica utilizando como materia prima el gas natural, son muchas veces centrales de ciclo combinado, denominadas así porque generan con 2 ciclos distintos, donde un ciclo (generalmente de vapor) precalienta las turbinas del segundo ciclo (en este caso, el ciclo de gas), haciendo más eficiente la generación.

La generación por medio de gas natural presenta las siguientes ventajas:

- Energía eléctrica que deja menos subproductos dañinos.
- El costo del gas natural es menor al de otros combustibles, como el bunker.
- Arranque rápido de unidades.
- En ciclo combinado, presenta eficiencia de alrededor de 0,6.

Sin embargo, para Guatemala, esta generación presenta desventajas, entre las cuales se pueden mencionar:

- No existe el recurso: en Guatemala, no existen yacimientos de gas natural, por lo que el mismo tendría que ser importado.
- Precio: si bien es cierto que el precio del gas es más barato que el de otros combustibles fósiles, el costo de transporte puede llegar a hacerlo menos atractivo que el uso de carbón o de alguna otra materia prima utilizada para generar. Adicionalmente, debido a su costo de transporte, no puede competir, en precio, con fuentes de energía natural que existan en el país.

### **2.9.7. Generadores distribuidos renovables**

La generación distribuida renovable, es la modalidad de generación eléctrica producida por unidades de tecnología de generación con recursos renovables que se conectan a instalaciones de distribución cuyo aporte de

potencia neto es inferior al que establece el Reglamento de la Ley General de Electricidad (5 megavatios).

Un Generador Distribuido Renovable (GDR), es la persona individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación eléctrica que utiliza recursos energéticos renovables y participa en la actividad de Generación Distribuida Renovable. Estos serán considerados como participantes del Mercado Mayorista.

Algunas ventajas de estos generadores son:

- Legislación: la Norma de Generación Distribuida promueve y facilita la instalación de nuevas micros y pequeñas centrales generadoras, así como, de aquellas que existen los cuales son utilizados para autoconsumo; las centrales existentes podrán conectarse a la red eléctrica nacional, y con ello, tienen la oportunidad de comercializar sus excedentes de energía.
- Venta de excedentes en viviendas: las viviendas que cuentan con sistemas fotovoltaicos u otra instalación de generación eléctrica, también podrán comercializar sus excedentes de energía. En las viviendas en donde se localicen instalaciones de generación eléctrica, se colocará un contador de doble dirección, este contador medirá cuánta energía inyectó a la red y cuánta consumió de ella, y al final del mes pagará la diferencia si utiliza más de la que aporta.
- Peaje: los GDR no pagarán peaje en función de transportista al distribuidor ni peaje por el uso del sistema secundario al que se encuentran conectados, debido a que deberá considerarse el uso de las

instalaciones como realizadas en sentido contrario al flujo preponderante de la energía del sistema de distribución respectivo.

Entre las desventajas de la generación distribuida renovable tenemos:

- Disponibilidad comercial: hay una disponibilidad comercial limitada, por lo que los repuestos de estas unidades pueden ser escasos y con costos elevados.
- Oferta firme: los GDR no cuentan con oferta firme, por lo cual no pueden celebrar contratos donde vendan potencia o energía.
- Políticas regulatorias: presentan alto grado de incertidumbre, razón por la cual se hace necesario tener estudios que permitan observar el comportamiento del mercado.
- Contaminación: contaminación del tipo auditiva y ambiental cerca de los consumidores.

### **2.9.8. Energía solar**

La energía solar consiste en el aprovechamiento de la energía del Sol para generar energía eléctrica. Esto se realiza de dos maneras:

- Energía solar termoeléctrica: consiste en reflejar los rayos del Sol y mediante el calor producido, calentar agua para mover turbinas de vapor.
- Energía solar fotovoltaica: consiste en generar energía eléctrica mediante la conversión de fotones en electrones.

Las ventajas que presenta la generación de energía eléctrica teniendo como materia prima la energía solar son las siguientes:

- Contaminación nula: evita por completo las emisiones de dióxido de carbono.
- Recurso renovable: la energía es considerada un recurso gratuito e infinito.

Entre las desventajas, se tiene:

- Costo: el costo de instalación es elevado, haciendo que su costo variable sea elevado en comparación con el de otras centrales renovables. Adicionalmente, debido a la imposibilidad de estas centrales de tener oferta firme, están también imposibilitadas de realizar contratos de potencia en el Mercado Mayorista. Por lo tanto, para recuperar la inversión, se necesita que el costo de la energía de una central solar, sea elevado.
- Dependiente del clima: la generación de la central estará en función de la intensidad lumínica que exista a determinada hora del día, de tal modo que la generación no puede ser constante.

### **3. PLAN DE EXPANSIÓN: FORMULACIÓN TEÓRICA**

#### **3.1. El proceso tradicional de planificación**

Una de las tareas básicas de la planificación de la expansión de sistemas de generación es la determinación de un cronograma de construcción (centrales hidroeléctricas y termoeléctricas y circuitos de interconexión), que suministre el mercado pronosticado de manera económica y confiable. El requisito de economía de un programa de expansión está asociado a su costo actualizado de construcción y operación.

El costo de construcción corresponde a las inversiones en unidades generadoras y circuitos de interconexión. El costo de operación corresponde a los gastos en combustible de las unidades termoeléctricas del sistema. El requisito de confiabilidad, a su vez, asegura un suministro adecuado a los centros de demanda, inclusive bajo condiciones adversas de producción de energía. Así la calidad de suministro en sistemas hidrotérmicos ha sido tradicionalmente evaluada a través de dos componentes:

- Energía, asociada a la disponibilidad del agua en los embalses del sistema.
- Pico, asociado a la existencia de capacidad instalada para suministrar a la demanda máxima instantánea del día.

Interrupciones de energía y pico tienen características bastante distintas: la interrupción de energía resulta en racionamientos prolongados, los cuales se

prevén con anticipación. Por otro lado, la interrupción del pico es imprevisible y de corta duración; además, su efecto tiende a concentrarse en los períodos de mayor demanda.

Las acciones de planificación requeridas para mejorar la calidad de suministro en estos dos aspectos son también distintas: la reducción de los déficits de energía requiere la construcción de nuevas plantas; ya que las deficiencias de pico son resueltas a través de la instalación de nuevas unidades generadoras (supermotorización de las plantas hidroeléctricas) y de refuerzos en la red de transmisión.

Una vez definidas las medidas de calidad de suministro, es necesario establecer criterios que caractericen una calidad aceptable. En el caso de energía, por ejemplo, un determinado plan de expansión es considerado adecuado si la simulación de la operación para la secuencia de caudales más secos ocurrida en el pasado el período crítico, no resulta en déficits.

A su vez, un plan de expansión es adecuado en términos de pico si es posible suministrar la demanda máxima en caso de pérdida de la mayor unidad generadora del sistema y con embalses vacíos. Como la potencia unitaria de los generadores hidroeléctricos depende de la altura de caída de los embalses, esta situación es la más desfavorable.

Conocidos el elenco de proyectos de expansión (plantas hidroeléctricas y térmicas y líneas de intercambio entre regiones) y los posibles escenarios que representan las incertidumbres futuras, el programa determina una estrategia de expansión considerando de forma sistemática y coherente el impacto de estas incertidumbres en el proceso de decisión.

### **3.2. Planificación bajo incertidumbre**

La implantación de criterios probabilísticos de energía y punta ha sido un paso importante en el perfeccionamiento de los mecanismos de toma de decisión. Sin embargo, estos aspectos representan solamente una pequeña parte de las posibles fuentes de incertidumbre asociadas al desempeño del sistema. Otros posibles factores que afectan el proceso de decisión incluyen:

- Tasa de crecimiento de la demanda futura
- Costos de combustible
- Tiempo de construcción de centrales
- Tasas de interés y restricciones financieras
- Comportamiento de la economía
- Restricciones socioeconómicas
- Restricciones ambientales

La experiencia de las empresas concesionarias ha mostrado que estos factores son posiblemente tan relevantes para las decisiones de inversión como los aspectos ya representados, tales como incertidumbre en la hidrología y fallas de los equipos.

Esta tarea es muy compleja tanto en términos metodológicos como computacionales por las siguientes razones:

- En contraste con los fenómenos de hidrología y fallas de equipos, que pueden ser modelados a través de técnicas de ciencias naturales, las incertidumbres aquí mencionadas son fuertemente ligadas a aspectos económicos, políticos y de organización social; esto requiere no solamente herramientas metodológicas más flexibles, como también un

cambio en la manera de administrar intereses opuestos entre los distintos segmentos de la sociedad.

- El concepto de plan como cronograma de expansión deja de ser adecuado; se hace necesario obtener estrategias de expansión que minimicen el impacto de las fuentes de incertidumbre en el proceso de decisión.
- Es necesario reexaminar la función objetivo tradicional de la planificación en dos aspectos: el uso del valor esperado para representar el efecto de las incertidumbres; la utilización de una única medida escalar (costos) para estimar la calidad del plan. En lo que se refiere al primer aspecto, es importante tener en cuenta la gran varianza de los costos para los distintos escenarios, esto es, un plan que es óptimo en promedio puede ser desastroso si ocurren algunos escenarios plausibles. En cuanto al segundo aspecto, es necesario representar objetivos conflictivos (por ejemplo, uso del agua, impacto ambiental) que no pueden ser colocados en una escala común de costos.

La metodología se basa en conceptos de programación estocástica y análisis de decisión, los cuales permiten representar de manera coherente las incertidumbres de los distintos factores que afectan el plan de expansión, tales como demanda, costo de combustible y atraso de obras.

### **3.3. Modelo de planificación determinístico**

El objetivo tradicional de la planificación de la expansión, es la determinación de un cronograma de expansión que suministre la demanda pronosticada y minimice los costos actualizados de construcción y operación.

La determinación del plan óptimo de expansión puede ser planteada como el siguiente problema de optimización:

$$z = \text{Min} \sum_{t=1}^T \beta_t [cx_t + dy_t]$$

Sujeto a

$$A_t x_t \geq b_t$$

$$\sum_{t=1}^t Ex_t + F_t y_t \geq h_t$$

Para  $t = 1, \dots, T$

Donde:

$x_t$  = vector que contiene las opciones de expansión en la etapa  $t$ .

$c$  = vector de costos de construcción.

$y_t$  = variables de operación en la etapa  $t$ .

$d$  = vector de costos de operación.

$b_t$  = factor de actualización para la etapa  $t$ .

$b_t, h_t$  = vectores de recursos.

La ecuación representa las restricciones en las decisiones de construcción (restricciones financieras, fechas mínima y máxima de instalación de equipo). El conjunto de restricciones representa límites operativos (límites de generación, límites de almacenamiento, suministro de la demanda). Se observa que las restricciones de operación dependen de las decisiones de inversión  $x_t$  hasta la etapa  $t$ .

### **3.4. Incertidumbres en el proceso de planificación**

En el planteamiento anterior del problema de expansión, se utiliza la hipótesis de que los parámetros básicos, representados por los vectores de costos  $c$  y  $d$ ; de las matrices de transformación  $A_t$ ,  $E_t$  y  $F_t$ ; y de los vectores de recursos  $b_t$  y  $h_t$ , son conocidos con exactitud. En este caso, la solución  $\{x_t^*, t=1, \dots, T\}$  que minimiza los costos de inversión y operación del problema es de hecho el plan de expansión más adecuado.

Sin embargo, existe una gran incertidumbre con respecto al valor de la mayor parte de estos parámetros. Esta incertidumbre nos hace cuestionar cuán óptimo es el plan de expansión  $\{x_t^*\}$ : una vez que la realidad futura sea diferente de lo pronosticado en el problema anteriormente planteado, se necesita un método para afirmar que  $\{x_t^*\}$  es lo más adecuado.

### **3.5. Técnicas de solución del problema de planificación**

Los enfoques de solución para el problema de planificación bajo incertidumbres pueden ser clasificados en cuatro grandes grupos:

- Equivalente determinístico
- Análisis de sensibilidad
- Escenarios
- Optimización estocástica

#### **3.5.1. Equivalente determinístico**

De acuerdo con este enfoque se debe resolver el problema planteado para los valores pronosticados de los parámetros, e implementar la decisión óptima

de construcción asociada a la primera etapa de este plan (por ejemplo, el año corriente).

$$z = \text{Min} \sum_{t=1}^T \beta_t [cx_t + dy_t]$$

Sujeto a

$$A_t x_t \geq b_t$$

$$\sum_{t=1}^t Ex_t + F_t y_t \geq h_t$$

Para  $t = 1, \dots, T$

Donde:

$X_t$  = vector contiene la opción de expansión  $t$ .

$C$  = vector de construcción de costos.

$y_t$  = variables de operación para  $t$ .

$d$  = vector de operación de costos.

$b_t$  = factor de descuento para  $t$ .

$b_t, h_t$  = vectores.

En la etapa siguiente (por ejemplo, el próximo año), se actualizan los pronósticos y se calcula un nuevo plan optimizado de expansión para el período de planificación  $t = 2, \dots, T$ . Una vez más, se implementan las decisiones asociadas a la etapa y se repite el proceso. Este enfoque es interesante, dado que ajusta el plan cuando nuevas informaciones están disponibles e incorpora la incertidumbre a través de la actualización constante de los pronósticos.

El enfoque del equivalente determinístico en general no produce el plan más adecuado. El motivo básico es que una decisión de construcción para la etapa actual solamente es óptima si ocurren en el futuro exactamente los

valores pronosticados. En el caso contrario, la decisión puede ser inadecuada o, en algunos casos, inclusive pésima.

### **3.5.2. Análisis de sensibilidad**

Este enfoque parte un análisis de sensibilidad del costo de operación con respecto a un rango de variación de los parámetros. Se calcula el plan de expansión óptimo para una determinada demanda prevista y, en seguida, se calcula el costo de operación para otras dos hipótesis de demanda, tales como alta y baja. El objetivo es verificar si el plan es robusto, esto es, si los resultados finales son sensibles a la variación de los parámetros. Este enfoque también intenta representar el hecho de que el plan va a ser ejecutado bajo condiciones distintas de las pronosticadas.

Sin embargo, existen limitaciones tanto teóricas como prácticas que afectan cuán óptimo puede ser este procedimiento: en el caso en que el costo de operación no sea sensible a la variación de los parámetros, se puede afirmar que el plan es adecuado; sin embargo, en caso que el costo de operación sea sensible a la variación de los parámetros, no se puede afirmar nada. Además, es difícil examinar el efecto conjunto de más de una fuente de incertidumbre, el análisis de sensibilidad solamente mide el efecto de las incertidumbres en términos de los costos de operación, y no considera el hecho de que el plan de expansión será ajustado en la medida que aparecen nuevas informaciones.

### **3.5.3. Escenarios**

En este enfoque, se establecen escenarios  $i = 1, \dots, n$ , esto es,  $n$  posibles valores de los parámetros  $\{c, d, A, E, F, b, h\}_i$ ,  $i = 1, \dots, n$ . A continuación, se calcula el plan óptimo para cada escenario, y se obtiene un conjunto de soluciones

$\{x^*\}_i, i = 1, \dots, n$ . Con base en este conjunto de soluciones, se realizan distintos tipos de análisis. Por ejemplo, si una planta es parte de la solución óptima en todos los escenarios, se concluye que esta planta es robusta y que deberá hacer parte del plan de expansión.

La limitación básica del enfoque de escenarios es la dificultad de construir un plan de expansión único que sea óptimo en promedio para todos los escenarios a partir de planes óptimos calculados para cada escenario. La única excepción son las plantas robustas previamente mencionadas ya que ellas hacen parte de la solución óptima de cada escenario aislado, entonces hacen parte también del óptimo global.

#### **3.5.4. Optimización estocástica**

El enfoque de optimización estocástica procura representar de manera explícita las incertidumbres y el procedimiento de decisión asociado. Este enfoque parece ser el más completo y ha sido seleccionado para el desarrollo del proyecto. Se presenta a continuación el planteamiento del problema a través de optimización estocástica.

##### **3.5.4.1. Obtención del cronograma para el cálculo mediante minimización del valor esperado**

El problema de planificación de la expansión bajo incertidumbres puede ser representado como un problema de optimización estocástica. Se suponen 2 escenarios, esto es, 2 conjuntos de parámetros  $\{c, d, A, E, F, b, h\}$ , con probabilidades  $p_1$  y  $p_2$ . Por facilidad de notación, se imagina que el problema posee solamente 2 etapas, que la tasa de actualización  $b$  es igual a 1 y que los

costos de construcción  $c$  y de operación  $d$  son los mismos en todas las etapas y escenarios. El problema estocástico se plantea como:

$$z = \text{Min } cx_1 + cx_2p_1(dy_{11} + dy_{21}) + p_2(dy_{12} + dy_{22})$$

Sujeto a

$$A_1x_1 \geq b_1$$

$$A_2x_2 \geq b_2$$

$$E_{11}x_1 + F_{11}y_{11} \geq h_{11}$$

$$E_{12}x_1 + F_{12}y_{12} \geq h_{12}$$

$$E_{11}x_1 + E_{21}x_2 + F_{12}y_{12} \geq h_{21}$$

$$E_{12}x_1 + E_{22}x_2 + F_{22}y_{22} \geq h_{22}$$

Donde los índices  $tj$  se refieren a la etapa  $t$  del escenario  $j$ . El modelo representa explícitamente la incertidumbre de los parámetros de planificación, y procura determinar un plan de expansión que sea óptimo en promedio para todos los escenarios. Se observa que existe solamente un vector de decisiones de construcción  $[x_1, x_2]$ , válido para todos los escenarios, y dos vectores de decisiones de operación  $[y_{11}, y_{21}]$  y  $[y_{12}, y_{22}]$ , específicos para cada escenario.

Esto significa que las decisiones de construcción son hechas antes de conocer los valores de los parámetros (por ejemplo, caudales y demandas futuras), mientras que las decisiones operativas son hechas después de conocer estos valores. Los primeros tipos de decisión son conocidos como aquí y ahora (*here and now*) y los otros, como aguarde para ver (*wait and see*). La función objetivo es minimizar el costo de construcción más el valor esperado de los costos de operación (suma de los costos para cada escenario, ponderados por las respectivas probabilidades).

El modelo representa las características básicas de la planificación probabilística: para cada cronograma tentativo de expansión  $x$ , se simula la operación del sistema y se calcula el costo de operación  $dy$  asociado a los distintos escenarios; entonces, se determina el cronograma de menor costo actualizado de construcción más operación.

