

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**EXPERIENCIAS DE GUATEMALA EN LICITACIONES DE CORTO Y LARGO PLAZO DE
ABASTECIMIENTO DE POTENCIA Y ENERGÍA PARA CUBRIR LA DEMANDA FIRME DE LOS
USUARIOS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN FINAL**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

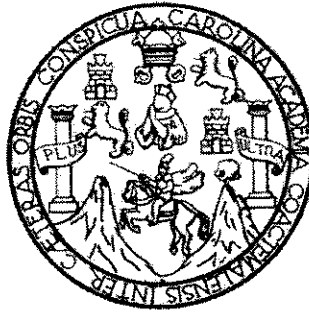
EDGAR ROBERTO DE LEÓN NAVARRO
ASESORADO POR EL ING. JUAN CARLOS MORATAYA RAMOS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Juan Carlos Molina Jiménez
VOCAL V	Br. Mario Maldonado Muralles
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Romeo Neftalí López Orozco
EXAMINADOR	Ing. Saúl Cabezas Duran
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
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:

**EXPERIENCIAS DE GUATEMALA EN LICITACIONES DE CORTO Y LARGO PLAZO DE
ABASTECIMIENTO DE POTENCIA Y ENERGÍA PARA CUBRIR LA DEMANDA FIRME DE LOS
USUARIOS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN FINAL**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha noviembre de 2011.



Edgar Roberto De León Navarro

Guatemala, 05 de julio de 2012

Ingeniero

Francisco Javier González López

Coordinador Área Potencia

Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

Facultad de Ingeniería

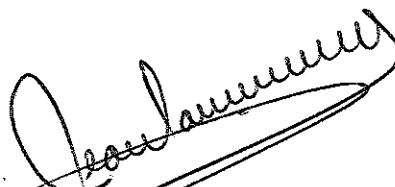
Universidad San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero González:

Por este medio tengo a bien informarle que he realizado la revisión técnica del Trabajo de Graduación titulado "Experiencias de Guatemala en licitaciones de corto y largo plazo de abastecimiento de potencia y energía para cubrir la demanda firme de los usuarios del servicio de distribución final" elaborado por el estudiante Edgar Roberto De León Navarro; carnet número 2002-12538, por lo cual considero que el trabajo de graduación cumple con el alcance y los objetivos definidos para su desarrollo, sometiendo a su consideración la aprobación del mismo, siendo responsables del contenido técnico el estudiante y el suscrito, en calidad de asesor.

Sin otro particular,

Atentamente,



JUAN CARLOS MORATAYA RAMOS

Ingeniero Electricista

Colegiado No. 8576

Juan Carlos Morataya Ramos
INGENIERO ELECTRICISTA
COLEGIADO No. 8576



FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 38.2012.

Guatemala, 11 de SEPTIEMBRE 2012.

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:
"EXPERIENCIAS DE GUATEMALA EN LICITACIONES DE
CORTO Y LARGO PLAZO DE ABASTECIMIENTO DE
POTENCIA Y ENERGÍA PARA CUBRIR LA DEMANDA FIRME
DE LOS USUARIOS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN
FINAL.", del estudiante EDGAR ROBERTO DE LEÓN
NAVARRO, 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



FJGL/sro.



REF. ETME 52.2012.

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; EDGAR ROBERTO DE LEÓN NAVARRO titulado: "EXPERIENCIAS DE GUATEMALA EN LICITACIONES DE CORTO Y LARGO PLAZO DE ABASTECIMIENTO DE POTENCIA Y ENERGÍA PARA CUBRIR LA DEMANDA FIRME DE LOS USUARIOS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN FINAL", procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 04 DE OCTUBRE 2012.



DTG. 538.2012

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **EXPERIENCIAS DE GUATEMALA EN LICITACIONES DE CORTO Y LARGO PLAZO DE ABASTECIMIENTO DE POTENCIA Y ENERGÍA PARA CUBRIR LA DEMANDA FIRME DE LOS USUARIOS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN FINAL**, presentado por el estudiante universitario **Edgar Roberto De León Navarro**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
Decano

Guatemala, 30 de octubre de 2012.



/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

Dios

Por su presencia.

Familiares

Mis padres, hermanos y familiares cercanos, que me han acompañado durante esta etapa de mi vida.

AGRADECIMIENTOS A:

- Mis padres** Roberto De León y Odeleta Navarro, por su apoyo incondicional.
- Mis hermanos** Ángel De León y Nancy Bran por su presencia en todo momento.
- CNEE** Por ser la institución que contribuyo a la realización del presente trabajo.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
GLOSARIO	XV
RESUMEN	XVII
OBJETIVOS	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1. MARCO TEÓRICO Y LEGAL	1
1.1. Fundamentos legales de los procesos de licitación	1
1.1.1. Ley General de Electricidad	1
1.1.2. Reglamento de la Ley General de Electricidad	2
1.2. Oferta y demanda	3
1.2.1. Oferta firme	3
1.2.2. Oferta firme eficiente	5
1.2.3. Oferta firme disponible total	7
1.2.4. Demanda firme	8
1.2.5. Cálculo de la demanda firme	9
1.3. Desvíos de potencia	10
1.4. Modalidades de contratación en el mercado a término	12
1.4.1. Contratos de abastecimiento	13
1.5. Características de los contratos del mercado a término	18
1.6. Otros aspectos de los contratos de abastecimiento	18
1.7. Contratos existentes	19
1.8. Teoría de subastas	19
1.8.1. Clasificación de las subastas	20

1.8.2.	Número de bienes a subastar y reglas del proceso	21
1.8.2.1.	Subasta Inglesa <i>Multiple Object</i>	21
1.8.2.2.	Subasta Holandesa <i>Multiple Object</i>	22
1.8.2.3.	Subasta <i>Pay-As-Bid Multiple Object</i>	22
1.8.2.4.	Subasta precio uniforme <i>Multiple Object</i>	22
2.	PREMISAS DEL MERCADO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	25
2.1.	Demanda y consumo de energía.....	26
2.1.1.	Consumo de energía.....	26
2.1.2.	Requerimiento de potencia	30
2.1.3.	Factor de carga.....	32
2.2.	Generación de energía.....	34
2.2.1.	Evolución de la matriz energética	36
2.2.2.	Potencia instalada por tecnología	42
2.2.3.	Reserva de potencia instalada.....	43
2.3.	Precio de energía en el mercado de oportunidad	44
2.4.	Energía de contratos a término.....	47
2.5.	Demanda y oferta firme.....	53
2.5.1.	Demanda firme.....	53
2.5.2.	Oferta firme disponible.....	55
2.5.3.	Desvíos de potencia del consumidor	56
2.6.	Emissiones de CO ₂	58

3.	EXPERIENCIAS DE LICITACIONES.....	61
3.1.	Marco legal y estructura de procesos de licitaciones en Perú.....	61
3.1.1.	Marco legal peruano.....	61
3.1.2.	Generalidades de la estructura de los procesos de licitación de energía convencional.....	63
3.1.3.	Generalidades de la estructura de los procesos de subasta de energía con recursos renovables	66
3.1.4.	Resultados obtenidos en los procesos de licitación para suministro de energía convencional.....	68
3.1.5.	Resultados obtenidos en las subastas de electricidad con recursos energéticos renovables.....	71
3.1.6.	Subasta de electricidad con recursos renovables 2009.....	71
3.1.7.	Subasta de electricidad con recursos renovables 2011.....	73
3.1.8.	Generalidades del comportamiento del precio de energía de hidroeléctricas	75
3.1.9.	Regulación del precio de la potencia.....	77
3.2.	Experiencias de licitaciones en Guatemala	78
3.2.1.	Generalidades y actualidad de los procesos de licitación en Guatemala	78
3.2.2.	Licitaciones de corto plazo	82
3.2.2.1.	Período de adjudicación	82
3.2.2.2.	Potencia de adjudicación.....	83
3.2.2.3.	Oferta técnica	84
3.2.2.4.	Oferta económica	85