#### **3.5.4.2. Obtención de la estrategia para el cálculo mediante minimización del valor esperado y la aplicación del criterio de Laplace**

Si bien es cierto que la formulación estocástica representa un progreso substancial con respecto a la formulación determinística, ella no considera algunos aspectos importantes del problema. El principal aspecto es que las decisiones de construcción en cada etapa dependen de los valores de demanda y costos ocurridos en las etapas anteriores. En otras palabras, no existe un cronograma de expansión único, que puede ser determinado a priori para todas las etapas, sino más bien una estrategia de expansión que depende a cada etapa de los valores ocurridos en las etapas anteriores.

Se puede hacer una analogía entre esta situación y el cálculo de la política óptima de operación de un sistema hidrotérmico. A cada etapa, la decisión operativa (proporción óptima de generación hidroeléctrica y termoeléctrica en el sistema) depende del nivel de almacenamiento de los embalses y de los caudales afluentes a los embalses en la etapa anterior. En otras palabras, las decisiones operativas a cada etapa dependen de valores ocurridos en el pasado. En el problema de planificación, una decisión de inversión hoy dependerá de valores ocurridos con anterioridad.

Este aspecto es particularmente importante en las empresas de Latinoamérica y el Caribe, debido a las altas tasas de crecimiento de la demanda y a los largos plazos de construcción de las plantas hidroeléctricas. La formulación del problema de expansión estocástico con actualización de las decisiones de inversión será ilustrada para un problema de 2 etapas, donde existe un escenario para la primera etapa y dos escenarios para la segunda etapa. Así como en el caso anterior, se consideran tasas de actualización unitarias, y valores únicos para  $c$  y  $d$ .

El problema de expansión estocástico se representa como:

$$z = \text{Min } cx_1 + dy_1 + p_{21}cx_{21} + p_{22}cx_{22} + p_{21}dy_{21} + p_{22}dy_{22}$$

Sujeto a

$$A_1x_1 \geq b_1$$

$$A_2x_{21} \geq b_{21}$$

$$A_2x_{22} \geq b_{22}$$

$$E_1x_1 + F_1y_1 \geq h_1$$

$$E_1x_1 + E_{21}x_{21} + F_{21}y_{21} \geq h_{21}$$

$$E_1x_1 + E_{22}x_{22} + F_{22}y_{22} \geq h_{22}$$

La formulación anterior representa el procedimiento de actualización de las decisiones a cada etapa; así como en el modelo, la decisión  $x_1$  se toma sin conocer el escenario que va ocurrir en la segunda etapa (*here and now*); sin embargo, esta decisión ahora tiene en cuenta que esta información estará disponible en la segunda etapa, y que las decisiones de construcción en esta segunda etapa van a ser específicas para cada escenario (*wait and see*). La formulación permite representar diversos aspectos importantes para la planificación. Por ejemplo, se puede utilizar simultáneamente diversos

escenarios de pronóstico de demanda, lo que permite representar el beneficio de la flexibilidad.

#### **3.5.4.3. Obtención de la estrategia para el cálculo mediante minimización del valor esperado y la aplicación del criterio de Savage**

La utilización del valor esperado de los costos como criterio de decisión en problemas estocásticos es adecuada cuando los fenómenos representados son de alta frecuencia, es decir, cuando una muestra representativa de todos los escenarios ocurre a lo largo del período de planificación. Un ejemplo de este tipo de fenómeno es el costo de operación de un sistema termoeléctrico con un gran número de unidades generadoras; a lo largo de diez años de operación, es probable que ocurran casi todas las combinaciones posibles de falla de los equipos.

De manera más precisa, el uso del valor esperado es adecuado cuando la varianza de los costos totales a lo largo del período de planificación es relativamente pequeña. Debido a la gran incertidumbre en las tasas de crecimiento de la demanda, se espera una gran varianza de los costos de inversión y operación asociados a las estrategias de expansión para cada escenario. Como solamente uno de estos escenarios ocurrirá en realidad, se puede cuestionar el significado de decisiones de inversión que son óptimas en promedio para todos los escenarios.

Este problema puede ser comparado a la decisión de contratar un seguro para un automóvil. En la opción de no contratar el seguro, el propietario se responsabiliza por los costos de arreglo y reposición del auto en caso de accidente. En la opción de contratar el seguro, el propietario paga el costo de la

póliza. Si se utiliza el valor esperado de los costos como criterio de decisión, la opción de no contratar el seguro es la más económica. Sin embargo, para el escenario de accidente, la decisión de contratar el seguro es mucho menos costosa.

Como un accidente es un evento relativamente improbable, pero posible, el decisor queda vulnerable con respecto al escenario de accidente. Una manera de representar este aspecto es calcular el perjuicio, o arrepentimiento, asociado a cada combinación de decisión y escenario.

En el caso de no contratar el seguro, el arrepentimiento es cero para el escenario sin accidente, y  $P_c$  (el costo del automóvil) para el escenario de accidente. Para la decisión de contratar el seguro, el arrepentimiento es  $P_s$  (el costo de la póliza) en el escenario sin accidente, y cero en caso de accidente donde se observa que el arrepentimiento es la diferencia entre el costo real y el costo que se tendría si se supiera con seguridad que aquel escenario fuera a ocurrir. El criterio minimax, o criterio de Savage, tiene como objetivo minimizar el máximo arrepentimiento asociado a cada escenario. La aplicación de este criterio al modelo resulta en:

$$z = \text{Min } \alpha$$

Sujeto a

$$\alpha \geq cx_1 + cx_{21} + dy_1 + dy_{21} - \xi_1$$

$$\alpha \geq cx_1 + cx_{22} + dy_1 + dy_{22} - \xi_2$$

$$A_1x_1 \geq b_1$$

$$A_2x_{21} \geq b_{21}$$

$$A_2x_{22} \geq b_{22}$$

$$E_1x_1 + F_1y_1 \geq h_1$$

$$E_1x_1 + E_{21}x_{21} + F_{21}y_{21} \geq h_{21}$$

$$E_1x_1 + E_{22}x_{22} + F_{22}y_{22} \geq h_{22}$$

Donde  $\xi_{11}$  es el costo óptimo para el problema determinístico asociado al escenario 1:

$$\xi_1 = \text{Min } cx_1 + cx_{21} + dy_1 + dy_{21}$$

Sujeto a

$$A_1x_1 \geq b_1$$

$$A_2x_{21} \geq b_{21}$$

$$E_1x_1 + F_1y_1 \geq h_1$$

$$E_1x_1 + E_{21}x_{21} + F_{21}y_{21} \geq h_{21}$$

y  $\xi_{22}$  el costo de la solución óptima determinística para escenario 2.

Las restricciones representan los arrepentimientos asociados a los escenarios 1 y 2. Como debe ser mayor o igual a cada arrepentimiento, es por lo tanto mayor o igual al máximo arrepentimiento. Como el objetivo es minimizar, entonces  $z$  será igual al máximo arrepentimiento.

### 3.6. Metodología de solución: descomposición de Benders

La técnica de descomposición de Benders es una manera de separar las variables más complejas de un problema aprovechando las características estructurales del mismo.

Partiendo de:

$$\text{Min } cx + dy$$

Sujeto a

$$Ax \geq b$$

$$Ex + Fy \geq h$$

$$x \in \{0,1\}^n$$

$$y \geq 0$$

Donde  $c \in \mathbb{R}^n$ ,  $d \in \mathbb{R}^q$ ,  $A$  y  $b$  son matrices  $m \times n$  y  $m \times 1$  respectivamente,  $E$  y  $F$  son matrices  $p \times n$  y  $p \times q$  y  $h \in \mathbb{R}^p$ .

El vector  $x$  representa las variables de construcción; el costo total de construcción es  $cx$ . Las restricciones con respecto solamente a las variables de construcción son representadas por  $Ax \geq b$ . El vector  $y$  representa las variables de operación (volúmenes almacenados, turbinados y vertidos, generación térmica, déficit); el costo total de operación es  $dy$ . Las restricciones operativas, que son conservación del agua, suministro a la demanda y límites de generación y transmisión, están representadas por  $Ex + Fy \geq h$ .

El problema es un problema de programación entera mixta. Fijando el vector  $x$  en valores discretizados  $x^*$  que satisfagan a las restricciones  $Ax \geq b$ , el problema resultante es:

$$\text{Min } dy$$

Sujeto a

$$Fy \geq h - Ex$$

$$y \geq 0$$

Este es un problema de programación lineal. La idea consiste en escoger un vector de variables enteras  $x^*$  tal que  $Ax \geq b$ , resolver el problema lineal y utilizar información de su solución para determinar una nueva propuesta de construcción que sea mejor que la anterior.

La técnica de descomposición de Benders se basa en la observación de que la solución del sub problema anteriormente planteado puede ser considerada como una función de la decisión de inversión  $x$ . Así, se define la función  $w$  como:

$$w(x) = \text{Min } dy$$

Sujeto a

$$Fy \geq h - Ex$$

$$y \geq 0$$

El problema dual asociado al problema de programación lineal es:

$$\text{Max } \Pi(h - Ex)$$

Sujeto a

$$\Pi F \geq d$$

$$\Pi \geq 0$$

Donde  $\Pi$  es el vector de multiplicadores simplex correspondientes a las restricciones del problema.

Sea  $\Pi$  el conjunto de soluciones factibles de la siguiente forma:

$$\Pi = \{ \pi \in \mathbb{R}_+^p \mid \pi F \leq d \}$$

Se observa que el conjunto  $\Pi$  no depende de la decisión de construcción  $x$ . Se supone en este trabajo que el problema es factible y tiene solución óptima finita. Por lo tanto, el dual también es factible y tiene solución óptima finita.

Como el dual tiene solución óptima finita, la función objetivo asume el valor máximo en uno de los vértices del politopo. Se puede reescribir el problema como:

$$\text{Max.} \{ \pi^i (h - Ex) \}$$

Donde  $\pi^i$ , para  $i = 1, \dots, r$  son los puntos extremos del conjunto  $\Pi$ .

Este problema se plantea de manera equivalente como:

Min  $\alpha$

Sujeto a

$$\alpha \geq \pi^i (h - Ex) \quad i = 1, \dots, r$$

Donde  $\alpha$  es una variable escalar. Por la teoría de dualidad de programación lineal, el valor óptimo de la función objetivo es igual al valor óptimo de la función objetivo del problema dual equivalente. Por lo tanto:

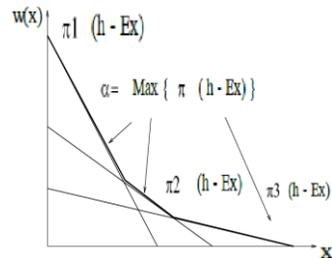
$$w(x) = \text{Min } \alpha$$

Sujeto a

$$\alpha \geq \pi^i (h - Ex) \quad i = 1, \dots, r$$

La función  $w(x)$  informa sobre las consecuencias de la decisión  $x$  en términos de los costos de las variables  $y$ . Como se observa en el gráfico de la función  $w$  es un politopo convexo, esto es, la intersección de un número finito de hiperplanos. Por lo tanto  $w$  es una función lineal por partes como se muestra en la figura:

Figura 1. Función  $w(x)$



Fuente: manual de usuario Supe-olade.

Si esta función es conocida, el problema original se puede resolver sin representar explícitamente las variables  $y$ :

$$\text{Min } cx + w(x)$$

Sujeto a

$$Ax \geq b$$

$$x \in \{0,1\}^n$$

O en la forma equivalente:

$$\text{Min } cx + \alpha$$

Sujeto a

$$Ax \geq b$$

$$\alpha \geq \pi^i (h - Ex) \quad i = 1, \dots, r$$

$$x \in \{0,1\}^n$$

$\alpha$  irrestricta

Se observa también que el número de restricciones del problema puede ser muy grande dependiendo del número de vértices de  $\Pi$ . Sin embargo, es

posible demostrar que en la solución óptima apenas algunas de las restricciones estarán activas (esto es, atendidas en la igualdad), lo que sugiere el uso de técnicas de relajación.

### **3.7. Plan de expansión**

Una vez establecidos los fundamentos teóricos y matemáticos de los criterios de planificación bajo incertidumbre, se procede al análisis del Sistema Nacional Interconectado, tomando en cuenta las centrales generadoras existentes, las que están en construcción y una serie de posibles candidatas, todo en el marco de una serie de escenarios socioeconómicos, de donde se obtendrá un plan de expansión para cada escenario modelado.

#### **3.7.1. Modelos computacionales**

Para el diseño del plan de expansión se han utilizado modelos computacionales de planificación. El objetivo de esta herramienta es la reducción del tiempo en los cálculos para la formulación de los modelos teóricos mencionados anteriormente. Estos modelos son detallados a continuación:

##### **3.7.1.1. Super-olade**

Es un modelo computacional especializado, para la realización de estudios de planeamiento multianual, a mediano y largo plazo del sector eléctrico, que proporciona planes óptimos de expansión de mínimo costo de sistemas de generación y transmisión eléctrica.

Sus características principales son:

- Construir modelos de demanda a partir de información histórica y generar las curvas de duración de carga a futuro.
- Reconstruir los caudales naturales de las cuencas hidrológicas y estimar series hidrológicas a futuro.
- Establecer estrategias de expansión de generación y transmisión, de mínimo costo económico y mínimo riesgo energético en condiciones de incertidumbre.
- Simular la operación de sistemas hidrotérmicos, a mediano y largo plazo y encontrar políticas óptimas de operación que minimicen los costos marginales de generación.

#### **3.7.1.2. Modelo para la optimización del despacho hidrotérmico SDDP**

El SDDP es un modelo de despacho hidrotérmico con representación de la red de transmisión y utilizado en los estudios operativos de corto, mediano y largo plazo. El modelo calcula la política operativa estocástica de mínimo costo de un sistema hidrotérmico llevando en cuenta los siguientes aspectos:

- Detalles operativos de las plantas hidroeléctricas (representación individualizada, balance hídrico, límites de turbinado y almacenamiento, volúmenes de seguridad, vertimiento y filtración).
- Detalles de las plantas térmicas (*commitment*, restricciones de generación debidas a contratos *take or pay*, curvas de eficiencia

cóncavas y convexas, restricciones de consumo de gas, térmicas bi-combustible).

- Representación de los mercados de oportunidad y de los contratos de suministro.
- Incertidumbre hidrológica: es posible utilizar modelos estocásticos de caudales que representan las características hidrológicas del sistema (estacionalidad, dependencia temporal y espacial, sequías severas) y el efecto de fenómenos climáticos específicos.
- Detalles del sistema de transmisión: leyes de Kirchhoff, límites de flujo de potencia en cada circuito, pérdidas, restricciones de seguridad, límites de exportación e importación por área eléctrica.
- Variación de la demanda por escalones y por barra del sistema, con etapas mensuales o semanales (estudios de mediano o largo plazo) o a nivel horario (estudios de corto plazo).
- Restricciones de suministro (*commodity* y transporte) del gas natural.
- Además de la política operativa de mínimo costo, el modelo calcula distintos índices económicos tales como el costo marginal de operación (por submercado y por barra), las tarifas de peaje y los costos de congestiónamiento de la red, los valores del agua por planta, el costo marginal de restricciones de suministro de combustible y otros.

### **3.8. Modelado de los escenarios**

Para la modelación de los escenarios se utilizan 4 etapas distintas, dependientes entre sí, que emulan las características del sistema objeto de estudio, en este caso, el Sistema Nacional Interconectado. Dichas etapas son:

- Modelo de demanda
- Modelo Sistema Nacional Interconectado
- Modelo de planificación bajo incertidumbre
- Modelo de despacho hidrotérmico

Cada uno de estas etapas cumple una función específica en el modelado del sistema y requiere una serie de datos sobre el sistema que va a modelar. A continuación el detalle de cada una de estas etapas.

#### **3.8.1. Modelo de demanda**

En el proceso de planificación de los sistemas eléctricos, resulta indispensable efectuar una representación adecuada de las curvas de demanda, es decir, de las variaciones de la carga en el tiempo.

Para los modelos de simulación y optimización de despacho se requiere que los modelos de demanda sean consistentes y que representen las características de variación de la carga con la mayor precisión posible.

El objetivo primario de la proyección de demanda es elaborar modelos de curvas de carga a partir de información histórica.

La proyección de demanda servirá para la simulación del efecto de los programas de conservación de energía y administración de carga sobre las demandas proyectadas, considerando las fluctuaciones estacionales de las curvas de carga.

Adicionalmente, efectúa predespachos de potencia y energía, lo que permite representar el despacho de plantas no convencionales, intercambios pre acordados con empresas generadoras y consumidores con regímenes especiales.

La proyección de la demanda es obtenida y explicada en el capítulo I de este trabajo.

El modelamiento de las curvas de demanda se efectúa con base en registros históricos horarios, representados por:

- Curvas de carga horaria, por días típicos semanales.
- Curvas de duración de carga (CDC) continuas, por períodos semanales o mensuales.
- Curvas de duración de carga por escalones.

### **3.8.2. Modelo del Sistema Nacional Interconectado**

El Sistema a modelar es el Sistema Nacional Interconectado guatemalteco, se modela con las centrales generadoras existentes, las centrales que están en construcción y finalmente, una serie de centrales generadoras candidatas.

### **3.8.2.1. Centrales según tecnología**

Entre las divisiones que se pueden realizar de las centrales de generación, la división según su tecnología, clasifica a cada una de estas centrales según la forma en la que generan energía eléctrica, que está asociada a su combustible primario.

#### **3.8.2.1.1. Centrales hidráulicas**

Este tipo de centrales tienen una producción de energía eléctrica que está en función del caudal del río que las alimenta y del tamaño de su embalse, si es que cuentan con uno.

Para esas centrales es necesario conocer los datos descritos a continuación:

- Potencia de la central: cantidad de megavatios que la central puede aportar al SNI.
- Unidades generadoras: cantidad de unidades generadoras de la central.
- Caudales históricos: promedio de caudales afluentes mensuales, en metros cúbicos por segundo, recolectados en años previos al estudio. Su importancia radica en la observación del comportamiento del río que alimenta a la central.
- Caída neta: distancia en metros desde la toma del río hasta la casa de máquinas.

- Caudales de diseño: caudal mínimo, máximo y promedio para el cual ha sido diseñada la central de generación.
- Tablas Cota – Área – Volumen: únicamente requerido en centrales con embalse, estos datos dimensionan el embalse y proporcionan sus características para ser modelado.

### **3.8.2.1.2. Centrales térmicas**

Las centrales de generación térmica son todas aquellas centrales que queman algún combustible para generar energía eléctrica. Se dividen según el tipo de combustible que utilizan. En esta categoría se tiene:

- Motores recíprocos: su materia prima es el búnker, son centrales de arranque rápido pero de costo elevado.
- Turbinas de gas: centrales cuya materia prima es el gas. En la actualidad están prácticamente descontinuadas debido a su elevado costo.
- Centrales carboneras: su materia prima es el carbón y han sido las que han desplazado a las turbinas de gas, debido a su costo relativamente bajo.
- Centrales cogeneradoras: los ingenios generan con bagazo en tiempo de zafra y con carbón en tiempo de no zafra.

Para esas centrales es necesario conocer los datos descritos a continuación:

- Costo unitario de operación
- Límite máximo de generación
- Factor de capacidad para generación continua

En los estudios de planificación de la generación, las plantas termoeléctricas son generalmente agregadas en clases de acuerdo con su costo de operación. El déficit de suministro de la demanda se representa como una térmica ficticia de capacidad infinita y costo de operación elevado.

#### **3.8.2.1.3. Energías renovables**

Para este estudio, han sido incluidas centrales de energía solar y eólica, que pueden resultar siendo tan costosas como centrales generadoras de bunker, debido a que estas centrales no cuentan con oferta firme de potencia, por lo cual no pueden comprometer su potencia instalada en contratos.

Para esas centrales es necesario conocer los datos descritos a continuación:

- Costo unitario de operación
- Límite máximo de generación
- Factor de capacidad para generación continua

#### **3.8.2.2. Centrales según su estado actual**

Esta división se realiza indicando que centrales se encuentran en operación, y cuales son únicamente proyectos. Adicionalmente, se incluyen las centrales en construcción que, aun cuando no están en operación aún, son proyectos que tarde o temprano estarán en operación.

#### **3.8.2.2.1. Centrales existentes**

Son las centrales de generación existentes antes del período de estudio. Estas centrales conforman la matriz de generación del Sistema Nacional Interconectado. Este grupo de centrales ya fue definido en el capítulo II.

#### **3.8.2.2.2. Centrales candidatas y en construcción**

Las centrales en construcción son centrales de generación eléctrica que en el momento del estudio se encuentran en una fase de construcción, aun cuando no están en operación, cuentan con todos los permisos de la CNEE y una fecha tentativa de entrada en operación.

Por su parte, las centrales candidatas son proyectos de centrales, los cuales cuentan con estudios respaldados y cuyos trabajos no se han iniciado aún en el momento de iniciar este estudio.

Estas centrales serán las que, como parte de este estudio, formarán los cronogramas para cada uno de los planes de expansión propuestos. Este conjunto de centrales se muestra en las siguientes tablas.

Tabla XV. **Centrales hidroeléctricas a considerar**

Centrales a considerar en los planes de expansión						
Hidroeléctricas						
No,	Proyecto	Potencia (MW)	Entrada en operación	Combustible	Tecnología	Estado actual
1	Palo Viejo	87,2	2012	Agua	Hidroeléctrica	En construcción
2	Manantiales	50	2013	Agua	Hidroeléctrica	En construcción
3	Renace II	107	2014	Agua	Hidroeléctrica	En construcción
4	Xacbal Delta	55	2017	Agua	Hidroeléctrica	En construcción
5	GDR	30	2012-2026	Agua	Hidroeléctrica	En construcción
6	HID_01	7,23	2019	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
7	HID_02	12,14	2020	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
8	HID_03	3,65	2021	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
9	HID_04	181	2019	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
10	HID_05	60	2020	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
11	HID_06	50	2021	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
12	HID_07	135	2025	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
13	HID_08	180	2018	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
14	HID_09	19	2014	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
15	HID_10	12	2018	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
16	HID_11	40	2017	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
17	HID_12	36	2014	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
18	HID_13	19	2023	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
19	HID_14	200	2022	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
20	HID_15	19	2024	Agua	Hidroeléctrica	Candidata

Fuente: elaboración propia.

Tabla XVI. **Centrales solares a considerar**

Centrales a considerar en los planes de expansión						
Solar						
No,	Proyecto	Potencia (MW)	Entrada en operación	Combustible	Tecnología	Estado actual
21	SOL_01	15	2015	Sol	Páneles fotovoltaicos	Candidata
22	SOL_02	15	2018	Sol	Páneles fotovoltaicos	Candidata
23	SOL_03	60	2020	Sol	Páneles fotovoltaicos	Candidata

Fuente: elaboración propia.

Tabla XVII. **Centrales geotérmicas a considerar**

Centrales a considerar en los planes de expansión						
Geotérmicas						
No,	Proyecto	Potencia (MW)	Entrada en operación	Combustible	Tecnología	Estado actual
24	GEO_01	15	2015	Vapor volcán	Turbina de vapor	Candidata
25	GEO_02	50	2018	Vapor volcán	Turbina de vapor	Candidata
26	GEO_03	120	2021	Vapor volcán	Turbina de vapor	Candidata

Fuente: elaboración propia.

Tabla XVIII. **Centrales térmicas a considerar**

Centrales a considerar en los planes de expansión						
Térmicas						
No,	Proyecto	Potencia (MW)	Entrada en operación	Combustible	Tecnología	Estado actual
27	Intecsa Bunker	3	2012	Bunker	Motor reciprocante	En construcción
28	Intecsa Diesel	5,4	2012	Diesel	Motor reciprocante	En construcción
29	Las Palmas II	71,1	2012	Carbón	Turbina de vapor	En construcción
30	Palo Gordo	26,3	2012	Bagazo/carbón	Turbina de vapor	En construcción
31	Genosa	11	2012	Bunker	Motor reciprocante	En construcción
32	Trinidad Bloque 3	16	2012	Bagazo/carbón	Turbina de vapor	En construcción
33	Magdalena Bloque 6	45,5	2013	Bagazo/carbón	Turbina de vapor	En construcción
34	Jaquar	300	2014	Carbón	Turbina de vapor	En construcción
35	Costa Sur	90	2013	Carbón	Turbina de vapor	En construcción
36	CAR_01	50	2015	Carbón	Turbina de vapor	Candidata
37	CAR_02	45,5	2014	Bagazo/carbón	Turbina de vapor	Candidata
38	CAR_03	45	2014	Bagazo/carbón	Turbina de vapor	Candidata
39	CAR_04	16,5	2014	Bagazo/carbón	Turbina de vapor	Candidata
40	CAR_05	50	2014	Bagazo/carbón	Turbina de vapor	Candidata
41	CAR_06	46	2016	Bagazo/carbón	Turbina de vapor	Candidata
42	CAR_07	42	2015	Bagazo/carbón	Turbina de vapor	Candidata
43	CAR_08	54	2014	Carbón	Turbina de vapor	Candidata
44	GAS_01	150	2018	Gas natural	Turbina de gas	Candidata
45	GAS_02	110	2020	Gas natural	Turbina de gas	Candidata

Fuente: elaboración propia.

Tabla XIX. **Centrales eólicas a considerar**

Centrales a considerar en los planes de expansión						
Eólicas						
No,	Proyecto	Potencia (MW)	Entrada en operación	Combustible	Tecnología	Estado actual
46	EOL_01	20	2018	Aire	Aerogenerador	Candidata

Fuente elaboración propia.

### 3.8.2.3. Modelo de planificación bajo incertidumbre

Determina en forma implícita estrategias de expansión eléctrica que tengan en cuenta aspectos de riesgo e incertidumbres tales como desviaciones de las predicciones de la demanda y los precios de combustible, retrasos en los cronogramas de ejecución de obras, incertidumbres hidrológicas y variaciones en las restricciones financieras.

Es en esta etapa del estudio donde se utiliza el criterio de Savage y el criterio de Laplace para la expansión en sistemas eléctricos de potencia.

#### **3.8.2.3.1. Criterio de Savage**

Este criterio consiste en minimizar el máximo arrepentimiento, que evalúa los escenarios en función del riesgo que cada uno tiene, presentando como escenario óptimo, el que tiene un riesgo menor. Los resultados que obtendremos serán descritos en las tareas a realizarse, listadas a continuación:

- Determinación de los cronogramas de expansión óptimos determinísticos para cada escenario considerado: el objetivo es determinar un cronograma que minimice la suma de los costos actualizados de construcción, el valor esperado del costo de operación más los costos financieros. Es importante mencionar que, para cada escenario, estos son los cronogramas de menor costo, y por lo tanto aquellos que deberían ser implementados en el caso en que el futuro fuese conocido.
- Determinación de la estrategia óptima de expansión: el objetivo es minimizar el máximo arrepentimiento. Se entiende por arrepentimiento para cada escenario la diferencia entre el costo de la estrategia y el costo óptimo obtenido en la etapa anterior.

#### **3.8.2.3.2. Criterio de Laplace**

También conocido como criterio de la razón insuficiente, se basa en el principio que todos los escenarios tienen la misma probabilidad de ocurrencia, es decir, la ausencia de conocimiento sobre el estado de la naturaleza, hace los escenarios son igualmente probables.

Para un problema de decisión con n posibles estados de la naturaleza, se asigna la probabilidad 1/n a cada uno de ellos.

La regla de Laplace selecciona como alternativa óptima aquella que proporciona un mayor resultado esperado:

$$\max_{a_i} \left\{ \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n x(a_i, e_j) \right\}$$

Determina la operación óptima de sistemas hidrotérmicos interconectados; encuentra los costos marginales de generación, el volumen de combustibles utilizados, el flujo de energía en las interconexiones y construye balances anuales y mensuales de energía generada.

#### **3.8.2.4. Modelo de despacho hidrotérmico**

Procura optimizar la generación que abastece una demanda determinada, optimizando el recurso hídrico y el recurso térmico con el que se cuenta. El despacho de energía eléctrica, por naturaleza, debe contar con un despacho hidrotérmico, para asegurar el suministro de energía durante todo el año a un costo más o menos constante.

La estructura metodológica de esta etapa comprende los siguientes pasos:

- Cálculo de las configuraciones hidráulicas
- Cálculo de la política óptima de operación térmica
- Simulación del sistema
- Cálculo de los costos marginales de operación

- Cálculo de los beneficios marginales de transmisión
- Cálculo de los gradientes de gestión de la operación

El modelo representa el sistema de generación hidroeléctrica a través de reservorios equivalentes en distintos subsistemas, interconectados por líneas de transmisión con capacidades máximas de intercambio definidas previamente.

Las centrales térmicas de las mismas características en cada subsistema son agregadas por clases térmicas y son operadas a través de una programación dinámica estocástica. Los intercambios entre los subsistemas se realizan por algoritmos heurísticos que utilizan los valores marginales del agua, procurando igualarlos para los distintos subsistemas.

Los objetivos principales en esta etapa son:

- Determinar la política óptima de operación para sistemas hidrotérmicos
- Modelar sistemas interconectados
- Calcular el beneficio marginal de las interconexiones
- Establecer los gradientes de gestión y costos marginales
- Calcular los sistemas equivalentes
- Determinar la política óptima de operación térmica e hidráulica
- Simular el sistema hidrotérmico
- Establecer costos marginales de operación
- Calcular beneficios marginales de transmisión
- Establecer gradientes de gestión de plantas térmicas



## **4. ESCENARIOS DE EXPANSIÓN**

Una vez teniendo el abanico de proyectos de generación candidatos, se procede a considerar diversos escenarios de expansión. Estos escenarios estarán basados en comportamientos de mercado y variables que afectan directamente al mismo. Cada uno de estos escenarios será considerado igualmente probable y evaluado según los criterios de Savage y Laplace. Posteriormente, los escenarios serán comparados entre sí para definir cuál es el óptimo.

El modelo computacional Super-olade es la herramienta que, mediante los algoritmos expuestos en el capítulo anterior, desarrollará un cronograma de instalación/retiro de centrales generadoras mediante el criterio de Savage y posteriormente el criterio de Laplace.

Posteriormente, se utiliza el modelo computacional SDDP para encontrar el costo operativo total de cada uno de los escenarios planteados en el estudio.

Los escenarios de expansión serán comparados según sus costos totales de inversión, costos de operación y costos marginales.

### **4.1. Escenario base**

Aún cuando los escenarios son mutuamente excluyentes, todos presentan un número de características similares, basadas en el sistema existente hasta el año de inicio del estudio, en materia técnica y comercial. Dichas características son enumeradas a continuación:

#### 4.1.1. Sistema existente

Todos los escenarios tendrán como base la estructura del Sistema Nacional Interconectado hasta 2012. Dicha estructura contiene todas las centrales de generación que están activas comercialmente y que han sido presentadas en el capítulo II.

#### 4.1.2. Centrales en construcción

Existe un número de centrales generadoras que, para el año de inicio del estudio, se encuentran en período de construcción, por lo que dichas centrales serán consideradas en todos los casos, independientemente de su tecnología y combustible primario o de la naturaleza del escenario en sí. Dichas centrales serán:

Tabla XX. Centrales en construcción

Centrales generadoras en construcción			
Central generadora	Combustible primario	Potencia (MW)	Año de Inicio de operación
Intecsa Diesel	Diesel	5,4	2013
Intecsa Bunker	Bunker	3,046	2013
Las Palmas II	Carbón	71,126	2012
Trinidad Bloque 3	Carbón	14,425	2012
Magdalena Bloque 6	Carbón	54	2012
Palo Gordo	Carbón	26,263	2012
Costa Sur	Carbón	90	2013
Genosa	Bunker	17,7	2013
Jaguar	Carbón	275	2014
Renace II	Agua	107	2014
Xacbal Delta	Agua	55	2017
GDR's	Agua	30	2026
Manantiales	Agua	50	2013
Palo Viejo	Agua	87,2	2012

Fuente: elaboración propia.

### 4.1.3. Demanda

Para todos los escenarios se utilizarán proyección de demanda de potencia y energía de escenario medio presentada en el capítulo I. Esta proyección representa el escenario más probable en cuanto al crecimiento de la demanda.

Tabla XXI. **Proyección de demanda**

Proyección de demanda Escenario medio		
Año	Potencia (MW)	Energía (GWh)
2012	1 532,97	8 729,64
2013	1 571,81	9 086,64
2014	1 610,96	9 434,08
2015	1 645,59	9 776,08
2016	1 696,82	10 167,40
2017	1 720,22	10 553,89
2018	1 769,31	10 971,49
2019	1 830,75	11 450,32
2020	1 873,91	11 894,82
2021	1 933,01	12 340,50
2022	1 986,31	12 769,53
2023	2 037,75	13 240,06
2024	2 092,51	13 730,21
2025	2 148,26	14 236,45
2026	2 205,01	14 759,45

Fuente: elaboración propia.

### 4.1.4. Costos del déficit de energía eléctrica

El costo de la energía no suministrada (CENS), es un valor que representa el valor operativo del déficit en la generación de energía eléctrica. Dicho costo estará distribuido para los escenarios como se muestra a continuación.

Tabla XXII. **Escalones del costo de la energía no suministrada**

<b>Escalón de costo de falla en % del valor del CENS</b>	<b>Costo operativo correspondiente (\$/MWh)</b>
16% x CENS	372,1
20% x CENS	465,1
24% x CENS	558,2
100% x CENS	2 325,7

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista.

#### **4.1.5. Tasa anual de descuento**

La tasa anual de descuento, es la medida que se utiliza para medir el valor actual de un pago futuro. Para este trabajo, la tasa anual de descuento utilizada para actualizar los costos de operación e inversiones es del 12 por ciento.

#### **4.1.6. Costos fijos de operación y mantenimiento para proyectos hidroeléctricos**

Los costos fijos de operación y mantenimiento representan el gasto que las centrales hidroeléctricas tienen para estos rubros. Se utilizó un costo fijo de operación y mantenimiento para los proyectos hidroeléctricos de 12,04 dólares por kilovatio.

#### **4.1.7. Combustibles: poderes caloríficos y proyección de precios**

Los combustibles fijan el precio de la energía generada por las centrales térmicas, debido a que es la materia prima que dichas centrales utilizan. Para

los combustibles tomados en cuenta para el estudio, se muestran, a continuación los poderes caloríficos.

Tabla XXIII. **Poderes caloríficos de combustibles**

Poderes caloríficos	
Combustible	Poder calorífico
Bunker	3604,725 kcal/gal
Carbón	25026,846 kcal/ton
Diesel	35252,583 kcal/gal
Gas natural	8951,836 kcal/m <sup>3</sup>
Bagazo	2211,476 kcal/ton

Fuente: elaboración propia.

Basado en proyecciones de la *Energy Information Administration*, se obtuvo la siguiente proyección de precios de combustibles para los años de estudio:

Tabla XXIV. **Proyección de precios de combustibles**

Proyección de precios de combustibles. Período 2012-2026					
Año	Bunker (US\$/gal)	Carbón (US\$/Kg)	Diesel (US\$/gal)	Gas natural (US\$/m3)	Bagazo (US\$/Ton)
2012	2,41083	0,1347	3,03225	0,0946	0,00168
2013	2,5905	0,13336	3,10966	0,11945	0,00168
2014	2,46532	0,13814	2,98749	0,11633	0,00168
2015	2,41093	0,14145	2,88973	0,11797	0,00168
2016	2,53534	0,14774	3,03884	0,13701	0,00168
2017	2,70756	0,15038	3,24526	0,14421	0,00168
2018	2,82625	0,15339	3,38752	0,15687	0,00168
2019	2,94559	0,15605	3,53057	0,16292	0,00168
2020	3,06299	0,16057	3,67128	0,16921	0,00168
2021	3,1841	0,16524	3,81644	0,17732	0,00168
2022	3,31259	0,17083	3,97045	0,18981	0,00168
2023	3,44611	0,17588	4,13048	0,20177	0,00168
2024	3,58452	0,18092	4,29638	0,21036	0,00168
2025	3,7286	0,18605	4,46908	0,21789	0,00168
2026	3,8791	0,19162	4,64946	0,22867	0,00168

Fuente: *Energy Information Administration*.

#### 4.1.8. Costos de energías renovables

Debido al tipo de combustible que utilizan y a que pertenecen a tecnologías renovables, para los proyectos geotérmicos y solares para los cuales se consideraron con los siguientes costos de energía.

Tabla XXV. **Costos de energía para centrales de energía renovable**

Costo de energía de fuentes renovables		
Tipo de central	Fuente de energía	Costo de la energía (US\$/KWh)
Geotérmica	Vapor de volcán	0,004
Eólica	Aire	0,0015
Solar	Energía del Sol	0,2039

Fuente: elaboración propia.

#### 4.1.9. Contratos existentes de ingenios

Los ingenios que cuentan con contratos existentes con la Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA) presentarán un cambio en su costo de energía generada cuando dichos contratos finalicen. A continuación, se presenta el año de finalización de los contratos de cada ingenio.