	3.2.2.5.	Criterio de evaluación de ofertas económicas.....	88
	3.2.3.	Licitación de largo plazo.....	89
	3.2.3.1.	Oferta técnica.....	89
	3.2.3.2.	Oferta económica.....	90
	3.2.3.3.	Criterio de evaluación de oferta económica.....	91
	3.2.3.4.	Restricciones.....	97
	3.2.3.5.	Estadística y análisis de las ofertas técnicas.....	100
4.		PLANTEAMIENTO DE OFERTAS.....	107
	4.1.	Requerimiento de potencia y energía.....	108
	4.2.	Análisis de precios de combustibles.....	112
	4.3.	Otras restricciones del planteamiento del problema.....	117
	4.4.	Simulación de ofertas técnicas.....	117
	4.4.1.	Centrales de generación con recursos renovables.....	118
	4.4.1.1.	Centrales hidroeléctricas.....	119
	4.4.1.2.	Generación distribuida renovable.....	129
	4.4.1.3.	Centrales biomasa-combustible.....	130
	4.4.1.4.	Central eólica.....	133
	4.4.1.5.	Centrales fotovoltaicas.....	142
	4.4.2.	Centrales de generación con recursos no renovables.....	147
	4.5.	Simulación de ofertas económicas.....	147
	4.5.1.	Centrales de generación con recursos no renovables.....	150
	4.5.1.1.	Costos unitarios de inversión.....	150

4.5.1.2.	Costo de operación y mantenimiento	159
4.5.1.3.	Cálculo de ofertas económicas	164
4.5.1.4.	Tipos de contratos de ofertas	167
4.5.2.	Centrales de generación con recursos renovables	168
4.5.2.1.	Costos unitarios de inversión, operación y mantenimiento	168
4.5.2.2.	Costos de energía y tipo de contrato centrales hidroeléctricas	172
4.5.2.3.	Costos de energía y tipo de contrato centrales eólicas, fotovoltaicas y GDR	180
4.5.2.4.	Costos de energía y tipo de contrato centrales biomasa-combustible	182
5. SIMULACIÓN DE UN PROCESO DE LICITACIÓN		
5.1.	Metodología de Evaluación y Simulación	183
5.1.1.	Restricciones generales	183
5.1.2.	Restricciones de evaluación	186
5.1.2.1.	Caso base: evaluación renovable / no renovable	187
5.1.2.2.	Caso 1: evaluación renovable/ no renovable, con oferta virtual de potencia y energía	187
5.1.2.3.	Caso 2: evaluación por recurso de generación	188

5.1.2.4	Caso 3: indexación de los recursos no renovables a los costos de transporte e internación.....	189
5.1.2.5	Caso 4: modificación de las ofertas técnicas de las centrales con contratos de seguimiento de curva de carga.....	190
5.1.2.6	Caso 5: ofertas de generación con energía renovable no pueden ofrecer recursos no renovables durante todo el período.	191
5.2.	Estimación del precio SPOT	191
5.3.	Descripción general del software de optimización	193
5.4.	Resultados de los procesos de optimización	195
	CONCLUSIONES	203
	RECOMENDACIONES	205
	BIBLIOGRAFÍA	207
	APÉNDICES	211
	ANEXOS	217
	ANEXO 1: Descripción de los recursos no renovables	217
	ANEXO 2: Descripción de los recursos renovables	217
	ANEXO 3: Descripción de los recursos de generación	217

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

		27
		31
		31
		35
	FIGURAS	
		35
1.	Apilamiento de bloques de generación por su costo variable.....	6
2.	Ejemplo de asignación de energía del contrato por diferencia con curva de carga.....	14
3.	Ejemplo de asignación de energía del contrato de opción de compra.....	16
4.	Ejemplo de asignación de energía del contrato de energía generada.....	17
5.	Comparación entre la tasa de crecimiento del consumo de energía y el PIB.....	27
6.	Comportamiento del consumo de energía eléctrica en el país.....	28
7.	Composición del consumo de energía eléctrica en el país.....	29
8.	Curva de duración de la demanda.....	30
9.	Curva de carga horaria típica.....	31
10.	Evolución de la demanda máxima y el consumo de energía eléctrica en el país.....	32
11.	Comparación de la demanda máxima y el factor de carga.....	33
12.	Composición de la generación de energía eléctrica por tecnología.....	35
13.	Importación de energía eléctrica anual.....	36
14.	Evolución de la matriz energética del país.....	38
15.	Evolución porcentual de la matriz energética del país.....	39
16.	Curva de duración de la demanda por recurso de generación para el mes de marzo 2011.....	40

17.	Curva de duración de la demanda por recurso de generación para el mes de octubre 2011.....	41
18.	Aproximación de la potencia efectiva instalada en el SNI.....	42
19.	Estimación de la reserva de potencia instalada (valores máximos).....	43
20.	Estimación de la reserva de potencia instalada mensual.....	44
21.	Tendencias de los precios del bunker y el precio promedio de la energía eléctrica en el mercado de oportunidad.....	46
22.	Precio de energía eléctrica en el mercado de oportunidad.....	47
23.	Transacciones de energía por contratos y precio SPOT para el 2010.....	49
24.	Transacciones de energía por contratos y el precio SPOT para el 2009.....	51
25.	Comparación de las transacciones de energía a través de contratos a término y existentes contra el precio SPOT.....	52
26.	Composición de la energía suministra a través de contratos de abastecimiento.....	52
27.	Demanda firme, demanda firme efectiva y demanda efectiva contratada distribuidoras-2009 - 2011.....	54
28.	Oferta firme disponible 2009-2011.....	55
29.	Estimación desvíos de potencia distribuidoras 2009-2011.....	57
30.	Estimación de las emisiones de CO ₂	58
31.	Transición obtenida con la reforma de la ley en el 2006.....	62
32.	Mecanismo de pago de las adjudicaciones de las subastas en Perú.....	68
33.	Gráfico de potencia contra costo de energía en ofertas adjudicadas en licitaciones de largo plazo en Perú.....	69
34.	Resultados de los procesos de licitación de energía convencional en Perú.....	70

35.	Resultados de los precios en los procesos de subasta de energía eléctrica con recursos renovables 2009 y 2011.....	76
36.	Cobertura de demanda firme de las distribuidoras a través de contratos preexistentes y contratos a término	79
37.	Estructura de puntos en el cronograma de resoluciones CNEE.....	79
38.	Cronograma de resoluciones CNEE.....	80
39.	Potencia total de tarifa social y no social cubierta por contratos del mercado a término y preexistentes	81
40.	Porcentaje de potencia de acuerdo al recurso de las oferta técnicas del proceso de licitación PEG-1-2010	101
41.	Comparación de las ofertas de potencia y las cuotas establecidas en los términos de referencia PEG-1-2010.....	102
42.	Porcentaje de potencia de acuerdo al estado de la central de las ofertas técnicas del proceso de licitación PEG-1-2010.....	103
43.	Comparación de las ofertas de potencia y las cuotas establecidas en los términos de referencia PEG-1-2010.....	104
44.	Estadística de potencia ofertada por recurso del proceso de licitación PEG-1-2010.....	105
45.	Planteamiento del problema de licitación de compra de potencia y energía.....	109
46.	Dimensionamiento de la potencia para el planteamiento del problema de licitación de compra de potencia y energía.....	110
47.	Proyección de la tendencia de los combustibles 2009-2030	116
48.	Ubicación estimada de las centrales hidroeléctricas propuestas.....	120
49.	Estimación de caudales máximos turbinables para centrales hidroeléctricas oferentes.....	122
50.	Estimación de la energía mensual de las centrales hidroeléctricas modeladas para ofertas técnicas.....	124