Tabla XXVI. **Finalización de contratos existentes**

Finalización de contratos de ingenios azucareros	
Ingenio	Año de finalización de contrato
Madre Tierra	2017
Pantaleón Bloque 1	2014
Concepción	2014
La Unión	2014
Magdalena Bloque 3	2014
Santa Ana	2014

Fuente: elaboración propia.

#### 4.1.10. Costos de instalación

Para cada una de las tecnologías se utilizaron diferentes costos de instalación, pues la infraestructura de los distintos tipos de centrales, varía considerablemente según que tecnología de generación posean. Los costos han sido calculados en millones de dólares por megavatio instalado.

Tabla XXVII. **Costos de instalación de las centrales generadoras**

Costos de inversión	
Central generadora	Inversión (MUS\$/MW)
Carbón abajo de 100MW	2,8
Carbón arriba de 100MW	2,5
Geotérmica	3,8
Gas natural	1,5
Solar	1
Bunker	2
Diesel	1,8
Hidroeléctrica	3,004

Fuente: SNC-Lavalin.

#### 4.2. Escenarios de expansión

Se presentan 3 escenarios de expansión para el Sistema Nacional Interconectado. Dichos escenarios son mutuamente excluyentes debido a que ocupan el mismo período de estudio y cada escenario presenta características particulares, que se diferencian principalmente en las tendencias de uso de los recursos.

Se plantea que estos escenarios para la expansión representan las características que el sistema puede presentar si se decide tomar una política

energética con una tendencia marcada hacia un tipo de generación (predominantemente térmico y predominantemente hidro) o bien, un tipo una tendencia a una expansión de generación con recursos variados (matriz mixta).

#### **4.2.1. Escenario I: matriz mixta**

Se presenta un crecimiento considerable, desde los años iniciales del período de estudio, en la instalación de centrales hidroeléctricas y de vapor debido, principalmente, a que el precio de oportunidad de la energía del mercado resulta atractivo para los inversionistas, dado que las centrales generadoras cuyo precio es inferior al fijado por el mercado de oportunidad, obtienen ganancias mayores.

En la medida en la que la generación de energía eléctrica neta tenga un costo menor, el precio de oportunidad de la energía irá disminuyendo. Esto hará que algunos inversionistas que tienen proyectos de generación proyectados para los años finales del estudio decidan descartarlos debido a que la recuperación de la inversión puede tomar un tiempo relativamente largo, lo cual hace que el escenario resulte poco atractivo para inversiones grandes, para los años posteriores al crecimiento de la matriz hidroeléctrica y centrales generadoras de vapor.

Para este escenario, se consideran las siguientes centrales:

Tabla XXVIII. Centrales a considerar

Caso: matriz mixta					
Centrales a considerar					
Proyecto	Potencia	Año mínimo de entrada en operación	Combustible	Tecnología	Estado actual
CAR_01	50	2015	Carbón	Turbina de vapor	Candidata
CAR_02	45,5	2014	Bagazo/carbón	Turbina de vapor	Candidata
CAR_03	45	2014	Bagazo/carbón	Turbina de vapor	Candidata
CAR_04	16,5	2014	Bagazo/carbón	Turbina de vapor	Candidata
CAR_05	50	2014	Bagazo/carbón	Turbina de vapor	Candidata
CAR_06	46	2016	Bagazo/carbón	Turbina de vapor	Candidata
CAR_07	42	2015	Bagazo/carbón	Turbina de vapor	Candidata
EOL_01	20	2018	Aire	Aerogenerador	Candidata
GAS_01	150	2018	Gas natural	Turbina de gas	Candidata
GEO_01	15	2015	Vapor de volcán	Turbina de vapor	Candidata
HID_03	3,65	2021	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_04	181	2019	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_07	135	2025	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_09	19	2014	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_10	12	2018	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_11	40	2017	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_12	36	2014	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_14	200	2022	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
SOL_01	15	2015	Sol	Páneles fotovoltaicos	Candidata
SOL_03	60	2020	Sol	Páneles fotovoltaicos	Candidata

Fuente: elaboración propia.

Para este escenario, las centrales descartadas son:

Tabla XXIX. Centrales descartadas

Caso: matriz mixta					
Centrales descartadas					
Proyecto	Potencia	Año mínimo de entrada en operación	Combustible	Tecnología	Estado actual
CAR_08	54	2014	Carbón	Turbina de vapor	Candidata
GAS_02	110	2020	Gas natural	Turbina de gas	Candidata
GEO_02	50	2021	Vapor de volcán	Turbina de vapor	Candidata
GEO_03	120	2024	Vapor de volcán	Turbina de vapor	Candidata
HID_01	7,23	2019	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_02	12,14	2020	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_05	60	2020	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_06	50	2021	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_08	180	2018	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_13	19	2023	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_15	19	2024	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
SOL_02	15	2018	Sol	Páneles fotovoltaicos	Candidata

Fuente: elaboración propia.

Para este escenario, tomando en cuenta las centrales en construcción y las centrales a considerar, la matriz energética de proyectos nuevos queda distribuida de la siguiente manera:

Tabla XXX. **Representación por tecnología**

<b>Representación por tecnología</b>	
<b>Caso: matriz mixta</b>	
<b>Tecnología</b>	<b>%</b>
Hidro	46,23
Termico	48,46
Aero	0,97
Solar	3,63
Geo	0,73

Fuente: elaboración propia.

En el rango térmico se incluyen las centrales que utilizan como combustible primario bunker, diesel, bagazo, carbón y gas natural.

#### **4.2.1.1. Aplicación del criterio de Savage para la obtención de cronogramas de instalación y costos operativos**

Una vez definidas todas las variables del escenario, se procede a la evaluación del mismo con el criterio de Savage mediante el modelo computacional Super-olade, para la obtención de los cronogramas de instalación y expansión del SNI.

Posteriormente, la evaluación de los costos operativos se realiza mediante la utilización del modelo computacional SDDP. Este realiza una evaluación de la operación del sistema en función de la demanda proyectada y los eventos hidrológicos.

Después de la utilización de ambos modelos, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla XXXI. **Cronograma de expansión**

<b>Caso: matriz mixta</b>		
<b>Criterio: Savage</b>		
<b>Cronograma de instalación</b>		
<b>Año instalación</b>	<b>Nombre</b>	<b>Potencia (MW)</b>
2012	Las Palmas II	71,126
2012	Trinidad Bloque 3	14,425
2012	Magdalena Bloque 6	54
2012	Palo Gordo	26,263
2012	Palo Viejo	87,2
2013	Genosa	17,7
2013	Intecsa Diesel	5,4
2013	Intecsa Bunker	3,046
2013	Manantiales	50
2014	CAR_03	45
2014	CAR_04	16,5
2014	Jaguar	275
2014	Renace II	107
2014	CAR_02	45,5
2015	CAR_01	50
2015	Costa Sur	90
2015	CAR_05	50
2015	CAR_07	42
2016	CAR_06	33,626
2018	Xacbal Delta	55
2023	GAS_01	97,5
2026	GDR	30

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXII. **Costos del plan de expansión**

<b>Caso: matriz mixta</b>	
<b>Criterio: Savage</b>	
<b>Costos del plan de expansión (MUS\$)</b>	
Inversión (MUS\$)	3 196,37
Operación (MUS\$)	2 473,25
Total (MUS\$)	5 669,62

Fuente: elaboración propia.

Del total de centrales tomadas como candidatas para este caso, algunas no fueron tomadas en cuenta en el cronograma de expansión, estas son:

Tabla XXXIII. **Centrales descartadas**

<b>Centrales descartadas</b>	
<b>Nombre</b>	<b>Potencia (MW)</b>
HID_09	19
HID_12	36
GEO_01	15
SOL_01	15
HID_11	40
EOL_01	20
HID_10	12
HID_04	181
SOL_03	60
HID_03	3,65
HID_14	200
HID_07	135

Fuente: elaboración propia.

Se determinó, según el criterio de Savage que para la optimización de este escenario la central CAR\_09 sea instalada únicamente con el 73,1 por ciento de su capacidad total y que la central GAS\_01 sea instalada únicamente con el 65 por ciento de su capacidad.

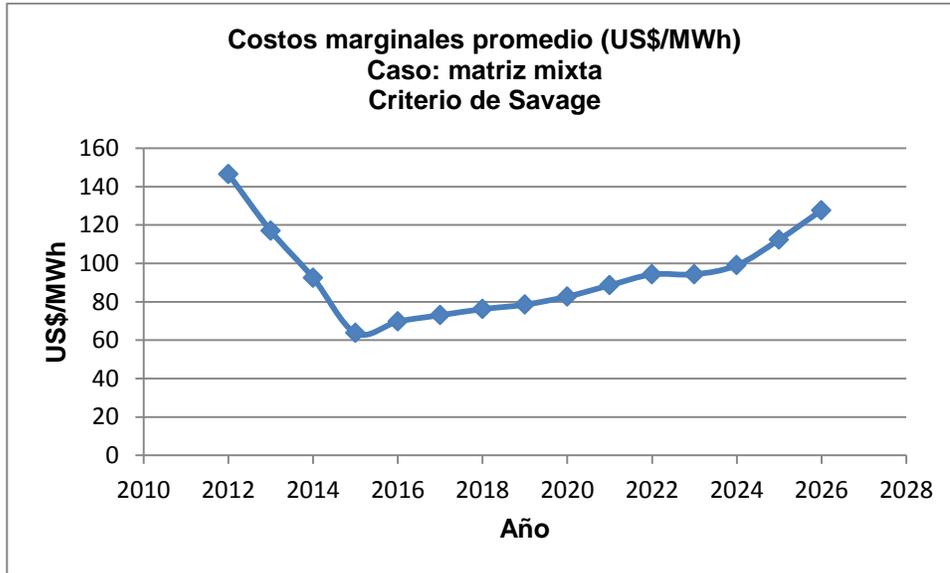
Para este caso y según este criterio, se determina el siguiente comportamiento de los costos marginales para cada año del estudio.

Tabla XXXIV. **Costos marginales promedio anuales**

<b>Caso: matriz mixta</b>	
<b>Criterio: Savage</b>	
<b>Año</b>	<b>Costos marginales promedio (US\$/MWh)</b>
2012	146,55
2013	116,93
2014	92,44
2015	63,72
2016	69,7
2017	73,02
2018	76,2
2019	78,53
2020	82,73
2021	88,58
2022	94,28
2023	94,32
2024	99,02
2025	112,39
2026	127,67

Fuente: elaboración propia.

Figura 2. Costo marginal para el período 2012-2026



Fuente: elaboración propia.

#### 4.2.1.2. Aplicación del criterio de Laplace para la obtención de cronogramas de instalación y costos operativos

Para la aplicación del criterio de Laplace al caso matriz mixta, se procede de la misma manera que con el criterio de Savage para la aplicación de los modelos computacionales y se obtienen los siguientes resultados:

Tabla XXXV. **Cronograma de expansión**

<b>Caso: matriz mixta</b>		
<b>Criterio: Laplace</b>		
<b>Cronograma de instalación</b>		
<b>Año instalación</b>	<b>Nombre</b>	<b>Potencia (MW)</b>
2012	Las Palmas II	71,126
2012	Trinidad Bloque 3	14,425
2012	Magdalena Bloque 6	54
2012	Palo Gordo	26,263
2012	Palo Viejo	87,2
2013	Genosa	17,7
2013	Intecsa Diesel	5,4
2013	Intecsa Bunker	3,046
2013	Manantiales	50
2014	CAR_03	45
2014	Renace II	107
2014	CAR_04	16,5
2014	CAR_02	45,5
2014	Jaguar	275
2015	CAR_01 etapa 1	36,45
2015	CAR_07	42
2015	Costa Sur	90
2016	HID_12	42
2016	SOL_01	15
2017	GEO_01	15
2017	CAR_06	46
2017	CAR_05	50
2017	CAR_01 etapa 2	13,55
2017	Xacbal Delta etapa 1	2,31
2018	GAS_01	150
2019	HID_09	19
2019	HID_10	12
2019	EOL_01	20
2019	Xacbal Delta etapa 2	52,69
2019	HID_11	40
2021	HID_03	3,65
2022	HID_04	181
2022	HID_14 Etapa 1	53,8
2023	HID_14 Etapa 2	146,2
2026	GDR	30

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXVI. **Costos del plan de expansión**

<b>Caso: matriz mixta</b>	
<b>Criterio: Laplace</b>	
<b>Costos del plan de expansión (MUS\$)</b>	
Inversión (MUS\$)	4 268,98
Operación (MUS\$)	2 102,75
Total (MUS\$)	6 371,73

Fuente: elaboración propia.

Del total de centrales tomadas como candidatas para este caso, algunas no fueron tomadas en cuenta en el cronograma de expansión, estas son:

Tabla XXXVII. **Centrales descartadas**

<b>Centrales descartadas</b>	
<b>Nombre</b>	<b>Potencia (MW)</b>
HID_07	135

Fuente: elaboración propia.

Se determinó, según el criterio de Laplace que para la optimización de este escenario las centrales CAR\_03, HID\_14 e HID\_18 ingresan en etapas al sistema, como está detallado en el cronograma.

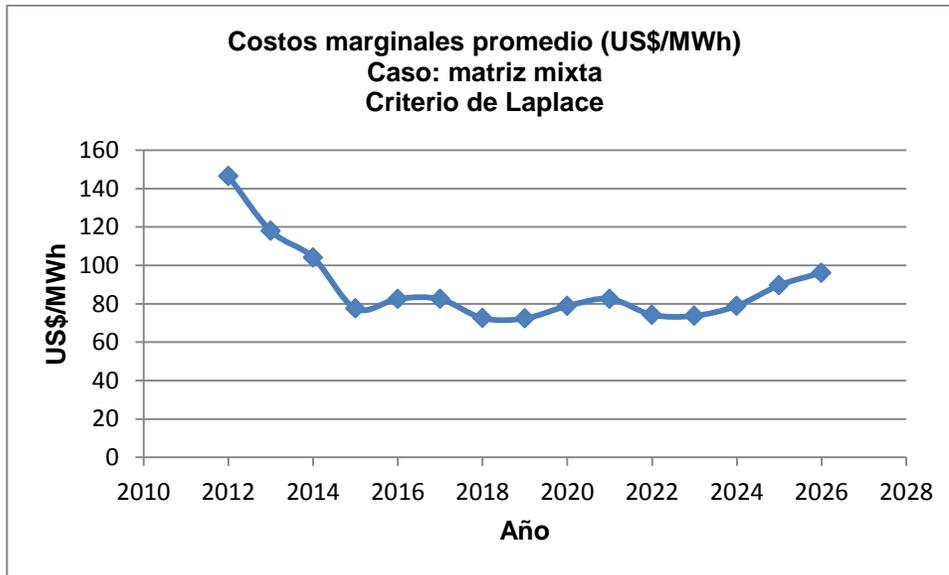
Para este caso y según este criterio, se determina el siguiente comportamiento de los costos marginales para cada año del estudio.

Tabla XXXVIII. **Costos marginales promedio anuales**

<b>Caso: matriz mixta</b>	
<b>Criterio: Laplace</b>	
<b>Año</b>	<b>Costos marginales promedio (US\$/MWh)</b>
2012	146,55
2013	117,97
2014	104,14
2015	77,52
2016	82,6
2017	82,45
2018	72,55
2019	72,4
2020	78,87
2021	82,57
2022	74,26
2023	73,77
2024	78,93
2025	89,64
2026	96,18

Fuente: elaboración propia.

Figura 3. Costo marginal para el período 2012-2026



Fuente: elaboración propia.

#### 4.2.2. Escenario II: predominantemente hidro

En este escenario se le da prioridad a las centrales de generación hidroeléctrica. Los costos de operación de estas centrales son muy bajos y el combustible, al ser agua, es considerado sin costo, pero cuentan con un costo de instalación muy elevado. Desde los años iniciales del estudio se consideran las centrales hidroeléctricas candidatas. Sin embargo, por la naturaleza del sistema eléctrico de Guatemala, el despacho tiene que ser siempre de carácter hidrotérmico, es decir, Guatemala tiene que contar con una matriz energética variada, donde las centrales térmicas de generación se hacen especialmente necesaria durante la época de verano.

Adicionalmente, las tendencias manejadas por el ente regulador, para este caso, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, son de carácter hidrotérmico.

Por estas razones, serán tomadas también en cuenta algunas centrales térmicas de generación candidatas para este caso.

Tabla XXXIX. **Centrales a considerar**

<b>Caso: predominantemente hidro</b>					
<b>Centrales a considerar</b>					
<b>Proyecto</b>	<b>Potencia</b>	<b>Año mínimo de entrada en operación</b>	<b>Combustible</b>	<b>Tecnología</b>	<b>Estado actual</b>
EOL_01	20	2018	Aire	Aerogenerador	Candidata
GAS_02	110	2020	Gas natural	Turbina de gas	Candidata
GEO_02	50	2018	Vapor de volcán	Turbina de vapor	Candidata
HID_01	7,23	2019	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_02	12,14	2020	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_03	3,65	2021	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_04	181	2019	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_05	60	2020	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_06	50	2021	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_07	135	2025	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_08	180	2018	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_09	19	2014	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_10	12	2018	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_11	40	2017	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_12	36	2014	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_13	19	2023	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_14	200	2022	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_15	19	2024	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
SOL_01	15	2015	Sol	Páneos fotovoltaicos	Candidata

Fuente: elaboración propia.

Tabla XL. **Centrales descartadas**

<b>Caso: predominantemente hidro</b>					
<b>Centrales descartadas</b>					
<b>Proyecto</b>	<b>Potencia</b>	<b>Año mínimo de entrada en operación</b>	<b>Combustible</b>	<b>Tecnología</b>	<b>Estado actual</b>
CAR_01	50	2015	Carbón	Turbina de vapor	Candidata
CAR_02	45,5	2014	Bagazo/carbón	Turbina de vapor	Candidata
CAR_03	45	2014	Bagazo/carbón	Turbina de vapor	Candidata
CAR_04	16,5	2014	Bagazo/carbón	Turbina de vapor	Candidata
CAR_05	50	2014	Bagazo/carbón	Turbina de vapor	Candidata
CAR_06	46	2016	Bagazo/carbón	Turbina de vapor	Candidata
CAR_07	42	2015	Bagazo/carbón	Turbina de vapor	Candidata
CAR_08	54	2014	Carbón	Turbina de vapor	Candidata
GAS_01	150	2018	Gas natural	Turbina de gas	Candidata
GEO_01	15	2015	Vapor de volcán	Turbina de vapor	Candidata
GEO_03	120	2021	Vapor de volcán	Turbina de vapor	Candidata
SOL_02	15	2018	Sol	Páneles fotovoltaicos	Candidata
SOL_03	60	2020	Sol	Páneles fotovoltaicos	Candidata

Fuente: elaboración propia.

Para este escenario, tomando en cuenta las centrales en construcción y las centrales a considerar, la matriz energética de proyectos nuevos queda distribuida de la siguiente manera:

Tabla XLI. **Representación por tecnología**

<b>Representación por tecnología</b>	
<b>Caso: predominantemente hidro</b>	
<b>Tecnología</b>	<b>%</b>
Hidro	63,4
Térmico	32,45
Aero	0,97
Solar	0,73
Geo	2,43

Fuente: elaboración propia.

En el rango térmico se incluyen las centrales que utilizan como combustible primario bunker, diesel, bagazo, carbón y gas natural.

#### **4.2.2.1. Aplicación del criterio de Savage para la obtención de cronogramas de instalación y costos operativos**

Al igual que para el escenario anterior y una vez definidas todas las variables, se procede a la evaluación de este escenario con el criterio de Savage mediante el modelo computacional Super-olade, para la obtención de los cronogramas de instalación y expansión del SNI.

Asimismo, la evaluación de los costos operativos se realiza mediante la utilización del modelo computacional SDDP para la evaluación de la operación del sistema en función de la demanda proyectada y los eventos hidrológicos.

Tabla XLII. **Cronograma de expansión**

<b>Caso: predominantemente hidro</b>		
<b>Criterio: Savage</b>		
<b>Cronograma de instalación</b>		
<b>Año instalación</b>	<b>Nombre</b>	<b>Potencia (MW)</b>
2012	Las Palmas II	71,126
2012	Trinidad Bloque 3	14,425
2012	Magdalena Bloque 6	54
2012	Palo Gordo	26,263
2012	Palo Viejo	87,2
2013	Manantiales	50
2013	Intecsa Bunker	3,046
2013	Genosa	17,7
2013	Intecsa Diesel	5,4
2014	Renace II	107
2014	HID_12	36
2014	Jaguar	275
2015	SOL_1	15
2015	Costa Sur	90
2016	HID_09	19
2017	Xacbal Delta	55
2017	HID_11	40
2018	HID_08	180
2018	HID_10	12
2018	EOL_01	20
2019	HID_01	7,23
2020	HID_02	12,14
2020	GAS_02	110
2021	GEO_02	50
2022	HID_14	200
2022	HID_03	3,65
2022	HID_05	60
2022	HID_06	50
2023	HID_13	19
2024	HID_15	19
2026	GDR	30

Fuente: elaboración propia.

Tabla XLIII. **Costos del plan de expansión**

<b>Caso: predominantemente hidro</b>	
<b>Criterio: Savage</b>	
<b>Costos del plan de expansión (MUS\$)</b>	
Inversión (MUS\$)	4 124,65
Operación (MUS\$)	2 545,79
Total (MUS\$)	6 670,44

Fuente: elaboración propia.

Del total de centrales tomadas como candidatas para este caso, algunas no fueron tomadas en cuenta en el cronograma de expansión, estas son:

Tabla XLIV. **Centrales descartadas**

<b>Centrales descartadas</b>	
<b>Nombre</b>	<b>Potencia (MW)</b>
HID_04	181
HID_07	135

Fuente: elaboración propia.

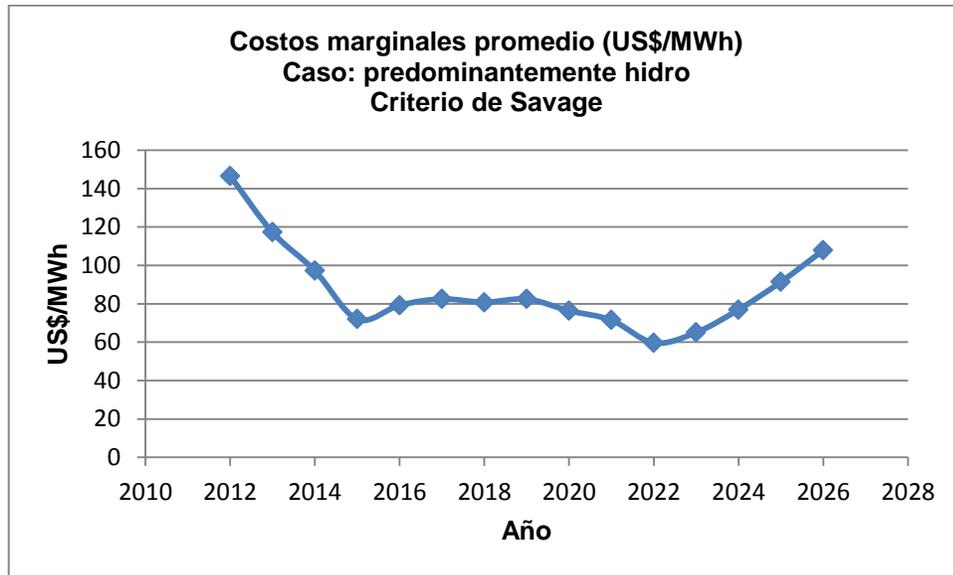
Para este caso y según este criterio, se determina el siguiente comportamiento de los costos marginales para cada año del estudio.

Tabla XLV. **Costos marginales promedio anuales**

<b>Caso: predominantemente hidro</b>	
<b>Criterio: Savage</b>	
<b>Año</b>	<b>Costos marginales promedio (US\$/MWh)</b>
2012	146,55
2013	117,25
2014	97,25
2015	72,01
2016	79,25
2017	82,51
2018	80,77
2019	82,44
2020	76,39
2021	71,5
2022	59,68
2023	65,07
2024	76,96
2025	91,4
2026	107,87

Fuente: elaboración propia.

Figura 4. Costo marginal para el período 2012-2026



Fuente: elaboración propia.

#### 4.2.2.2. Aplicación del criterio de Laplace para la obtención de cronogramas de instalación y costos operativo

Para la aplicación del criterio de Laplace al escenario predominantemente hidro, se procede de la misma manera que con el criterio de Savage para la aplicación de los modelos computacionales y se obtienen los siguientes resultados:

Tabla XLVI. **Cronograma de expansión**

<b>Caso: predominantemente hidro</b>		
<b>Criterio: Laplace</b>		
<b>Cronograma de instalación</b>		
<b>Año instalación</b>	<b>Nombre</b>	<b>Potencia (MW)</b>
2012	Las Palmas II	71,126
2012	Trinidad Bloque 3	14,425
2012	Magdalena Bloque 6	54
2012	Palo Gordo	26,263
2012	Palo Viejo	87,2
2013	Manantiales	50
2013	Intecsa Bunker	3,046
2013	Genosa	17,7
2013	Intecsa Diesel	5,4
2014	Jaguar	275
2014	Renace II	107
2014	HID_12	36
2015	Costa Sur	90
2015	SOL_01	15
2016	HID_09	19
2017	Xacbal Delta	55
2017	HID_11	40
2018	EOL_01	20
2018	HID_08	180
2018	HID_10	12
2019	HID_01	7,23
2020	HID_05	60
2020	GAS_02	110
2020	HID_02	12,14
2021	HID_03	3,65
2021	HID_06	50
2022	HID_14	200
2023	GEO_02	50
2024	HID_15	19
2026	GDR	30

Fuente: elaboración propia.

Tabla XLVII. **Costos del plan de expansión**

<b>Caso: predominantemente hidro</b>	
<b>Criterio: Laplace</b>	
<b>Costos del plan de expansión (MUS\$)</b>	
Inversión (MUS\$)	3 984,75
Operación (MUS\$)	2 606,29
Total (MUS\$)	6 591,04

Fuente: elaboración propia.

Del total de centrales tomadas como candidatas para este caso, algunas no fueron tomadas en cuenta en el cronograma de expansión, estas son:

Tabla XLVIII. **Centrales descartadas**

<b>Centrales descartadas</b>	
<b>Nombre</b>	<b>Potencia (MW)</b>
HID_04	181
HID_13	19
HID_07	135

Fuente: elaboración propia.

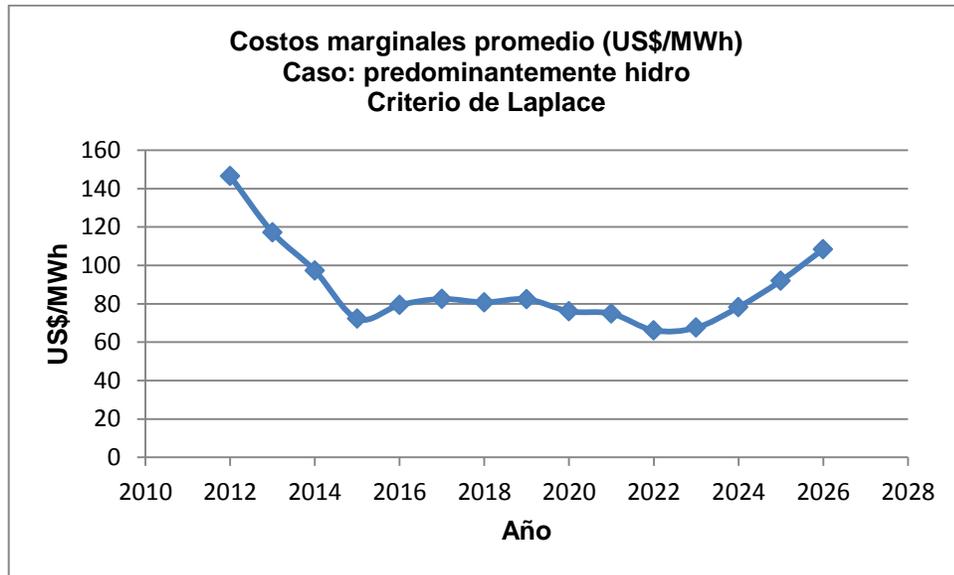
Para este caso y según este criterio, se determina el siguiente comportamiento de los costos marginales para cada año del estudio.

Tabla XLIX. **Costos marginales promedio anuales**

<b>Caso: predominantemente hidro</b>	
<b>Criterio: Laplace</b>	
<b>Año</b>	<b>Costos marginales promedio (US\$/MWh)</b>
<b>2012</b>	146,55
<b>2013</b>	117,22
<b>2014</b>	97,26
<b>2015</b>	72,19
<b>2016</b>	79,35
<b>2017</b>	82,54
<b>2018</b>	80,76
<b>2019</b>	82,41
<b>2020</b>	76,09
<b>2021</b>	74,92
<b>2022</b>	66,17
<b>2023</b>	67,56
<b>2024</b>	78,27
<b>2025</b>	92,01
<b>2026</b>	108,44

Fuente: elaboración propia.

Figura 5. Costo marginal para el período 2012-2026



Fuente: elaboración propia.

#### 4.2.3. Escenario III: predominantemente térmico

Para este escenario se consideran principalmente centrales térmicas, que son de un costo de instalación considerablemente menor al de las centrales hidroeléctricas y la misma es más rápida. Sin embargo, su costo operativo es bastante mayor al de una central hidroeléctrica. Por la naturaleza del sistema eléctrico de Guatemala, el despacho tiene que ser siempre de carácter hidrotérmico. Por esta razón, serán tomadas también en cuenta algunas centrales de generación hidroeléctricas candidatas para este caso.

Tabla L. **Centrales a considerar**

Caso: predominantemente térmico					
Centrales a considerar					
Proyecto	Potencia	Año mínimo de entrada en operación	Combustible	Tecnología	Estado actual
CAR_01	50	2015	Carbón	Turbina de vapor	Candidata
CAR_02	45,5	2014	Bagazo/carbón	Turbina de vapor	Candidata
CAR_03	45	2014	Bagazo/carbón	Turbina de vapor	Candidata
CAR_04	16,5	2014	Bagazo/carbón	Turbina de vapor	Candidata
CAR_05	50	2014	Bagazo/carbón	Turbina de vapor	Candidata
CAR_06	46	2016	Bagazo/carbón	Turbina de vapor	Candidata
CAR_07	42	2015	Bagazo/carbón	Turbina de vapor	Candidata
CAR_08	54	2014	Carbón	Turbina de vapor	Candidata
EOL_01	20	2018	Aire	Aerogenerador	Candidata
GAS_01	150	2018	Gas natural	Turbina de gas	Candidata
GAS_02	110	2020	Gas natural	Turbina de gas	Candidata
GEO_03	120	2021	Vapor de volcán	Turbina de vapor	Candidata
HID_01	7,23	2019	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_05	60	2020	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_06	50	2021	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_09	19	2014	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_11	40	2017	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_12	36	2014	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_13	19	2023	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
SOL_03	60	2020	Sol	Páneles fotovoltaicos	Candidata

Fuente: elaboración propia.

Tabla LI. **Centrales descartadas**

Caso: predominantemente térmico					
Centrales descartadas					
Proyecto	Potencia	Año mínimo de entrada en operación	Combustible	Tecnología	Estado actual
GEO_01	15	2015	Vapor de volcán	Turbina de vapor	Candidata
GEO_02	50	2018	Vapor de volcán	Turbina de vapor	Candidata
HID_10	12	2018	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_14	200	2022	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_15	19	2024	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_02	12,14	2020	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_03	3,65	2021	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_04	181	2019	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_07	135	2025	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
HID_08	180	2018	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
SOL_01	15	2015	Sol	Páneles fotovoltaicos	Candidata
SOL_02	15	2018	Sol	Páneles fotovoltaicos	Candidata

Fuente: elaboración propia.

Para este escenario, tomando en cuenta las centrales en construcción y las centrales a considerar, la matriz energética de proyectos nuevos queda distribuida de la siguiente manera:

Tabla LII. **Representación por tecnología**

<b>Representación por tecnología</b>	
<b>Caso: predominantemente térmico</b>	
<b>Tecnología</b>	<b>%</b>
Hidro	29,09
Termico	60,53
Aero	1,04
Solar	3,11
Geo	6,23

Fuente: elaboración propia.

En el rango térmico se incluyen las centrales que utilizan como combustible primario bunker, diesel, bagazo, carbón y gas natural.

#### **4.2.3.1. Aplicación del criterio de Savage para la obtención de cronogramas de instalación y costos operativos**

Al igual que para los dos escenarios anteriores y una vez definidas todas las variables, se procede a la evaluación de este escenario con el criterio de Savage mediante el modelo computacional Super-olade, para la obtención de los cronogramas de instalación y expansión del SNI.

Asimismo, la evaluación de los costos operativos se realiza mediante la utilización del modelo computacional SDDP para la evaluación de la operación del sistema en función de la demanda proyectada y los eventos hidrológicos.

Tabla LIII. **Cronograma de expansión**

<b>Caso: predominantemente térmico</b>		
<b>Criterio: Savage</b>		
<b>Cronograma de instalación</b>		
<b>Año instalación</b>	<b>Nombre</b>	<b>Potencia (MW)</b>
2012	Las Palmas II	71,126
2012	Trinidad Bloque 3	14,425
2012	Magdalena Bloque 6	54
2012	Palo Gordo	26,263
2012	Palo Viejo	87,2
2013	Intecsa Diesel	5,4
2013	Manantiales	50
2013	Intecsa Bunker	3,046
2013	Genosa	17,7
2014	HID_12	36
2014	Jaguar	275
2014	CAR_08	54
2014	CAR_04	16,5
2014	CAR_02	45,5
2014	CAR_03	45
2014	Renace II	107
2015	CAR_01	50
2015	Costa Sur	90
2015	CAR_05	50
2015	CAR_07	39,774
2016	HID_09	19
2018	Xacbal Delta etapa 1	36,685
2019	Xacbal Delta etapa 2	18,315
2023	GAS_02	110
2026	GDR	30

Fuente: elaboración propia.

Tabla LIV. **Costos del plan de expansión**

<b>Caso: predominantemente térmico</b>	
<b>Criterio: Savage</b>	
<b>Costos del plan de expansión (MUS\$)</b>	
Inversión (MUS\$)	3 416,59
Operación (MUS\$)	2 497,62
Total (MUS\$)	5 914,21

Fuente: elaboración propia.

Del total de centrales tomadas como candidatas para este caso, algunas no fueron tomadas en cuenta en el cronograma de expansión, estas son:

Tabla LV. **Centrales descartadas**

<b>Centrales descartadas</b>	
<b>Nombre</b>	<b>Potencia (MW)</b>
CAR_06	46
HID_11	40
EOL_01	20
GAS_01	150
HID_01	7,23
HID_05	60
SOL_03	60
GEO_03	120
HID_06	50
HID_13	19

Fuente: elaboración propia.

Se determinó, según el criterio de Savage que para la optimización de este escenario la central HID\_14 ingresa en etapas al sistema, como está detallado en el cronograma.

Adicionalmente, se determinó que, para la optimización de este escenario, la central CAR\_11 sea instalada únicamente con el 94,7 por ciento de su capacidad total.

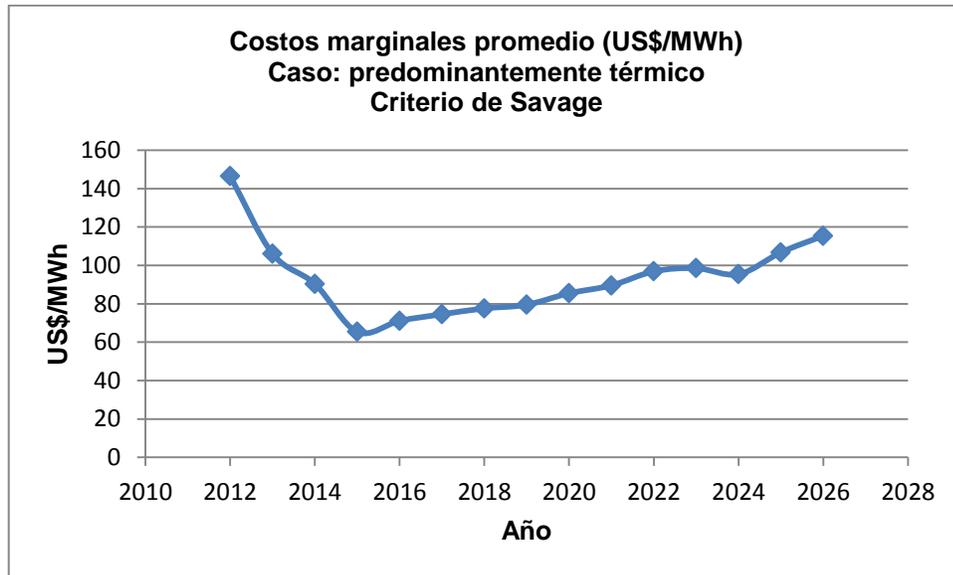
Para este caso y según este criterio, se determina el siguiente comportamiento de los costos marginales para cada año del estudio.