51.	Gráfico de la estimación de energía ofertada por las centrales GDR	130
52.	Curva de carga horaria por tipo de tecnología noviembre 2010.....	131
53.	Curva de carga horaria por tipo de tecnología mayo 2010	132
54.	Velocidad del viento de un año meteorológico típico (1973-2002)...	134
55.	Porcentaje sobre el promedio diario de cada mes del año meteorológico típico	135
56.	Frecuencia acumulada de la velocidad del viento de un año meteorológico típico	136
57.	Comparación de velocidad de viento medidas en estaciones meteorológicas.....	137
58.	Variación de la potencia generada a partir de altura del eje y área de barrido de varios aerogeneradores	139
59.	Comparación entre eficiencias de aerogeneradores.....	140
60.	Eficiencia del aerogenerador seleccionado para la simulación de energía de la central eólica	141
61.	Mapa de radiación en kwh/m2/día	144
62.	Muestra de radiación mensual de algunos puntos de muestra en Guatemala.....	145
63.	Clasificación de las centrales de carbón por tipo de tecnología y costo unitario de inversión.....	156
64.	Clasificación de las centrales de gas natural por tipo de tecnología y costo unitario de inversión	157
65.	Clasificación de las centrales que utilizan bunker/gas natural para la generación de energía eléctrica	158
66.	Consumo térmico unitario neto garantizado y costo variable de operación y mantenimiento para centrales de carbón.....	161
67.	Consumo térmico unitario neto garantizado y costo variable de operación y mantenimiento para centrales de gas natural.....	162

68.	Consumo térmico unitario neto garantizado y costo variable de operación y mantenimiento para centrales de bunker	164
69.	Delimitación del área para la estimación del precio de energía de las centrales hidroeléctricas	178
70.	Tendencia del costo marginal para la optimización	192
71.	Esquema general de la solución del problema de subasta de compra de potencia y energía	194
72.	Potencia adjudicada por tecnología.....	195
73.	Resumen de potencia seleccionada por caso de evaluación y las restricciones de cuotas del caso base	197
74.	Distribución de energía del caso base para época seca	198
75.	Distribución de energía del caso base para época lluviosa	198
76.	Tendencias de los costos monómicos	201

TABLAS

I.	Fórmula de cálculo de oferta firme	4
II.	Ejemplo de aplicación de asignación de oferta firme eficiente	6
III.	Tipos de subastas	21
IV.	Composición del consumo de energía eléctrica	28
V.	Generación de energía eléctrica por tecnología.....	35
VI.	Generación de energía eléctrica por recurso (gigavatios-hora).....	37
VII.	Proporción de la utilización de los recursos para la generación de energía eléctrica	38
VIII.	Centrales de generación adjudicadas en Perú	70
IX.	Requerimiento y adjudicación de energía en Perú 2009	71
X.	Requerimiento y adjudicación de potencia en Perú 2009	71
XI.	Total de energía y potencia adjudicadas en Perú 2009	72
XII.	Resultados de la subasta de energía renovable en el 2009.....	72

XIII.	Plantas comprometidas en el proceso de subasta 2009.....	73
XIV.	Requerimiento y adjudicación de energía.....	74
XV.	Adjudicación de energía en proyectos hidroeléctricos	74
XVI.	Resultados de la subasta de energía renovable en el 2009	74
XVII.	Centrales comprometidas en el proceso de subasta 2011	75
XVIII.	Estimación de la duración de contratos a partir de la aprobación de los términos de referencia de CNEE	83
XIX.	Restricción de potencia a ser adjudicada (megavatios) contenida en los términos de referencia de CNEE	84
XX.	Estadísticas de las oferta técnicas por tecnología del proceso de licitación PEG-1-2010	101
XXI.	Estadísticas de las oferta técnicas por estado de la central del proceso de licitación PEG-1-2010.....	103
XXII.	Estimación de restricción de energía para el planteamiento del problema	111
XXIII.	Curva unitaria horaria de energía, de los término de referencia de PEG-1-2010	112
XXIV.	Proyección de precios del AEO 2011 y estimación de las tendencias de los precios de los combustibles.....	115
XXV.	Precio de referencia de los combustibles para el inicio del 2012 de los términos de referencia de las bases de licitación PEG-1-2010.....	116
XXVI.	Centrales de generación con recurso renovable simuladas para formar parte de los oferentes en el planteamiento del problema.....	119
XXVII.	Energía mensual promedio de las centrales hidroeléctricas ofertantes en megavatios-hora	126
XXVIII.	Promedio del precio de la energía en el SPOT.....	128
XXIX.	Curva horaria de energía HIDRO III (megavatios-hora).....	128

XXX.	Estimación de energía mensual (megavatios-hora) ofrecida por las centrales GDR-I y GDR-II	129
XXXI.	Energía mensual estimada para centrales HIBRIDO I y II.....	133
XXXII.	Comparación de ubicación de estaciones meteorológicas.....	137
XXXIII.	Valores de velocidad de viento extrapolados para Villa Canales en metros/segundo.....	138
XXXIV.	Simulación de energía para la oferta técnica de la central eólica propuesta	141
XXXV.	Parámetros de cálculo de energía fotovoltaica.....	143
XXXVI.	Muestra de los puntos para selección de datos	145
XXXVII.	Energía mensual de la oferta técnica simulada para la central fotovoltaica	146
XXXVIII.	Ofertas técnicas propuestas para el planteamiento del problema	147
XXXIX.	Costo de inversión unitario de referencia de la Comisión Federal de Electricidad (CFE)	150
XL.	Costo de inversión unitario de referencia de AEO2011 (Estados Unidos).....	151
XLI.	Costo de inversión unitario de referencia de Electricity Market Module (Estados Unidos)	151
XLII.	Otras referencias de los costos unitarios de inversión	154
XLIII.	Variación de precios unitarios de inversión para centrales de carbón	156
XLIV.	Variación de precios unitarios de inversión para centrales de gas natural.....	157
XLV.	Variación de precios unitarios de inversión para centrales de gas natural.....	159
XLVI.	CTUNG y costo variable de operación y mantenimiento de centrales térmicas de carbón	160

XLVII.	CTUNG y costo variable de operación y mantenimiento de centrales térmicas de gas natural	161
XLVIII.	CTUNG y costo variable de operación y mantenimiento de centrales térmicas de bunker.....	163
XLIX.	Oferta económica de las centrales térmicas que utilizan recursos no renovables.....	166
L.	Precios de energía de referencia de centrales térmicas de carbón, gas natural y bunker.....	167
LI.	Estimación del costo unitario de inversión de centrales hidroeléctricas.....	170
LII.	Costo unitario de inversión para centrales eólicas.....	171
LIII.	Costo unitario de inversión para centrales fotovoltaicas.....	172
LIV.	Consideraciones iniciales para determinar el precio de energía de centrales hidroeléctricas	176
LV.	Límite de precio de energía para centrales hidroeléctricas con 0 US\$/kilovatio-mes	177
LVI.	Precios de la energía de la central HIDRO III contra variación de la indexación de costo de inversión en precio por potencia....	178
LVII.	Estimación del precio de energía y precio por potencia de centrales hidroeléctricas	179
LVIII.	Valores iniciales para establecer el precio por energía de las centrales GDR, eólica y fotovoltaica	181
LIX.	Precios de energía para central eólica, fotovoltaica y GDR.....	181
LX.	Precios de energía para central biomasa-combustible contrato de diferencia con curva de carga	182
LXI.	Potencia por tecnología a ser adjudicada	189
LXII.	Resumen de potencia adjudicada por caso de evaluación.....	197
LXIII.	Simulación del precio monómico total de las centrales adjudicadas.....	199

GLOSARIO

Mercado a término del AMM

Es aquel constituido por contratos entre agentes o grandes usuarios del Mercado Mayorista, con precios, cantidades y duración pactados entre las partes los cuales deben estar enmarcados dentro de los preceptuados por la Ley, sus reglamentos y las normas de coordinación.

Potencia disponible

Es el mínimo valor entre la potencia máxima, la potencia declarada por el agente generador declarada por el agente productor para efectos de programación de despacho diario o semanal y la potencia neta generada y reportada al Centro de Despacho de Carga por el agente generador cuando la unidad de generación ha sido convocada a su Potencia Máxima o su potencia declarada.