Tabla LVI. **Costos marginales promedio anuales**

<b>Caso: predominantemente térmico</b>	
<b>Criterio: Savage</b>	
<b>Año</b>	<b>Costos marginales promedio (US\$/MWh)</b>
2012	146,55
2013	106,12
2014	90,37
2015	65,4
2016	71,12
2017	74,55
2018	77,59
2019	79,52
2020	85,49
2021	89,56
2022	96,9
2023	98,53
2024	95,39
2025	106,79
2026	115,42

Fuente: elaboración propia.

Figura 6. Costo marginal para el período 2012-2026



Fuente: elaboración propia.

#### 4.2.3.2. Aplicación del criterio de Laplace para la obtención de cronogramas de instalación y costos operativos

Para la aplicación del criterio de Laplace al escenario predominantemente hidro, se procede de la misma manera que con el criterio de Savage para la aplicación de los modelos computacionales y se obtienen los siguientes resultados:

Tabla LVII. **Cronograma de expansión**

<b>Caso: predominantemente térmico</b>		
<b>Criterio: Laplace</b>		
<b>Cronograma de instalación</b>		
<b>Año instalación</b>	<b>Nombre</b>	<b>Potencia (MW)</b>
2012	Las Palmas II	71,126
2012	Trinidad Bloque 3	14,425
2012	Magdalena Bloque 6	54
2012	Palo Gordo	26,263
2012	Palo Viejo	87,2
2013	Manantiales	50
2013	Intecsa Bunker	3,046
2013	Genosa	17,7
2013	Intecsa Diesel	5,4
2014	CAR_02	45,5
2014	HID_12	36
2014	Jaguar	275
2014	CAR_08	54
2014	CAR_03	45
2014	CAR_04	16,5
2014	Renace II	107
2015	CAR_01	50
2015	CAR_05	50
2015	CAR_07 etapa 1	7,896
2015	Costa Sur	90
2016	HID_09	19
2017	CAR_06	46
2017	CAR_07 etapa 2	34,104
2018	GAS_01	150
2019	EOL_01	20
2019	Xacbal Delta	55
2020	HID_05	60
2021	HID_01	7,23
2024	GAS_02	30,69
2026	GDR	30

Fuente: elaboración propia.

Tabla LVIII. **Costos del plan de expansión**

<b>Caso: predominantemente térmico</b>	
<b>Criterio: Laplace</b>	
<b>Costos del plan de expansión (MUS\$)</b>	
Inversión (MUS\$)	3 705,28
Operación (MUS\$)	2 192,1
Total (MUS\$)	5 897,38

Fuente: elaboración propia.

Del total de centrales tomadas como candidatas para este caso, algunas no fueron tomadas en cuenta en el cronograma de expansión, estas son:

Tabla LIX. **Centrales descartadas**

<b>Centrales descartadas</b>	
<b>Nombre</b>	<b>Potencia (MW)</b>
HID_11	40
SOL_03	60
GEO_03	120
HID_06	50
HID_13	19

Fuente: elaboración propia.

Se determinó, según el criterio de Laplace que para la optimización de este escenario la central CAR\_11 ingresa en etapas al sistema, como está detallado en el cronograma.

Adicionalmente, se determinó que, para la optimización de este escenario, la central GAS\_02 sea instalada únicamente con el 27,9 por ciento de su capacidad total.

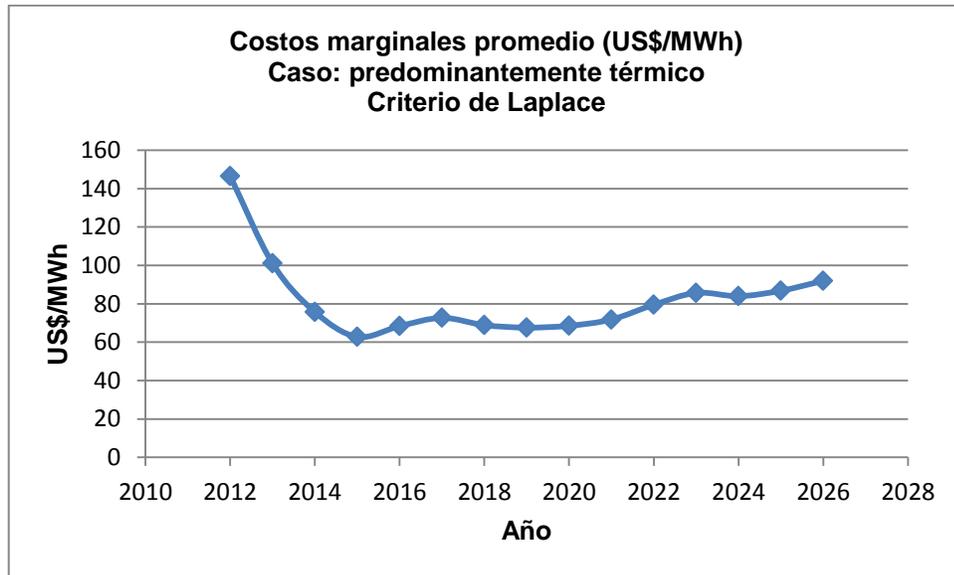
Para este caso y según este criterio, se determina el siguiente comportamiento de los costos marginales para cada año del estudio.

Tabla LX. **Costos marginales promedio anuales**

<b>Caso: predominantemente térmico</b>	
<b>Criterio: Laplace</b>	
<b>Año</b>	<b>Costos marginales promedio (US\$/MWh)</b>
2012	146,55
2013	101,05
2014	75,74
2015	62,8
2016	68,38
2017	72,68
2018	68,89
2019	67,62
2020	68,57
2021	71,82
2022	79,51
2023	85,7
2024	83,96
2025	86,82
2026	91,95

Fuente: elaboración propia.

Figura 7. Costo marginal para el período 2012-2026



Fuente: elaboración propia.

#### 4.3. Resultados de los planes de expansión

Una vez realizado el análisis de todos los escenarios de expansión, se presenta un resumen de cada uno de los planes de expansión, donde se detallan las principales características de cada uno de dichos planes.

Tabla LXI. Planes de expansión

Planes de expansión								
Caso	Escenario	Criterio de planificación	Potencia instalada (MW)	Costo de inversión (MUS\$)	Costo de operación (MUS\$)	Costo total (MUS\$)	Promedio costo marginal (US\$/MWh)	Costo marginal al final del período de estudio (US\$/MWh)
1	Matriz mixta	Savage	1 266,28	3 196,37	5 036,37	8 232,74	90,68	127,67
1	Matriz mixta	Laplace	1 878,81	4 268,98	3 860,72	8 129,7	84,56	96,18
2	Predominantemente hidro	Savage	1 739,18	4 124,65	3 575,67	7 700,32	82,88	107,87
2	Predominantemente hidro	Laplace	1 720,18	3 984,75	3 629,6	7 614,35	83,94	108,44
3	Predominantemente térmico	Savage	1 351,93	3 416,59	5 198,12	8 614,71	89,48	115,42
3	Predominantemente térmico	Laplace	1 558,08	3 705,28	3 636,6	7 341,88	77,54	91,95

Fuente: elaboración propia.

#### 4.4. Plan de expansión de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica

El plan de expansión de la comisión consta de 7 escenarios, cada uno con características de expansión distintas, diferenciados principalmente por las tecnologías primarias utilizadas. Estos escenarios son descritos a continuación.

Tabla LXII. Plan de expansión CNEE

No.	Escenario	Potencia (MW)	%Potencia con recursos renovables	%Potencia con recursos no renovables
1	Biomasa carbón	1 662	83	17
2	Gas natural	1 771	76	24
3	Sin geotérmicas	1 686	75	25
4	Todos los recursos	1 685	84	16
5	Exportaciones	1 805	85	15
6	Eficiencia energética	1 225	78	22
7	Tendencias y demanda alta	2 111	80	20

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

#### **4.4.1. Escenarios**

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica planteó diversos escenarios para la expansión del Sistema Nacional Interconectado. Los escenarios son mutuamente excluyentes y cada uno de ellos cuenta con características que los distinguen de los demás.

##### **4.4.1.1. Biomasa-carbón**

Se optimizan las centrales hidroeléctricas, bloques de generación que utilizan como combustible la combinación de carbón para la época de lluvia y la biomasa para la época seca, los bloques de solo carbón y los bloques de solo bunker con un escenario de demanda medio.

##### **4.4.1.2. Gas natural**

Se optimizan las centrales hidroeléctricas y bloques de generación candidatos que utilizan gas natural, carbón y bunker con un escenario de demanda medio.

##### **4.4.1.3. Sin geotérmicas**

Se optimizan todas las plantas o bloques de generación candidatos sin incluir la geotermia con un escenario de demanda medio. Cabe mencionar que el recurso geotérmico es el que tiene costos más elevados de instalación.

#### **4.4.1.4. Todos los recursos**

Se optimizan todas las centrales y bloques de generación candidatos, con un escenario de demanda medio y una demanda de exportación de 300 megavatios para el final del período de análisis, según los escenarios proyectados.

#### **4.4.1.5. Eficiencia energética**

Modifica el crecimiento de la demanda, producto de la aplicación de eficiencia energética y optimiza todos los recursos disponibles para la generación de energía eléctrica.

#### **4.4.1.6. Tendencias y demanda alta**

Se optimizan las plantas o bloques de generación candidatos, con un escenario de demanda alta (demanda media más proyectos industriales y el proyecto de electrificación) y una tendencia alta de precios de combustibles, según los escenarios proyectados.

#### **4.4.2. Centrales candidatas**

La CNEE plantea una serie de centrales candidatas para la expansión del SNI. Estas centrales serán las que conformen cada uno de los planes de expansión descritos en el inciso anterior.

Las centrales de generación con tecnologías renovables se presentan a continuación:

Tabla LXIII. Centrales candidatas de recursos renovables

Centrales de recursos renovables consideradas en el plan de expansión de la CNEE								
No.	Nombre	Potencia (MW)	Año mínimo de entrada en operación	Año máximo de entrada en operación	Inversión (MUS\$)	Combustible	Tecnología	Situación actual
1	Palo Viejo	84	2012	2013	240	Agua	Hidroeléctrica	En construcción
2	Geo I	100	2017	2026	350	Geotermia	Turbina de vapor	Candidata
3	Geo II	100	2017	2026	350	Geotermia	Turbina de vapor	Candidata
4	Geo III	100	2017	2026	350	Geotermia	Turbina de vapor	Candidata
5	Hidro-Altiv I	10	2013	2026	32	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
6	Hidro-Altiv II	19	2015	2026	61	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
7	Hidro-Altiv III	63	2017	2026	195	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
8	Hidro-Altiv IV	56	2015	2026	174	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
9	Hidro-Altiv V	60	2021	2026	186	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
10	Hidro-Altiv VI	26	2014	2026	83	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
11	Hidro-Altiv VII	21	2014	2026	64	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
12	Hidro-Altiv VIII	111	2022	2026	333	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
13	Hidro-Altiv IX	163	2015	2026	455	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
14	Hidro-Altiv X	25	2014	2026	80	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
15	Hidro-Altiv XI	67	2021	2026	208	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
16	Hidro-Altiv XII	181	2018	2026	597	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
17	Hidro-Bajiv I	32	2018	2026	104	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
18	Hidro-Bajiv II	78	2024	2026	234	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
19	Hidro-Chiq I	59	2023	2026	183	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
20	Hidro-Chiq II	57	2014	2026	177	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
21	Hidro-Chiq III	27	2020	2026	86	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
22	Hidro-Chiq IV	120	2017	2026	384	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
23	Hidro-Prog I	93	2023	2026	279	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
24	Hidro-Quic I	41	2016	2026	131	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
25	Hidro-Quic II	90	2016	2026	280	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
26	Hidro-Quic III	43	2018	2026	133	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
27	Hidro-Quic IV	57	2014	2026	176	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
28	Hidro-Quic V	36	2020	2026	115	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
29	Hidro-Quic VI	140	2017	2026	448	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
30	Hidro-Quic VII	90	2015	2026	270	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
31	Hidro-Escu I	28	2017	2026	90	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
32	Hidro-Guat I	50	2017	2026	150	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
33	Hidro-Hueh I	198	2017	2026	574	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
34	Hidro-Hueh II	114	2018	2026	342	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
35	Hidro-Hueh III	23	2014	2026	74	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
36	Hidro-Hueh IV	152	2022	2026	486	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
37	Hidro-Hueh V	74	2024	2026	229	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
38	Hidro-Izab I	10	2021	2026	33	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
39	Hidro-Quet I	35	2017	2026	114	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
40	Hidro-Quet II	35	2012	2026	112	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
41	Hidro-Reta I	25	2020	2026	80	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
42	Hidro-Snma I	17	2017	2026	51	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
43	Hidro-Snma II	31	2018	2026	100	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
44	Hidro-Snma III	98	2023	2026	294	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
45	Hidro-Snma IV	75	2020	2026	233	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
46	Hidro-Snma V	46	2016	2026	137	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
47	Hidro-Snma VI	150	2019	2026	480	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
48	Hidro-Snma VII	40	2018	2026	128	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
49	Hidro-Snro I	84	2022	2026	252	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
50	Hidro-Zacp I	32	2015	2026	99	Agua	Hidroeléctrica	Candidata
51	Eol-01	51	2015	2026	112	Viento	Aerogenerador	Candidata

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Tabla LXIV. **Centrales candidatas termoeléctricas**

Centrales termoeléctricas consideradas en el plan de expansión de la CNEE								
No.	Nombre	Potencia (MW)	Año mínimo de entrada en operación	Año máximo de entrada en operación	Inversión (MUS\$)	Combustible	Tecnología	Situación actual
1	Jaguar	300	2013	2014	700	Carbón	Turbina de vapor	En construcción
2	Bunker I	205	2015	2026	246	Bunker	Motor reciprocante	Candidata
3	Bunker II	205	2015	2026	205	Bunker	Motor reciprocante	Candidata
4	Carbón I	300	2015	2026	720	Carbón	Turbina de vapor	Candidata
5	Carbón II	300	2015	2026	780	Carbón	Turbina de vapor	Candidata
6	Gas Natural I	150	2015	2026	263	Gas Natural	Turbina de gas	Candidata
7	Gas Natural II	111	2015	2026	194	Gas Natural	Turbina de gas	Candidata
8	Gas Natural III	111	2015	2026	194	Gas Natural	Turbina de gas	Candidata
9	Gas Natural IV	111	2015	2026	194	Gas Natural	Turbina de gas	Candidata
10	Híbrido I	100	2014	2026	230	Biomasa - Carbón	Turbina de vapor	Candidata
11	Híbrido II	100	2014	2026	230	Biomasa - Carbón	Turbina de vapor	Candidata
12	Híbrido III	100	2015	2026	250	Biomasa - Carbón	Turbina de vapor	Candidata

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

#### 4.4.3. Consideraciones generales

Al igual que para los planes de expansión presentados en este trabajo, los planes de expansión de la CNEE cuentan con una serie de consideraciones generales que forman un escenario base. Estas condiciones son descritas a continuación.

##### 4.4.3.1. Escenarios de demanda

La CNEE plantea 3 escenarios de demanda, calculados mediante un modelo autorregresivo de media móvil. Dichos escenarios servirán como base para los planes de expansión.

Los escenarios de demanda se presentan a continuación:

Tabla LXV. Escenarios de demanda

Escenario medio			Escenario medio + PI + PER			Escenario de eficiencia energética		
Año	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Año	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Año	Energía (GWh)	Potencia (MW)
2011	8 424	1 534	2011	8 424	1 534	2011	8 424	1 534
2012	8 797	1 597	2012	8 797	1 597	2012	8 729	1 589
2013	9 210	1 666	2013	9 734	1 741	2013	9 036	1 646
2014	9 642	1 742	2014	10 822	1 906	2014	9 351	1 708
2015	10 109	1 823	2015	11 419	2 017	2015	9 690	1 775
2016	10 588	1 906	2016	11 948	2 112	2016	10 022	1 842
2017	11 080	1 992	2017	13 147	2 284	2017	10 356	1 909
2018	11 569	2 076	2018	13 686	2 380	2018	10 770	1 985
2019	12 071	2 163	2019	14 238	2 478	2019	11 195	2 063
2020	12 572	2 249	2020	14 789	2 576	2020	11 613	2 140
2021	13 064	2 334	2021	16 338	2 786	2021	12 013	2 214
2022	13 570	2 420	2022	16 898	2 885	2022	12 423	2 290
2023	14 092	2 510	2023	17 474	2 987	2023	12 861	2 369
2024	14 620	2 600	2024	18 055	3 089	2024	13 296	2 448
2025	15 164	2 692	2025	18 653	3 194	2025	13 740	2 530
2026	15 713	2 785	2026	19 255	3 299	2026	14 191	2 612

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Para el segundo escenario, PI se refiere a los proyectos industriales y PER se refiere al Plan de Electrificación Rural. Ambos representan un aumento en la demanda, visible a partir del año 2013.

#### 4.4.3.2. Costos del déficit

El costo de la energía no suministrada (CENS), es un valor que representa el valor operativo del déficit en la generación de energía eléctrica. Dicho costo estará distribuido, para los planes de expansión planteados por la CNEE, como se muestra a continuación.

Tabla LXVI. Costo del déficit

Escalones de reducción de demanda	Escalones de costo de falla (US\$/MWh)
0%<RD<2%	675
RD>2%	2 250

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

#### 4.4.3.3. Cronogramas de expansión

Después del análisis realizado por la CNEE de cada uno de los escenarios planteados y con las centrales candidatas, térmicas y de recursos renovables se presentan los siguientes cronogramas de expansión:

Tabla LXVII. **Cronograma de expansión: biomasa-carbón**

<b>Escenario: biomasa-carbón</b>		
<b>Cronograma de expansión</b>		
<b>Año</b>	<b>Central</b>	<b>Potencia (MW)</b>
2012	Palo Viejo	84
2013	Jaguar	300
2015	Hibrido I	100
2017	Hidro-Escu I	28
2018	Hidro-Snma I	17
2018	Hidro-Snma II	31
2018	Hidro-Snma VII	40
2018	Hibrido III	100
2018	Hidro-Quic III	43
2019	Hidro-Altv III	63
2020	Hidro-Snma IV	75
2020	Hidro-Quic V	36
2020	Hidro-Altv II	19
2022	Hidro-Altv VIII	111
2022	Hidro-Snro I	84
2023	Hidro-Chiq I	59
2023	Hidro-Hueh I	198
2024	Hidro-Reta I	25
2024	Hidro-Snma III	98
2025	Hidro-Chiq III	27
2026	Hidro-Hueh II	114
2026	Hidro-Quet I	35

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Tabla LXVIII. **Cronograma de expansión: gas natural**

<b>Escenario: gas natural</b>		
<b>Cronograma de expansión</b>		
<b>Año</b>	<b>Central</b>	<b>Potencia (MW)</b>
2012	Palo Viejo	84
2013	Jaguar	300
2014	Hidro-Altiv X	25
2014	Hidro-Hueh III	23
2015	Hidro-Altiv IV	56
2015	Gas Natural I	111
2016	Hidro-Zacp I	32
2017	Hidro-Guat I	50
2018	Hidro-Quic III	43
2018	Hidro-Snma II	31
2018	Hidro-Snma VII	40
2020	Hidro-Hueh II	114
2020	Hidro-Snma IV	75
2021	Hidro-Chiq IV	120
2022	Hidro-Escu I	28
2022	Hidro-Snro I	84
2023	Hidro-Altiv IX	163
2023	Hidro-Quic VII	90
2024	Hidro-Chiq I	59
2024	Hidro-Quic IV	57
2026	Hidro-Hueh IV	152
2026	Hidro-Snma III	98

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Tabla LXIX. **Cronograma de expansión: sin geotérmicas**

<b>Escenario: sin geotérmicas</b>		
<b>Cronograma de expansión</b>		
<b>Año</b>	<b>Central</b>	<b>Potencia (MW)</b>
2012	Palo Viejo	84
2013	Jaguar	300
2014	Hidro-Quic IV	57
2014	Hidro-Altiv VI	26
2015	Hidro-Altiv VII	21
2015	Hidro-Altiv IV	56
2015	Gas Natural I	111
2016	Hidro-Quic II	90
2017	Hidro-Guat I	50
2026	Híbrido III	100
2018	Híbrido II	100
2018	Hidro-Hueh II	114
2020	Hidro-Snma IV	75
2021	Hidro-Quic V	36
2021	Hidro-Chiq III	27
2025	Hidro-Chiq IV	120
2021	Hidro-Altiv IX	163
2022	Hidro-Snro I	84
2023	Hidro-Chiq I	59

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Tabla LXX. **Cronograma de expansión: todos los recursos**

<b>Escenario: todos los recursos</b>		
<b>Cronograma de expansión</b>		
<b>Año</b>	<b>Central</b>	<b>Potencia (MW)</b>
2012	Palo Viejo	84
2013	Jaguar	300
2012	Hidro-Quet II	35
2025	Hidro-Altiv VII	21
2015	Hidro-Altiv IV	56
2017	Geo III	100
2017	Geo I	100
2017	Geo II	100
2024	Hidro-Escu I	28
2023	Hidro-Guat I	50
2017	Hidro-Snma I	17
2018	Hidro-Snma VII	40
2020	Hidro-Reta I	25
2021	Hidro-Izab I	10
2022	Hidro-Hueh I	198
2025	Hidro-Altiv VIII	111
2022	Hidro-Snma VI	150
2025	Hidro-Chiq I	59
2024	Hidro-Hueh V	74
2025	Hidro-Hueh IV	152

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Tabla LXXI. **Cronograma de expansión: exportaciones**

<b>Escenario: exportaciones</b>		
<b>Cronograma de expansión</b>		
<b>Año</b>	<b>Central</b>	<b>Potencia (MW)</b>
2012	Palo Viejo	84
2013	Jaguar	300
2013	Hidro-Altv I	10
2014	Hidro-Hueh III	23
2015	Hidro-Altv IV	56
2016	Hidro-Quic II	90
2017	Geo III	100
2017	Geo I	100
2017	Geo II	100
2018	Hidro-Guat I	50
2018	Hidro-Snma VII	40
2023	Hidro-Hueh II	114
2018	Hidro-Altv III	63
2019	Hidro-Quet I	35
2021	Hidro-Quic V	36
2021	Hidro-Hueh I	198
2022	Hidro-Snro I	84
2024	Hidro-Snma VI	150
2023	Hidro-Chiq I	59
2025	Hidro-Bajv II	78
2025	Hidro-Altv V	60

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Tabla LXXII. **Cronograma de expansión: eficiencia energética**

<b>Escenario: eficiencia energética</b>		
<b>Cronograma de expansión</b>		
<b>Año</b>	<b>Central</b>	<b>Potencia (MW)</b>
2012	Palo Viejo	84
2013	Jaguar	300
2019	Hidro-Quet II	35
2014	Hidro-Altiv VII	21
2026	Hidro-Altiv IV	56
2015	Hidro-Zacp I	32
2018	Geo III	100
2018	Geo II	100
2018	Geo I	100
2017	Hidro-Guat I	50
2020	Hidro-Quic III	43
2018	Hidro-Bajv I	32
2019	Hidro-Quic I	41
2020	Hidro-Snma IV	75
2021	Hidro-Chiq III	27
2021	Hidro-Izab I	10
2023	Hidro-Snma III	98
2026	Hidro-Snma V	46

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Tabla LXXIII.

**Cronograma de expansión: tendencias y demanda alta**

<b>Escenario: tendencias y demanda alta</b>		
<b>Cronograma de expansión</b>		
<b>Año</b>	<b>Central</b>	<b>Potencia (MW)</b>
2012	Palo Viejo	84
2013	Jaguar	300
2014	Hidro-Quic IV	57
2023	Hidro-Altiv VI	26
2021	Híbrido I	100
2015	Hidro-Altiv IV	56
2015	Gas Natural I	111
2026	Hidro-Zacp I	32
2015	Hidro-Quic VII	90
2019	Hidro-Quic II	90
2017	Geo III	100
2017	Geo I	100
2017	Geo II	100
2018	Hidro-Escu I	28
2018	Hidro-Snma II	31
2021	Hidro-Quic III	43
2021	Hidro-Bajv I	32
2022	Hidro-Snma IV	75
2020	Hidro-Chiq III	27
2022	Hidro-Izab I	10
2025	Hidro-Altiv IX	163
2022	Hidro-Snro I	84
2024	Hidro-Snma VI	150
2023	Hidro-Altiv XI	67
2025	Hidro-Quic VI	140

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Tabla LXXIV. **Cuadro comparativo de los escenarios de la CNEE**

Cuadro comparativo CNEE						
No	Escenario	Potencia instalada (MW)	Costo de inversión (MUS \$)	Costo de operación promedio (MUS \$)	Costo total (MUS \$)	Promedio del costo carginal (US/MWh)
1	Biomasa carbón	1687	4 889	1 307,6	6 196,6	85,5
2	Gas natural	1835	5 306	1 471,2	6 777,2	79,6
3	Sin geotérmicas	1673	4 640	1 591,1	6 231,1	76,6
4	Todos los recursos	1710	5 157	872,6	6 029,6	77,6
5	Exportaciones	1830	5 503	1 644,5	7 147,5	78,2
6	Eficiencia energética	1250	3 740	859,5	4 599,5	76,6
7	Tendencias y demanda alta	2096	6 187	1 707,1	7 894,1	93,9

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

#### **4.5. Análisis comparativo de los planes de expansión**

La comparación entre los planes de expansión de este trabajo de investigación y los presentados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se realiza por medio de parámetros técnicos y económicos, presentados a continuación.

##### **4.5.1. Análisis técnico**

Se presenta un análisis cuantitativo de cada uno de los escenarios, tomando en cuenta el total de centrales generadoras instaladas, la potencia total instalada y el porcentaje de potencia instalada con recursos renovables y no renovables.

Tabla LXXV. **Análisis técnico de los planes de expansión**

Análisis técnico de los planes de expansión					
Escenario	Criterio de planificación	Cantidad de plantas	Potencia (MW)	%Potencia con recursos renovables	%Potencia con recursos no renovables
Matrix mixta	Savage	22	1 266,286	26	74
Matrix mixta	Laplace	32	1 878,81	47	53
Predominantemente hidro	Savage	31	1 739,18	62	38
Predominantemente hidro	Laplace	30	1 720,18	61	39
Predominantemente térmico	Savage	24	1 351,934	28	72
Predominantemente térmico	Laplace	29	1 558,08	30	70
Biomasa carbón	CNEE	22	1 687	83	17
Gas natural	CNEE	22	1 835	76	24
Sin geotérmicas	CNEE	19	1 673	75	25
Todos los recursos	CNEE	20	1 710	84	16
Exportaciones	CNEE	21	1 830	85	15
Eficiencia energética	CNEE	18	1 250	78	22
Tendencias y demanda alta	CNEE	25	2096	80	20

Fuente: elaboración propia.

#### 4.5.2. Análisis económico

Los costos de inversión, operativos y marginales de cada uno de los planes forman parte del análisis económico realizado para estos planes. La factibilidad de realización de cualquiera de estos planes pasa por los resultados económicos y su viabilidad. Dichos resultados se muestran a continuación.

Tabla LXXVI. **Análisis económico de los planes de expansión**

Análisis económico de los planes de expansión					
Escenario	Criterio de planificación	Costo de inversión (MUS\$)	Costo de operación promedio (MUS\$)	Costo Total (MUS\$)	Promedio del Costo Marginal (US\$/MWh)
Matrix mixta	Savage	3196,37	5036,37	8232,74	90,68
Matrix mixta	Laplace	4268,98	3860,72	8129,7	84,56
Predominantemente hidro	Savage	4124,65	3575,67	7700,32	82,88
Predominantemente hidro	Laplace	3984,75	3629,6	7614,35	83,94
Predominantemente térmico	Savage	3416,59	5198,12	8614,71	89,48
Predominantemente térmico	Laplace	3705,28	3636,6	7341,88	77,54
Biomasa carbón	CNEE	4889	1307,64	6196,64	85,5
Gas natural	CNEE	5306	1471,17	6777,17	79,6
Sin geotérmicas	CNEE	4640	1591,11	6231,11	76,6
Todos los recursos	CNEE	5157	872,56	6029,56	77,6
Exportaciones	CNEE	5503	1644,46	7147,46	78,2
Eficiencia energética	CNEE	3740	859,49	4599,49	76,6
Tendencias y demanda alta	CNEE	6187	1707,1	7894,1	93,9

Fuente: elaboración propia.

Los costos de inversión se refieren al costo total de la instalación de las centrales generadoras, según el cronograma de expansión de cada caso.

Los costos de operación promedio se refieren al costo de la operación del sistema completo, incluyendo las centrales generadoras anteriores a cada uno de los planes de expansión y las centrales generadoras nuevas.

El promedio del costo marginal es el costo de la unidad generadora más cara encendida, en promedio, para los años de estudio.

#### **4.6. Interpretación de resultados**

Se analiza ahora cada uno de los resultados presentados en este trabajo, donde a partir de los cuadros mostrados al principio de este capítulo, para cada escenario, se realiza una interpretación.

##### **4.6.1. Matriz mixta, criterio de Savage**

La evaluación del escenario matriz mixta bajo el criterio de Savage cuenta con la matriz de expansión más pequeña de las realizadas en estos planes. Al ser instalados 1 266 megavatios en este cronograma, es el que cuenta con los menores costos de inversión de todas las evaluaciones realizadas.

Cuenta con el segundo costo de operación más elevado, solo superado por el escenario predominantemente térmico evaluado bajo el criterio de Laplace.

Finalmente, los segundos costos totales más elevados, superados únicamente por el escenario predominantemente térmico evaluado bajo el criterio de Laplace.

La minimización del máximo arrepentimiento para este caso se alcanza obteniendo un sistema con un balance entre generación hidroeléctrica y termoeléctrica, lo cual brinda al Sistema un respaldo térmico al recurso hídrico, que puede sufrir variaciones impredecibles según los cambios climáticos. De igual manera, el recurso hídrico sirve como respaldo a cambios igualmente impredecibles en los precios de los combustibles.

El cronograma de expansión cuenta con 22 centrales de generación, que representan un total de 1 266 megavatios, compuestos de la siguiente forma:

- 5 centrales hidroeléctricas, que representan un total de 329,2 megavatios.
- 13 centrales cuyo combustible primario es el carbón, para un total de 813,44 megavatios.
- 2 centrales cuyo combustible primario es el bunker, para un total de 20,75 megavatios.
- 1 central de cuyo combustible primario es el diésel, para un total de 5,4 megavatios.
- 1 central cuyo combustible primario es el gas natural, para un total de 97,5 megavatios.

Para el período de estudio, el Sistema Nacional Interconectado contará con la generación de energía de 164 384 gigavatios-hora, distribuidos de la siguiente manera:

- 83 400 gigavatios-hora de generación con recursos renovables.
- 80 984 gigavatios-hora de generación con recursos no renovables.

Esto es, el 50,13 por ciento de la energía proyectada proviene de generación hidroeléctrica mientras que el 49,26 por ciento proviene de la generación termoeléctrica.

El Sistema Nacional Interconectado posee un balance entre generación térmica e hidroeléctrica para el período, razón por cual la los costos marginales promedio para esta evaluación son los más elevados en comparación con las demás evaluaciones de los escenarios.

#### **4.6.2. Matriz mixta, criterio de Laplace**

La evaluación del escenario matriz mixta bajo el criterio de Laplace cuenta con la matriz de expansión más grande de las realizadas en estos planes. Los 1 878 megavatios instalados en el cronograma de esta evaluación hacen que su costo de inversión sea el más elevado de todas las evaluaciones realizadas en este trabajo.

Sin embargo, se puede observar que debido a la instalación de varias centrales de generación hidroeléctrica, el costo operativo del SNI para los años de estudio se ve reducido, en comparación del mismo escenario, evaluado bajo el criterio de Savage.

El mínimo costo total encontrado según el criterio de Laplace para este escenario, se da con la mayoría del energía generada, más de 56 por ciento, proveniente de recursos renovables. Esto implica costos de instalación relativamente elevados, pero costos de operación relativamente bajos. El sistema cuenta con un respaldo térmico grande, cerca del 44 por ciento, para complementar la generación por medio de recursos renovables.

El cronograma de expansión cuenta con 32 centrales de generación, que representan un total de 1878,1 megavatios, compuestos de la siguiente forma:

- 14 centrales hidroeléctricas, para un total de 826,85 megavatios.
- 14 centrales cuyo combustible primario es el carbón, para un total de 825,814 megavatios.
- 2 centrales cuyo combustible primario es el bunker, para un total de 20,746 megavatios.
- 1 central de cuyo combustible primario es el diésel, para un total de 5,4 megavatios.
- 1 central cuyo combustible primario es el gas natural, para un total de 150 megavatios.
- 1 central cuyo geotérmica, para un total de 15 megavatios.
- 1 central eólica para un total de 20 megavatios.
- 1 central solar, para un total de 15 megavatios.

Para el período de estudio, el Sistema Nacional Interconectado contará con la generación de energía de 164 384 gigavatios-hora, distribuidos de la siguiente manera:

- 93 615 gigavatios-hora de generación con recursos renovables.
- 70 769 gigavatios-hora de generación con recursos no renovables.

Esto es, el 56,95 por ciento de generación proviene de recursos renovables y el 43,05 por ciento de recursos no renovables.

El sistema conserva un balance entre generación con recursos renovables y generación con recursos no renovables.

#### **4.6.3. Comparación de criterios en el escenario matriz mixta**

En el escenario matriz mixta es donde más fácilmente se aprecia el impacto de la selección de criterios, tanto en los cronogramas de expansión como en los costos operativos y de inversión.

En ambos escenarios, se genera la misma energía para todo el Sistema Nacional Interconectado para el período de estudio. Sin embargo, existe una leve diferencia en el balance entre generación mediante recursos renovables y no renovables. Esto debido a que para la evaluación del escenario bajo el criterio de Savage, se obtiene una seguridad de suministro a través de la instalación de centrales termoeléctricas, lo que aumenta los costos de operación del sistema.

Mientras tanto, la evaluación del criterio de Laplace, dice que el mínimo costo total se obtiene instalando más centrales de generación hidroeléctrica,

aumentando los costos de inversión pero disminuyendo los costos de operación.

#### **4.6.4. Predominantemente hidro, criterio de Savage**

Este escenario tiene una tendencia que obliga a que la mayoría de la generación de la matriz de expansión sea de carácter hidroeléctrico. Por lo tanto, la evaluación del mismo bajo el criterio de Savage presentará que la mayoría de centrales a implementar sean hidroeléctricas.

Esta evaluación cuenta con el segundo costo de inversión más elevado, superado por el escenario matriz mixta, evaluado con el criterio de Laplace, debido principalmente a la potencia instalada en cada uno de los escenarios mencionados.

Los costos operativos para esta evaluación son los menores de todas las evaluaciones, pero como se mencionó anteriormente, esto es debido a que el escenario cuenta mayoritariamente con centrales de generación hidroeléctrica.

Las centrales hidroeléctricas instaladas, cuentan con el respaldo de las centrales de generación térmica existente, para el balance de generación presentado posteriormente en este apartado.

El cronograma de expansión cuenta con 31 centrales de generación, que representan un total de 1 739,18 megavatios, compuestos de la siguiente forma:

- 18 centrales hidroeléctricas, para un total de 987,22 megavatios.

- 6 centrales cuyo combustible primario es el carbón, para un total de 530,81 megavatios.
- 2 centrales cuyo combustible primario es el bunker, para un total de 20,75 megavatios.
- 1 central de cuyo combustible primario es el diésel, para un total de 5.4 megavatios.
- 1 central cuyo combustible primario es el gas natural, para un total de 110 megavatios.
- 1 central cuyo geotérmica, para un total de 50 megavatios.
- 1 central eólica para un total de 20 megavatios.
- 1 central solar, para un total de 15 megavatios.

Para el período de estudio, el Sistema Nacional Interconectado contará con la generación de energía de 164 384 gigavatios-hora, distribuidos de la siguiente manera:

- 103500 gigavatios-hora de generación con recursos renovables.
- 60884 gigavatios-hora de generación con recursos no renovables.

Esto es, el 62,96 por ciento de generación proviene de recursos renovables y 37,04 por ciento de recursos no renovables.

#### **4.6.5. Predominantemente hidro, criterio de Laplace**

Este escenario evaluado bajo el criterio de Laplace cuenta con el tercer costo de inversión más elevado y debido a la presencia de centrales de generación hidroeléctrica, cuenta con el tercer costo operativo más bajo.

El mínimo costo total se obtiene mediante la instalación de menos centrales que con la evaluación del mismo escenario bajo el criterio de Savage, aumentando un poco los costos de operación.