Sistema Eléctrico Nacional

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

SPOT	Mercado de oportunidad de compra y venta de energía.
Biomasa	Bagazo utilizado por los ingenios azucareros para generación de energía eléctrica.
El Niño	Fenómeno climático, erráticamente cíclico, que consiste en un cambio en los patrones de movimiento de las corrientes marinas en la zona intertropical.
Fuel Oil	Fracción del petróleo que se obtiene como residuo en la destilación fraccionada.
Año estacional	Corresponde al período comprendido entre el primero de mayo al treinta de abril del año siguiente.
CTUNG	Costo térmico unitario neto garantizado.
OPTBID	Programa de solución de problemas de subastas desarrollado por el ingeniero Juan Carlos Morataya Ramos.

RESUMEN

El sector eléctrico de cualquier país representa una variable fundamental en el desarrollo del mismo, por lo que el entendimiento de su dinamismo permite tomar decisiones estratégicas que impulsen el crecimiento dentro del mundo globalizado actual, que cada día es más competitivo.

Una de las ramas del sector eléctrico que se analiza dentro del presente trabajo de graduación, son los procesos de licitación de compra de potencia y energía que deben efectuar las empresas eléctricas de distribución de energía eléctrica que operan en Guatemala, bajo el marco regulatorio vigente. Dichos procesos tiene influencia directa en la matriz energética del país y por tanto en los precios de energía eléctrica que se tiene en el territorio nacional.

El análisis de los procesos de licitación de compra de potencia y energía inicia con el detalle del marco regulatorio actual que afectan dichos procesos, posteriormente se desarrollan las premisas del mercado eléctrico en el país, con indicadores técnicos y económicos, como por ejemplo la potencia instalada, factor de carga, demanda y consumo de energía, emisiones de CO₂ y precios de energía.

Posteriormente se realiza una síntesis de los procesos de licitación de corto y largo plazo en el país desde el 2008, los cuales tiene como ente regulador a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Así mismo, se realiza una breve recopilación de la experiencia de estos procesos en Perú, con la finalidad de obtener una referencia de un país que poseen una estructura de mercado eléctrico similar al guatemalteco.

Finalmente se realizan simulaciones de un proceso de licitación de potencia y energía de largo plazo (15 años), desarrollado desde las propuestas de ofertas técnicas y económicas de varias centrales de generación de energía eléctrica, hasta la optimización de la función objetivo planteada, variando las restricciones del proceso a través de seis casos diferentes que se plantean en función de situaciones reales que pueden afectar un proceso de licitación de este tipo.

De forma complementaria es importante mencionar que los datos y resultados obtenidos en las ofertas técnicas, económicas y en el proceso de optimización del presente trabajo de investigación tratan de reflejar las condiciones reales del mercado eléctrico actual, sin embargo existen factores exógenos como por ejemplo riesgos de inversión, objetivos económicos de oferentes, condiciones o restricciones adicionales de las bases de licitación de las empresas de distribución, entre otras, que no son analizadas derivado que no pueden ser modeladas y analizadas tan fácilmente.

OBJETIVOS

General

Analizar los efectos de las restricciones de evaluación en un proceso de licitación de potencia y energía, con ofertas técnicas y económicas que reflejen la visión de modificar la matriz energética actual, con la filosofía de obtener un menor precio de energía para el usuario de distribución final de energía eléctrica en Guatemala.

Específicos

1. Explicar de forma general el funcionamiento del mercado a término del sector eléctrico en el territorio nacional en cuanto a las transacciones de potencia y energía se refiere.
2. Realizar una síntesis de los procesos de licitación de potencia y energía de corto y largo plazo en Guatemala, y el enfoque de dichos procesos.
3. Desarrollar de forma general el cálculo de ofertas técnicas y económicas de centrales hidroeléctricas, eólicas, fotovoltaicas, térmicas de gas natural, térmicas de carbón, térmicas que utilicen varios combustibles y centrales térmicas que utilicen bunker, para ser optimizadas en la simulación de un proceso de licitación de potencia y energía de largo plazo.

4. Analizar la influencia en la simulación de un proceso de licitación de potencia y energía de largo plazo, la inclusión de variables como el precio de oferta virtual, cuotas de adjudicación por tecnología, restricciones de centrales que utilicen varios recursos de generación, entre otras.

INTRODUCCIÓN

Los procesos de licitación de potencia y energía tiene como objetivo, dar cumplimiento a lo establecido en el marco regulatorio actual del sector eléctrico, respecto a la obligación que tiene las distribuidoras de tener contratos vigentes con empresas de generación de energía eléctrica, que les garanticen su requerimiento total de potencia y energía para el año en curso y el siguiente año calendario como mínimo. Adicionalmente los procesos de licitación de largo plazo permiten modificar la matriz energética del país, de acuerdo a las políticas actuales de Ministerio de Energía Minas, en cuanto al objetivo de aumentar la generación con recursos naturales en el territorio nacional.

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

Las variables de entrada del proceso de evaluación son las ofertas técnicas y económicas que presentan cada una de los generadores interesados, por lo que en el presente documento se analizaron las diferentes tecnologías de generación, con la finalidad de analizar el comportamiento y función de las ofertas mencionadas.

Las ofertas utilizadas para el presente análisis contemplan 442,2 megavatios de centrales hidroeléctricas mayores a 5 megavatios, 100 megavatios de centrales que utilizan biomasa en la época seca y carbón en la época lluviosa, 20 megavatios de una central eólica, 0,23 megavatios de una

central fotovoltaica, 5,40 megavatios de dos centrales hidroeléctricas de generación distribuida renovable, 261 megavatios de centrales que utilizan gas natural para la generación de energía eléctrica, 95 megavatios de centrales que consumen carbón y 50 megavatios de una central que utiliza bunker como combustible de generación.

Cada una de las centrales mencionadas anteriormente fue optimizada en seis casos de evaluación, en donde cada uno de ellos presenta restricciones diferentes, con la finalidad de obtener una visión de los efectos que tienen dichas condiciones en los resultados de la optimización. A partir de un caso base se observan los efectos de las condiciones de evaluación, comparando desde el punto de vista técnico y económico los efectos de incluir o no las restricciones de cada uno de los casos propuestos.

De manera general los casos propuestos, contemplan restricciones generales (caso base), la inclusión de una oferta virtual de potencia y energía (caso 1), proceso de licitación por tecnología (caso 2), indexación de costos de transporte e internación a los precios de los recursos no renovables (caso 3), modificación del enfoque de las ofertas de centrales hidroeléctricas mayores a 5 megavatios (caso 4) y limitaciones a las centrales con tecnologías mixtas (caso 5).

1. MARCO TEÓRICO Y LEGAL

1.1. Fundamentos legales de los procesos de licitación

Actualmente dentro del marco legal del subsector eléctrico se encuentran las bases legales de los procesos de licitación para la contratación de potencia y energía de los adjudicatarios de servicio de distribución final, quienes son responsables de la continuidad del suministro de todos sus usuarios sometidos a regulación de precios.

El marco regulatorio que contiene las bases legales de los procesos de licitación son: la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley de Electricidad y dependiendo del proceso de licitación puede formar parte del fundamento legal la Ley de Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica.

1.1.1. Ley General de Electricidad

La regulación de la operación y explotación de las instalaciones de servicio de distribución final se encuentra en el Capítulo II del Título III de la Ley General de Electricidad y específicamente en el artículo 53 se establece que los adjudicatarios de servicio de distribución final, en adelante Distribuidor, están obligados a tener contratos vigentes con empresas de generación de energía eléctrica, que les garanticen su requerimiento total de potencia y energía para el año en curso y el siguiente año calendario como mínimo.

Por otra parte el Título IV de Ley General Electricidad contiene los artículos relacionados con la regulación de precios de la electricidad, en su Capítulo III, se encuentra el artículo 71, el cual determina que los precios de compra de energía reconocidos en las tarifas de los usuarios regulados deben reflejar en forma estricta las condiciones obtenidas en las licitaciones descritas en el artículo 53. Dentro del mismo artículo 71, se especifica que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en adelante Comisión, es quien calculará las tarifas a consumidores finales de servicio de distribución final, en sus componentes de potencia y energía.