Las centrales hidroeléctricas instaladas, cuentan con el respaldo de las centrales de generación térmica existente, para el balance de generación presentado posteriormente en este apartado.

El cronograma de expansión cuenta con 31 centrales de generación, que representan un total de 1 720,18 megavatios, compuestos de la siguiente forma:

- 17 centrales hidroeléctricas, para un total de 968,22 megavatios.
- 6 centrales cuyo combustible primario es el carbón, para un total de 530,814 megavatios.
- 2 centrales cuyo combustible primario es el bunker, para un total de 20,746 megavatios.
- 1 central de cuyo combustible primario es el diésel, para un total de 5,4 megavatios.

- 1 central cuyo combustible primario es el gas natural, para un total de 110 megavatios.
- 1 central cuyo geotérmica, para un total de 50 megavatios.
- 1 central eólica para un total de 20 megavatios.
- 1 central solar, para un total de 15 megavatios.

Para el período de estudio, el Sistema Nacional Interconectado contará con la generación de energía de 164 384 gigavatios-hora, distribuidos de la siguiente manera:

- 104 805 gigavatios-hora de generación con recursos renovables.
- 59 579 gigavatios-hora de generación con recursos no renovables.

Esto es, el 63,76 por ciento de generación proviene de recursos renovables y 36,24 por ciento de recursos no renovables.

#### **4.6.5.1. Comparación de criterios**

La evaluación de este escenario bajo ambos criterios resulta muy similar debido a la tendencia del propio escenario, hacia centrales de generación hidroeléctrica.

En lo referente a costos totales, la diferencia entre cada una de las evaluaciones es menor al 2 por ciento. Sin embargo, es importante mencionar que la evaluación bajo el criterio de Laplace obtiene un costo de inversión y de operación menor que la evaluación bajo el criterio de Savage.

Este hecho se ve compensado en los costos de inversión, donde la evaluación bajo el criterio de Savage tiene un costo de operación menor a la evaluación hecha mediante el criterio de Laplace. Sin embargo, el mínimo costo total se obtiene en la evaluación bajo el criterio de Laplace.

Para ambas evaluaciones, el Sistema Nacional Interconectado cuenta con el respaldo térmico de algunas centrales consideradas en el cronograma y las centrales termoeléctricas existentes.

#### **4.6.6. Predominantemente térmico, criterio de Savage**

El escenario predominantemente térmico, evaluado bajo el criterio de Savage, resulta en el costo operativo más elevado de todas las evaluaciones realizadas debido a la composición mayoritariamente térmica de su matriz de expansión.

Esta evaluación indica que la minimización del máximo arrepentimiento se encuentra cuando se instalan centrales de generación termoeléctrica, lo que abarata los costos de inversión, pero encarece los costos de operación. Sin embargo, el sistema cuenta con el respaldo de centrales que dependen de combustibles fósiles. El respaldo hidroeléctrico para este escenario, es brindado por las centrales existentes de este tipo y algunas centrales instaladas según el cronograma.

El cronograma de expansión cuenta con 24 centrales de generación, que representan un total de 1 351,934 megavatios, compuestos de la siguiente forma:

- 7 centrales hidroeléctricas, para un total de 348,2 megavatios.

- 13 centrales cuyo combustible primario es el carbón, para un total de 831,588 megavatios.
- 2 centrales cuyo combustible primario es el bunker, para un total de 20,746 megavatios.
- 1 central de cuyo combustible primario es el diésel, para un total de 5,4 megavatios.
- 1 central cuyo combustible primario es el gas natural, para un total de 110 megavatios.

Para el período de estudio, el Sistema Nacional Interconectado contará con la generación de energía de 164 384 gigavatios-hora, distribuidos de la siguiente manera:

- 8 1246,7 gigavatios-hora de generación con recursos renovables.
- 8 3137,3 gigavatios-hora de generación con recursos no renovables.

Esto es, el 49,42 por ciento de generación proviene de recursos renovables y 50,58 por ciento de recursos no renovables.

#### **4.6.7. Predominantemente térmico, criterio de Laplace**

El escenario predominantemente térmico, evaluado bajo el criterio de Laplace, resulta en el costo total más bajo de todas las evaluaciones realizadas debido a la composición mayoritariamente térmica de su matriz de expansión.

El mínimo costo total promedio alcanzado en esta evaluación, es, a la vez, el costo promedio mínimo de todas las evaluaciones en este trabajo, esto debido a que la matriz de expansión se compone generalmente de centrales de generación termoeléctricas, cuyo costo de inversión es relativamente bajo. En cuanto a los costos de operación, los mismos se ven amortizados parcialmente por algunas centrales hidroeléctricas incluidas en la matriz de expansión y por las centrales hidroeléctricas existentes.

El cronograma de expansión cuenta con 29 centrales de generación, que representan un total de 1 558,09 megavatios, compuestos de la siguiente forma:

- 9 centrales hidroeléctricas, para un total de 451,43 megavatios.
- 14 centrales cuyo combustible primario es el carbón, para un total de 879,81 megavatios
- 2 centrales cuyo combustible primario es el bunker, para un total de 20,75 megavatios.
- 1 central de cuyo combustible primario es el diésel, para un total de 5,4 megavatios.
- 2 centrales cuyo combustible primario es el gas natural, para un total de 180,69 megavatios.
- 1 central eólica para un total de 20 megavatios.

Para el período de estudio, el Sistema Nacional Interconectado contará con la generación de energía de 164 384 gigavatios-hora, distribuidos de la siguiente manera:

- 80 971,48 gigavatios-hora de generación con recursos renovables.
- 83 412,52 gigavatios-hora de generación con recursos no renovables.

Esto es, el 49,56 por ciento de generación proviene de recursos renovables y 50,74 por ciento de recursos no renovables.

#### **4.6.7.1. Comparación de criterios**

Al tener una tendencia marcada hacia la generación termoeléctrica, la evaluación del escenario bajo ambos criterios, resulta muy similar, la diferencia entre los costos totales es menor al 2 por ciento.

La evaluación de este escenario bajo el criterio de Savage tiene unos costos operativos muchos mayores a los obtenidos por la evaluación bajo el criterio de Laplace. Esto indica que el Sistema, en la evaluación bajo el criterio de Savage, cuenta con más generación termoeléctrica y es más dependiente de combustibles fósiles.

Mientras tanto, el escenario evaluado bajo el criterio de Laplace, muestra que los costos de instalación, siendo un poco mayores a los del caso evaluado bajo el criterio de Savage, da como resultado unos costos operativos considerablemente más bajos, para un sistema cuya generación hidroeléctrica la obtiene de algunas centrales hidroeléctricas nuevas y la matriz de generación hídrica existente en el momento del estudio.

#### **4.6.8. Comparación de todos los escenarios**

Los escenarios predominantemente hidro y predominantemente térmico muestran tendencias marcadas hacia la generación hidroeléctrica y termoeléctrica, respectivamente.

Se puede observar, entonces, que los costos operativos son menores para las evaluaciones del escenario predominantemente hidro, mientras que los costos de inversión son menores en el escenario predominantemente térmico. Esto ocurre porque la matriz de generación del Sistema Nacional Interconectado para el escenario predominantemente hidro, está compuesta de generación con recursos renovables, cuyos costos de instalación son más elevados, pero los costos de operación se ven reducidos. Caso contrario ocurre con el escenario predominantemente térmico, donde los costos de inversión son bajos, pero los costos de operación, que dependen del precio de los combustibles, son elevados.

El escenario matriz mixta, evaluado bajo el criterio de Savage, muestra una tendencia parecida al escenario predominantemente térmico, donde el sistema asegura el suministro energético mediante el uso de centrales térmicas de generación y el uso de combustibles fósiles.

El escenario matriz mixta, evaluado bajo el criterio de Laplace, muestra una tendencia parecida al escenario predominantemente hidro, donde el sistema obtiene los costos promedio más bajos al utilizar centrales con un alto costo de inversión, pero que representan un bajo costo de operación para el sistema.

#### **4.6.9. Escenario óptimo**

El escenario óptimo de expansión, al ser evaluado bajo dos criterios distintos, tiene dos posibles opciones. El escenario óptimo será el que tenga un menor costo total. A continuación, la evaluación de cada una de estas opciones.

##### **4.6.9.1. Escenario óptimo según criterio de Savage**

Según la evaluación bajo el criterio de Savage, el escenario más económico es el predominantemente hidro, seguido de matriz mixta.

Para el primero, los costos operativos son relativamente bajos, mientras que los costos de instalación son relativamente altos. Esto se debe a que en el escenario predominantemente hidro, la matriz de expansión se compone principalmente de centrales generadoras hidroeléctricas, lo que encarece los costos de inversión, pero abarata los costos de operación. Mientras tanto, en el escenario matriz mixta, la matriz de expansión se compone principalmente de centrales generadoras termoeléctricas, lo que disminuye los costos de inversión pero encarece los costos de operación.

En el escenario matriz mixta, el mínimo arrepentimiento tiene una tendencia hacia una matriz de expansión predominantemente térmica, pues de esta manera se logra asegurar el suministro de energía eléctrica mediante el respaldo de centrales de generación con combustibles fósiles, que no dependen de cambios impredecibles en las condiciones climáticas.

En el escenario predominantemente hidro, la matriz de expansión tiende a ser mayoritariamente hidroeléctrica, esto debido a la naturaleza del escenario.

La diferencia entre estos escenarios es menor al 7 por ciento, por lo que se ha determinado que, bajo este criterio, el escenario de expansión más adecuado es el escenario matriz mixta, pues las centrales de generación termoeléctricas brindan seguridad a un sistema que, de lo contrario, dependería de condiciones climáticas favorables todos los años de estudio, para mantener los costos operativos en un valor relativamente bajo.

#### **4.6.9.2. Escenario óptimo según criterio de Laplace**

Según la evaluación bajo el criterio de Laplace, el escenario más económico es el predominantemente térmico, seguido del predominantemente hidro.

La diferencia en los costos de estos escenarios es más notoria en los costos de inversión, esto debido principalmente al costo de instalación de las centrales hidroeléctricas, que incrementa considerablemente el costo del escenario predominantemente hidro, mientras que en el escenario predominantemente térmico, la instalación mayoritaria de centrales termoeléctricas reduce los costos de inversión.

Es importante mencionar que la dependencia de factores externos al país, como lo son los combustibles fósiles, es más marcada en el escenario predominantemente térmico. La implementación de este plan de expansión como política energética tendría el inconveniente que el país estaría sujeto a variaciones impredecibles en los precios del combustible, lo cual podría aumentar considerablemente los costos de operación del plan.

Por las razones expuestas anteriormente, se consideró que el mejor plan de expansión se obtiene con el escenario predominantemente hidro. Aunque los

costos de inversión son altos, los costos de operación se reducen considerablemente, haciendo que el costo total del plan sea el menor de todos los costos obtenidos en este trabajo. Aunque exista el riesgo de un cambio climático impredecible que modifique los costos de operación en este plan, el país dependería principalmente de los recursos naturales del mismo, siendo esta una ventaja en comparación con los demás planes.

#### **4.6.10. Comparación con los planes de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica**

La comparación entre los planes realizados en este trabajo y los de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica puede realizarse de manera cualitativa y no cuantitativa, pues las comparaciones cuantitativas dependen de criterios distintos adoptados en los dos trabajos, que hacen que dicha comparación pueda volverse poco objetiva.

Entre las consideraciones que pueden afectar los valores de un análisis cuantitativo se encuentran las condiciones hidrológicas, los precios de los combustibles, los costos de inversión de los proyectos y las restricciones financieras.

##### **4.6.10.1. Análisis cualitativo**

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica plantea que el mejor escenario de los que plantearon fue el escenario todos los recursos. Dicho plan cuenta con 1 710 megavatios instalados, un 84 por ciento de generación con recursos renovables y un 16 por ciento con recursos no renovables en su matriz de expansión.

Esta matriz de expansión cuenta con 300 megavatios de energía geotérmica, 1 026 megavatios de energía hidroeléctrica y 384 megavatios generados a base de carbón.

Es importante mencionar que, aunque el escenario eficiencia energética del plan de la CNEE presenta costos totales más reducidos, esto se debe a que la proyección de la demanda utilizada en este escenario fue menor a la utilizada en los demás, por lo que la potencia instalada para satisfacer esa demanda es menor, lo cual distorsiona los cronogramas de expansión.

En este trabajo, el plan de expansión más económico según el criterio de Savage es el predominantemente hidro y según el criterio de Laplace, el predominantemente térmico.

El plan de expansión todos los recursos de la CNEE presenta gran similitud con el escenario predominantemente hidro, evaluado bajo el criterio de Laplace, donde las diferencias radican en que las centrales de generación de carbón, bunker y diésel, tienen más presencia en este escenario, mientras que en los planes de la CNEE no se incluyeron estas centrales.

Contrario a esto, el escenario predominantemente térmico evaluado según el criterio de Laplace presenta los costos totales más bajos según este criterio, donde la diferencia con el escenario todos los recursos es total, pues este escenario se basa en centrales de generación a base de carbón y otros combustibles fósiles y solo el 30 por ciento de la generación es a base de recursos renovables.

Esto muestra que el escenario predominantemente hidro evaluado bajo el criterio de Savage, resulta similar al escenario todos los recursos planteado por la CNEE, coincidiendo en el óptimo para estos casos.

## CONCLUSIONES

1. El escenario matriz mixta, evaluado bajo el criterio de Savage, se presenta como el escenario óptimo de expansión, pues, al contar con la mitad de la energía generada durante los años de estudio, por medio de centrales hidroeléctricas y la otra mitad generada por medio de centrales termoeléctricas, minimiza la dependencia tanto del recurso hídrico, como la dependencia de los combustibles fósiles, a la vez que asegura de mejor manera el suministro de energía eléctrica.
2. El escenario predominantemente hidro, evaluado bajo ambos criterios, presenta los costos operativos más bajos, pero los costos de inversión bastante elevados. Adicionalmente, presentan el inconveniente de la dependencia del comportamiento del clima durante los años de estudio, mismo comportamiento que puede resultar impredecible.
3. La evaluación de los escenarios según el criterio de Savage produce planes de expansión con costos más elevados, pero con tecnologías de generación que aseguran el suministro de energía, independientemente su costo.
4. La evaluación de los escenarios según el criterio de Laplace, produce planes de expansión con costos mínimos promedio, donde se busca el mínimo costo total del plan, que se compone de costos de operación e inversión, donde la seguridad del sistema depende de la estabilidad del clima, para que la generación de las centrales hidroeléctricas se apegue a las proyecciones realizadas.

5. El plan de expansión todos los recursos de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica resulta muy similar al plan predominantemente hidro, evaluado bajo el criterio de Savage, lo que indica un resultado común en ambos trabajos.
6. La evaluación de los escenarios de predominantemente térmico y predominantemente hidro para los criterios de Savage y Laplace, resulta muy similar debido a la limitación en los recursos de generación, al tener, para cada escenario, una marcada tendencia hacia un tipo específico de generación.
7. Las centrales generadoras cuyo combustible primario es el gas natural, se presentan como una competencia atractiva para las centrales carboneras, pues en todos los cronogramas de expansión se encuentra presente al menos una central de este tipo.
8. Las centrales de generación eólica, que actualmente no existen en Guatemala, se presentan como recursos viables en algunos casos, sin embargo, su contribución no es significativa, debido a la incertidumbre de la potencia de estas centrales, que dependen del viento.
9. Las centrales de generación solares se presentan como recursos viables en algunos casos, aunque con una contribución poco significativa, siendo esta menos de un 5 por ciento en todos los casos planteados, debido a la imposibilidad de estas centrales solares de generar en el pico de demanda. Por lo tanto, no forman parte de la generación base en ningún plan de expansión.

10. El Sistema Nacional Interconectado en 2012 cuenta con un balance de generación a base de hidroeléctricas y centrales generadoras, cuyo combustible primario es el bunker, lo cual encarece los costos operativos del sistema.



## RECOMENDACIONES

1. La introducción de centrales generadoras eléctricas de gas natural resulta una inversión atractiva, competitiva y aunque es un recurso no renovable, su precio relativamente bajo hace que estas centrales de generación puedan tener incursión en el mercado eléctrico nacional.
2. Las políticas de expansión de generación, que pudieran ser adoptadas por el Gobierno en un determinado momento, tienen que considerar que los sistemas más confiables y con costos operativos más bajos son los que tienen un balance entre centrales de generación hidroeléctricas y termoeléctricas, que a su vez, forman una matriz energética variada para que el país pueda mantener con un suministro de energía eléctrica constante, a costo marginal anual promedio constante durante todo el año.
3. La explotación del recurso hidroeléctrico y geotérmico en el país aportan un decrecimiento significativo en los costos operativos del sistema, tomando en cuenta que los costos de inversión para centrales de generación de este tipo son los más elevados.
4. La revisión y constante actualización de los planes de expansión es necesaria, para mantener las variables de interés lo más apegado posible a la realidad, a medida que se avance en el período de estudio.



## BIBLIOGRAFÍA

1. Administrador del Mercado Mayorista. *Programación de largo plazo S.N.I. Definitiva Año estacional 2012-2013*. Guatemala: Administrador del Mercado Mayorista, 2012. 34 p.
2. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Perspectivas de los planes de expansión 2012*. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Guatemala: 2012. 241 p.
3. Guatemala. *Ley General de Electricidad*. [ref. 21 de noviembre de 1996]. 18 p.
4. \_\_\_\_\_. *Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista*. [ref. 25 de mayo de 1998]. 27 p.
5. \_\_\_\_\_. *Reglamento General de Electricidad*. [ref. 21 de marzo de 1997]. 43 p.
6. GUJARATI, Demodar. *Econometría*, Arango Medina, Gladys (trad.). Colombia: McGraw-Hill, 2001. ISBN: 958-600-585-2. 824 p.
7. Ministerio de Energía y Minas. *Estadísticas energéticas del subsector eléctrico 2011*. Ministerio de energía y Minas, Dirección General de energía. Guatemala: MEM, 2012. 29 p.

8. \_\_\_\_\_ . *Guía del Subsector eléctrico y las energías renovables.*  
*Ministerio de energía y Minas, Dirección General de energía.*  
Guatemala: MEM, marzo de 2012. 27 p.
  
9. ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA. *Manual de Referencia modelo Super-Olade, Módulo de Planificación Bajo Incertidumbre.* Ecuador, OLADE. 1998. 38 p.
  
10. SNC-Lavalin. WBS 1200 Generation Supply Study and Planning Criteria. Canada: SNC-Lavalin, 2011. 88 p.