1.1.2. Reglamento de la Ley General de Electricidad

El Título VI del Reglamento de la Ley General de Electricidad, denominado “Condiciones Generales del Servicio de Distribución”, en el artículo 65 Bis, se establece el procedimiento de licitación para adicionar nueva generación, para el cual considera lo siguiente:

- Los contratos de suministro que garanticen el requerimiento de potencia y energía eléctrica del adjudicatario de distribución final, producto de una licitación abierta por parte de dicho adjudicatario, deben ser por un período no mayor a 15 años.
- La licitación deberá efectuarse con un mínimo de 5 años de anticipación al inicio del suministro que se pretende contratar, pudiendo La Comisión reducir dicho plazo.
- La Comisión es ente encargado de elaborar los términos de referencia que definen los criterios que el Distribuidor deberá cumplir para elaborar las bases de licitación abierta para llevar a cabo los procesos de adquisición de potencia y energía.

- Las Bases de Licitación deberán ser aprobadas por La Comisión.

Dentro el artículo 65 Bis del Reglamento de la Ley General de Electricidad se detalla todos los plazos de cada paso del procedimiento de licitación.

1.2. Oferta y demanda

Las definiciones y procedimientos de cálculo relacionadas con la oferta firme de las unidades de generación y de la demanda firme de los participantes consumidores se encuentran dentro de la Norma de Coordinación Comercial No. 2 del Administrador del Mercado Mayorista o AMM.

1.2.1. Oferta firme

En el artículo 1 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la oferta firme se define como una característica técnica de cada unidad generadora, la cual se calcula en función de su potencia máxima y de su disponibilidad, o la relacionada con las Transacciones Internacionales.

Por otra parte en la Norma de Coordinación Comercial No.2 del AMM, la oferta firme de una unidad generadora se define como la máxima potencia neta capaz de producir, sin incluir sus consumos internos, en función de sus características técnicas, su potencia máxima y disponibilidad, considerando las restricciones propias de la planta o de su sistema de transporte. A continuación se presenta un cuadro resumen del cálculo de la oferta firme, de las centrales de generación de acuerdo a la tecnología utilizada para la generación:

Tabla I. Fórmula de cálculo de oferta firme

Tipo de unidades	Fórmula de cálculo de oferta firme
Térmicas	$PP_i * coefdisp_i$
Térmicas a basa de combustibles renovables	$PPR_i * coefdisp_i$
Geotérmicas	$\min (PP_i * coefdisp_i, EF_i/NHRM)$
Eólicas	$\min (PP_i * coefdisp_i, EF_i/NHRM)$
Hidráulicas con capacidad de regulación	$\min (PP_i * coefdisp_i, PMHR_i)$
Hidráulicas de filo de agua	$\min (PP_i * coefdisp_i, EF_i/NHRM)$

Fuente: elaboración propia.

Donde:

PP_i = Potencia máxima que la unidad generadora es capaz de generar bajo las condiciones de temperatura y atmosfera del lugar donde se encuentra ubicado.

PPR_i = Potencia máxima que la unidad generadora es capaz de generar bajo las condiciones de temperatura y atmósfera del lugar donde se encuentra ubicado, garantizada durante todo el año estacional con base a la mínima disponibilidad de combustible renovable.

$coefdisp_i$ = Coeficiente de disponibilidad de la unidad generadora.

EF_i = Energía previsible producir por la central en la etapa de máximo requerimiento térmico.

NHRM = Número de horas de la etapa de máximo requerimiento térmico.

$PMHR_i = \min (PP_i, EF_i/NHMD)$

1.2.2. Oferta firme eficiente

La definición de la oferta firme eficiente del Reglamento del Administrado del Mercado Mayorista, establece que es la cantidad máxima de potencia que una central generadora o Transacción Internacional puede comprometer en contratos para cubrir la demanda firme, que se calcula en función de su oferta firme y de la eficiencia económica de la central de generación o Transacción Internacional con respecto al conjunto de centrales generadoras instaladas en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) y transacciones internacionales.

La Norma de Coordinación Comercial No.2 del AMM, indica la metodología para la determinación de la oferta firme eficiente para el cubrimiento de demanda firme, el cual contiene los siguientes puntos relevantes:

- Colocación en la base del apilamiento, las ofertas firmes de las centrales generadoras que utilizan recursos renovables.
- Apilamiento de las ofertas firmes centrales generadoras, ordenadas de menor a mayor por su costo variable, sin considerar ninguna restricción del sistema de transporte o criterios de desempeño mínimo.
- Luego de apilar todas las centrales, se les reconoce oferta firme eficiente a las plantas cuya sumatoria de oferta firme es igual a la demanda máxima proyectada del SNI.

A continuación se muestra una ejemplificación del procedimiento de determinación de la oferta firme eficiente, a partir del supuesto de oferta firme, de algunos bloques de generación:

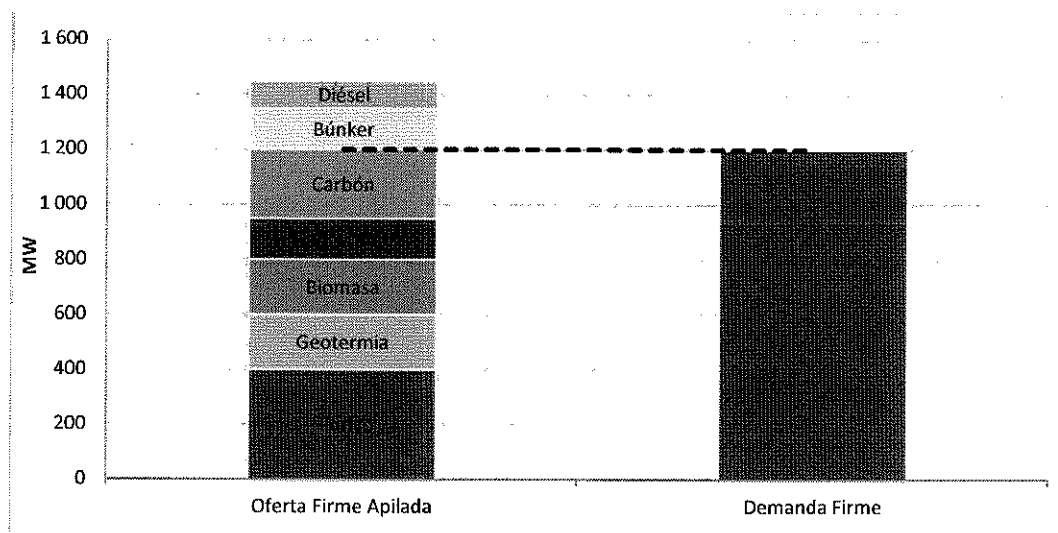
Tabla II. **Ejemplo de aplicación de asignación de oferta firme eficiente**

Centra de Generación	Tipo de Recurso	Recurso	Oferta Firme (megavatios)	Costo Variable (US\$/megavatios-hora)
Bloque A	Renovable	Hídrico	150	30,00
Bloque B	Renovable	Biomasa	50	35,00
Bloque C	No Renovable	Carbón	100	90,00
Bloque D	No Renovable	Gas Natural	75	80,00
Bloque E	No Renovable	Bunker	25	150,00
Bloque F	No Renovable	Diésel	25	200,00
Bloque G	Renovable	Geotermia	50	31,00

Fuente: elaboración propia.

Con el apilamiento de los datos de la tabla anterior, de acuerdo a su eficiencia reflejada en su costo variable y bajo el supuesto que la demanda firme es de 1 200 megavatios, se obtiene el siguiente gráfico:

Figura 1. **Apilamiento de bloques de generación por su costo variable**



Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar en el gráfico anterior los bloques de generación que tendrían oferta firme eficiente, son aquellos que utilizan como recurso de generación el carbón, el gas natural, la biomasa, la geotérmica y el recurso hídrico, mientras que los que utilizan bunker y diésel no tendrían oferta firme eficiente asignada. Sin embargo, en las normas comerciales del AMM, existen algunas consideraciones que afectan la asignación de oferta firme eficiente, pero que no son tema de este desarrollo.

1.2.3. Oferta firme disponible total

La definición de la oferta firme disponible total de un participante productor, se encuentra definida dentro de la Norma de Coordinación Comercial No.3 de AMM.

Así mismo se establece que dicha oferta firme se calcula de forma diaria y es la suma de la oferta firme disponible de sus unidades generadoras que tengan asignada oferta firme eficiente para cubrir demanda firme, que no estén comprometidas en contratos de reserva de potencia, más la oferta firme disponible de las unidades generadoras por él contratadas por medio de contratos de reserva de potencia, más la potencia disponible de sus unidades que no tienen asignada oferta firme eficiente para cubrir demanda firme, que resultaron generando a requerimiento del AMM o que puedan entrar en servicio y alcance su potencia disponible en un tiempo menor o igual a una hora.

De acuerdo al Reglamento del Administrado del Mercado Mayorista, la oferta firme disponible es la parte de la oferta firme de cada unidad generadora que se calcula considerando la indisponibilidad registrada en los períodos de máxima demanda del mes, de acuerdo con la Normas de Coordinación Operativa.

Las ecuaciones que definen la oferta firme disponible son:

$$OFD_{id} = PP_i * Dd_{id}$$

$$Dd_{id} = \frac{\sum_{h=1}^H PD_{ihd}}{H * PP_i}$$

Donde:

PP_i = Potencia Máxima de la unidad generadora "i" calculada de conformidad con la Norma de Coordinación Comercial No. 2.

Dd_{id} = Índice de disponibilidad del día "d" de unidad generadora "i"

PD_{ihd} = Potencia disponible de la unidad generadora "i" en la hora "h" para el día "d"

H = 4 horas

1.2.4. Demanda firme

De acuerdo al artículo 1 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la demanda firme es aquella que debe ser contratada por cada distribuidor o gran usuario, en el año estacional correspondiente. La demanda firme es calculada por el AMM.

Otro concepto importante es el de demanda firme efectiva, el cual en el artículo 1 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, para cada distribuidor, exportador o gran usuario, se define como su demanda máxima mensual registrada durante los períodos de máxima demanda diaria del Sistema Nacional Interconectado, adicionando las pérdidas y reservas necesarias que haya determinado el AMM.

1.2.5. Cálculo de la demanda firme

Por otra parte la Norma de Coordinación Comercial No. 2 del AMM, establece el procedimiento para el cálculo de la demanda firme, el cual incluye lo siguiente:

- Declaración: el distribuidor, gran usuario y exportador debe remitir al AMM la declaración de su proyección de demanda, su metodología de proyección, valores proyectados de energía y potencia por banda horaria, curvas de carga típicas y condiciones previstas en sus instalaciones. dicha declaración es la base para efectuar el cálculo de la demanda firme del distribuidor, gran usuario y exportador.
- Actualización de la base de datos históricos de demanda firme.
- Proyección y verificación de la demanda: el AMM verificará las proyecciones de demanda presentadas por el distribuidor, gran usuario o Exportador, a través de proyecciones con modelos propios de dicho administrador.
- Cálculo de la demanda firme: se obtiene como la proporción entre la demanda proyectada declarada y la sumatoria de las demandas declaradas de todos los distribuidores, grandes usuarios y exportadores, coincidentes con la hora prevista para la demanda máxima proyectada, multiplicado por la demanda máxima proyectada.

$$DF_i = DMP * \frac{D_i}{\sum_{i=1}^n D_i}$$

Donde:

DF_i es la demanda firme del distribuidor, gran usuario y exportador i .

DMP es la demanda máxima proyectada.

D_i es la demanda proyectada declarada por cada distribuidor, gran usuario y exportador i , coincidente con el período y la hora prevista para la demanda máxima proyectada y verificada por el AMM.

1.3. Desvíos de potencia

Todo lo relacionada con las transacciones de desvíos de potencia se encuentra definido dentro de la Norma de Coordinación Comercial del AMM. Se entiende como transacción de desvío de potencia al conjunto de intercambios en el Mercado Mayorista, que resulta de los excedentes o faltantes de potencia comprometida en contratos entre sus participantes. Existen desvíos de potencia de los participantes productores y desvíos de potencia de los participantes consumidores, y estos a su vez pueden ser desvíos de potencia negativos o positivos.

A continuación se presentan las fórmulas que se encuentran en las norma para el cálculo de los desvíos de potencia.

Cálculo del desvío de potencia diario del participante productor:

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

Donde:

$OFDT_{id}$ = Oferta firme disponible total del participante productor "i" en el día "d".

PTC_{id} =Potencia total comprometida del participante productor “i” en el día “d”.

Adicionalmente se evalúan las siguientes condiciones:

$$DPP_{id} < 0$$

$$DPP_{im(-)} = \frac{\sum_d DPP_{id}}{ND}$$

Donde:

$DPP_{im(-)}$ = Desvíos de Potencia Negativos, que el participante productor “i” compra mediante transacción de desvío de potencia en el mes “m”.

ND = Número de días del mes

$$DPP_{id} > 0$$

$$DPP_{im(+)} = \frac{\sum_d DPP_{id} - OFDAL_{idk}}{ND}$$

Donde:

$DPP_{im(+)}$ = Desvíos de Potencia Positivos, que el participante productor “i” compra mediante transacción de desvío de potencia en el mes “m”.

$OFDAL_{idk}$ = Oferta Firme Disponible de unidades “k” de arranque lento, es decir arranque mayor a una hora, del día “d” de unidad de generación “i”, que no hayan resultado generando por no ser requeridas en el despacho en tiempo real del AMM

ND = Número de días del mes

Cálculo del Desvío de Potencia mensual del participante consumidor:

$$DPC_{jm} = DFEC_{jm} - DFE_{jm}$$

Donde:

$DFEC_{jm}$ = Demanda firme efectivamente contratada por el participante consumidor "j" en el mes "m".

DFE_{jm} = Demanda firme efectiva del participante "j" en el mes "m".

Adicionalmente se evalúan las siguientes condiciones:

$DPC_{jm} < 0$	$DPC_{jm} > 0$
$DPC_{jm(-)} = DPC_{jm} + DFNC_{jm}$	Entonces el participante consumidor tiene excedentes de potencia positiva que se liquidan en el MM mediante Transacciones de Desvío de Potencia.
$DFNC_{jm} = -(DF_j - \text{Máximo}(DFEC_{jm}, DFE_{jm}))$	
$DPC_{jm(-)} = \text{Desvío de potencia negativo que el participante consumidor "j" compra mediante transacciones de desvío de potencia en el mes "m".}$	

1.4. Modalidades de contratación en el mercado a término

Como se indica en la Norma Comercial No 13 del AMM, los participantes consumidores, conformados por los distribuidores, comercializadores y grandes usuarios, deben tener contratos de potencia que les permita cubrir con oferta firme eficiente sus requerimientos de demanda firme.

Por otra parte en la Norma Comercial No.13, se indica que dentro del Mercado a Término del AMM, se podrán pactar contratos de conformidad con los tipos establecidos en dicha norma, ya sea para garantizar el abastecimiento de una determinada demanda de potencia y energía, para contar con un

respaldo de reserva de potencia o para contar con la potencia que permita el cubrimiento de la demanda firme de los participantes consumidores.

Las modalidades de los contratos en el mercado a término son los contratos de abastecimiento, contratos de reserva de potencia, contratos de respaldo de potencia y los contratos de exportaciones o importaciones.

1.4.1. Contratos de abastecimiento

En el Mercado a Término los tipos de contratos de abastecimiento que se encuentran definidos en la norma de coordinación del AMM son: los contratos por diferencias de curva de carga, contratos de potencia si energía asociada, contratos de opción de compra de energía, contratos por diferencia por la demanda faltante, contratos de energía generada y contratos existentes.

Todas las definiciones y características de los contratos a término, se encuentran en la Norma de Coordinación Comercial No. 13 del AMM y a continuación se presenta un resumen y ejemplificación de los contratos de abastecimiento descritos en dicha norma:

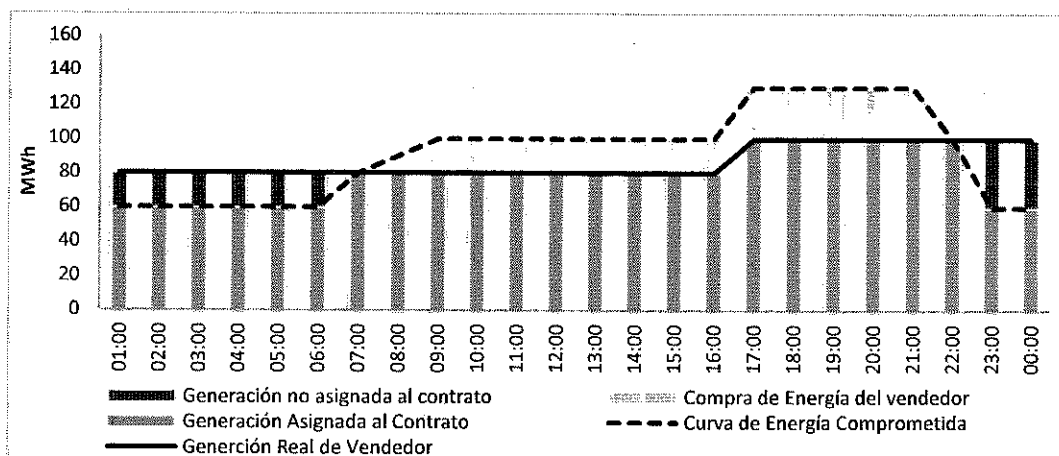
El contrato por diferencias con curva de carga, establece por las partes un valor de potencia contratada para el cubrimiento de la demanda firme en todo momento durante toda la vigencia del contrato, dicho valor no podrá superar la oferta firme eficiente del vendedor que no esté comprometida en otros contratos. Adicionalmente el vendedor ofrece una curva de energía horaria a lo largo del período de vigencia.

La forma de ejecutar los términos del contrato consiste en que la energía de la curva de energía será asignada al comprador y descontada al vendedor. El vendedor podrá respaldar contratando potencia para cubrir su compromiso,

de igual forma la energía, es decir que puede o no ser generada por el vendedor.

A continuación se muestra un ejemplo de asignación de energía en un contrato por diferencia con curva de carga, desde el punto de vista del generador:

Figura 2. **Ejemplo de asignación de energía del contrato por diferencia con curva de carga**



Fuente: elaboración propia.

Se puede observar en el gráfico anterior, que existen horas de la curva de carga horaria en donde el vendedor compra energía en el SPOT, para poder completar la curva de energía comprometida. Adicionalmente existen horas en que existe energía generada no asignada al contrato la cual puede ser vendida en el SPOT o en otros contratos.

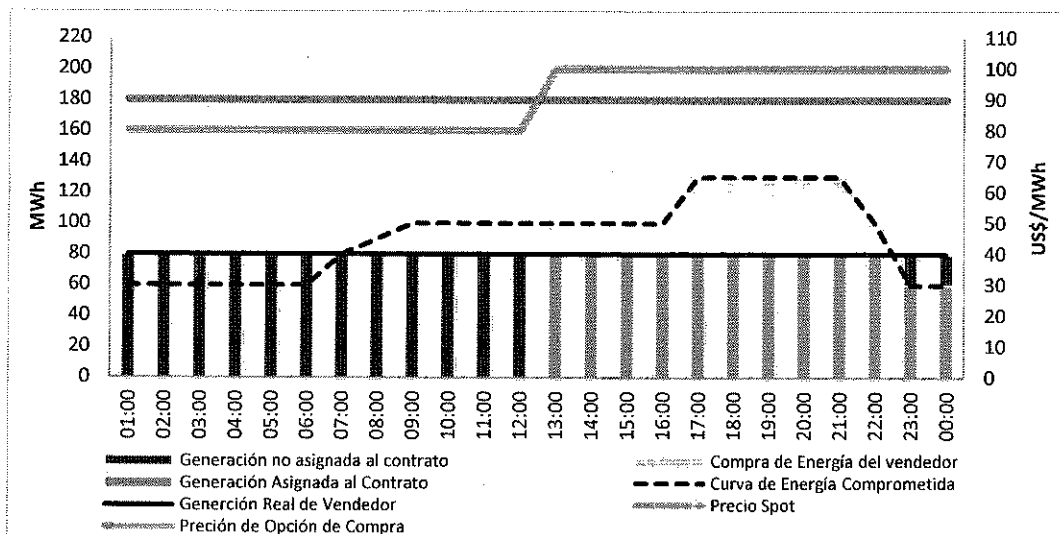
En el contrato de potencia sin energía asociada, se establece por las partes un valor de potencia contratada para el cubrimiento de la demanda firme durante toda la vigencia del contrato, el cual no podrá superar la oferta firme eficiente del vendedor no comprometido en otros contratos.

El contrato de opción de compra de energía, tiene un valor de potencia contratada establecido por las partes para el cubrimiento de la demanda firme, el cual debe ser igual durante toda la vigencia del contrato y no podrá superar la oferta firme eficiente del vendedor no comprometida en otros contratos. Por otra parte se fija un precio de opción de compra de energía, el cual sirve de referencia para la asignación de energía a la parte compradora.

De acuerdo a lo anterior se asigna energía horaria al participante consumidor si el precio de opción es inferior al precio de oportunidad de la energía en el mercado de oportunidad.

A continuación se muestra un ejemplo de asignación de energía en un contrato de opción de compra de energía, desde el punto de vista del generador:

Figura 3. **Ejemplo de asignación de energía del contrato de opción de compra**



Fuente: elaboración propia.

En el ejemplo de asignación de energía para los contratos de opción de compra se puede observar que cuando el precio de opción es mayor que el precio de oportunidad o si la generación del productor es mayor a la curva del comprador, no se asignará energía al consumidor y por tanto el productor puede vender la energía en el mercado de oportunidad.

Por otra parte si el precio de opción es inferior al de oportunidad y la generación del productor es inferior a la curva del consumidor, el productor deberá de comprar la energía en el mercado de oportunidad, para poder cumplir con la energía horaria comprometida en el contrato.

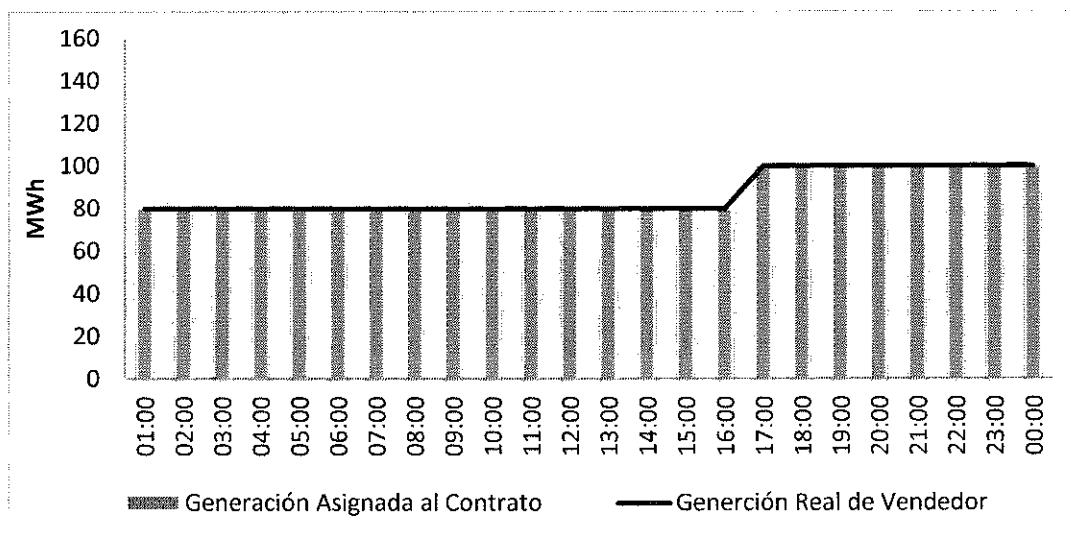
Para el contrato por diferencias por la demanda faltante, se establece un precio de potencia contratada por ambas partes, para el cubrimiento de demanda firme durante toda la vigencia del contrato, el cual no podrá superar

la oferta firme eficiente del vendedor no comprometido en otros contratos. Por otra parte el productor se compromete a entregar al precio pactado toda la energía demandada por el comprador que no sea suministrada por otros contratos, hasta la potencia comprometida.

Los contratos de energía generada, no contemplan un precio de potencia para cubrir demanda firme, es decir que no se comprometen el cubrimiento de un valor de potencia, sin embargo las unidades de generación del productor que no se les haya asignado oferta firme eficiente, venden a un consumidor toda la energía que puedan generar en el Mercado Mayorista.

A continuación se muestra un ejemplo de este tipo de contrato, desde el punto de vista del generador:

Figura 4. **Ejemplo de asignación de energía del contrato de energía generada**



Fuente: elaboración propia.

1.5. Características de los contratos del mercado a término

Todas las características que deben tener los contratos del mercado a término se encuentran dentro de la Norma de Coordinación Comercial.

Dentro de los requisitos que debe cumplir un contrato del mercado a término, de acuerdo a la Norma de Coordinación Comercial del AMM se encuentran: la identificación del vendedor y comprador del contrato, la restricción a la máxima energía a vender por contratos, el período de vigencia, corresponder a un contrato del mercado a término, garantizar que el vendedor tiene oferta firme eficiente no comprometida para cubrir el compromiso de potencia adquirido, no incluir cláusulas de compra mínima de energía, no incluir cláusulas que limiten el derecho de las partes de vender excedentes y establecer el precio de opción de compra de energía cuando se trate de un contrato de opción de compra de energía.

De forma estricta el participante debe tener la oferta firme eficiente para dar cumplimiento a los contratos que cubran demanda firme, y para los casos en que la potencia firme sea superior a la oferta firme eficiente, deberá contratar con otro participante productor la diferencia, para cubrir dicha planilla, en cualquier momento del contrato. El participante productor por tanto deberá comprar las diferencias de transacciones de desvíos de potencia.

1.6. Otros aspectos de los contratos de abastecimiento

Para los contratos de abastecimiento, el participante productor compromete el abastecimiento de energía, exceptuando en el contrato de potencia si energía asociada. Para lo anterior el participante generador tiene las siguientes opciones:

- Entregar energía de generación propia como por ejemplo: generación de sus propias unidades, generación de unidades de otro participante productor con el quien haya suscrito contratos de reserva o por medio de importación de algún contrato del productor.
- Energía comprada en el mercado de oportunidad, de resultar la generación propia insuficiente debido al despacho o a la falta de disponibilidad propia.

Los participantes productores deben informar al AMM, tal y como se indica en la Norma de Coordinación Comercial No. 13, los contratos de abastecimiento suscritos indicando los siguientes datos: nombre del participante consumidor, período de vigencia, modalidad del contrato, demanda a abastecer contratada, nodo de intercambio, el precio de opción de compra cuando corresponda y precios y garantías de abastecimiento y eventuales fórmulas de reajuste.

1.7. Contratos existentes

De acuerdo al artículo 40 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, los contratos existentes a partir del nueve de diciembre de 2005, serán considerados como pertenecientes al mercado a término y los mismos serán administrados de conformidad con las estipulaciones contractuales contenidas en dichos contratos, incluyendo las condiciones de compra mínima de energía obligada.

1.8. Teoría de subastas

Una subasta o licitación es básicamente un proceso en donde un número de participantes buscan adjudicarse un(os) bien(es) en función de ofertas realizadas ante un martillero. En la actualidad existe un sin número de casos

que se pueden citar como ejemplos en los cuales se utilizan los mecanismos de subasta: remates de obras de arte, subasta de propiedades, licitaciones de contratos, subastas en internet, subasta de bandas espectrales en telecomunicaciones, venta de paquetes de acciones en apertura de empresas a la bolsa de comercio de Santiago, adjudicaciones de derechos de explotación mineral, subastas en los proceso de privatizaciones, etc.

El mecanismo de subasta nace con el propósito de maximizar el beneficio obtenido por la venta de uno o varios productos. A pesar que el auge en el estudio económico de subastas es reciente, éstas se han utilizado en el proceso de compra-venta desde varios siglos atrás.

1.8.1. Clasificación de las subastas

Las subastas se pueden clasificar de múltiples maneras, sin embargo, las distinciones básicas están en función de las siguientes características:

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

Así, una subasta puede ser del tipo primer precio *multiple object auction* de valor privado, o bien del tipo segundo precio *single object auction* de valor privado.

1.8.2. Número de bienes a subastar y reglas del proceso

Una subasta puede liquidar uno o varios bienes bajo distintos mecanismos o reglas. Los mecanismos se pueden resumir básicamente en dos: subasta holandesa y subasta inglesa, de las cuales se pueden derivar otros formatos dependiendo si se trata de una subasta abierta o de sobre cerrado, o bien si se quieren liquidar uno o varios bienes a la vez. A continuación se presenta una tabla resumen de los tipos de subastas:

Tabla III. Tipos de subastas

<i>Single Object Auction</i>		<i>Multiple Object Auction</i>	
Sobre Abierto	Sobre Cerrado	Sobre Abierto	Sobre Cerrado
Subasta Inglesa	Segundo Precio	Subasta Inglesa	Precio Uniforme
Subasta Holandesa	Primer Precio	Subasta Holandesa	<i>Pay-As-Bid</i>

Fuente: elaboración propia.

Derivado que el objeto de estudio del presente trabajo de investigación son los procesos de licitación de potencia y energía, en los cuales pueden ser adjudicadas varias plantas oferentes en donde cada megavatio representa una unidad, se realiza una descripción de los tipos de subastas de múltiples objetos.

1.8.2.1. Subasta Inglesa *Multiple Object*

En este tipo de subasta se desean liquidar múltiples activos, por ejemplo, un número de K activos homogéneos. En este tipo de subasta el martillero comienza un proceso iterativo en el cual llama a ofertar a un precio muy alto, como todos los competidores desean vender a dicho precio, se produce una sobre-oferta. Así, el martillero comienza a disminuir el precio paulatinamente

hasta que la oferta iguale a la demanda. Todos los bienes son negociados al mismo precio de equilibrio.

1.8.2.2. Subasta Holandesa *Multiple Object*

Al igual que en la subasta inglesa *multiple object*, se desean liquidar K activos iguales. En este tipo de subasta el martillero comienza un proceso iterativo el cual se inicia recibiendo ofertas de venta a un precio muy bajo, en cada iteración se va incrementando este precio hasta que los primeros vendedores están dispuestos a negociar a dicho precio, los bienes ofertados son liquidados a estos oferentes en el precio señalado y continúa el proceso con el resto de los activos, hasta así completar la compra de K activos.

1.8.2.3. Subasta *Pay-As-Bid Multiple Object*

En este tipo de subasta se desean liquidar múltiples activos, por ejemplo, un número de K activos homogéneos. Para esto, el martillero solicita a los oferentes escribir sus ofertas en un papel, las cuales luego serán entregadas a éste en un sobre cerrado. Las ofertas de cada oferente deben incluir la cantidad ofrecida y el precio correspondiente de venta. Una vez abierta las ofertas de todos los oferentes, éstas se ordenan de menor a mayor, y quedarán adjudicadas aquellas que formen parte del conjunto de ofertas más económicas que pueden abastecer la demanda. El precio de negociación con cada oferente será el ofrecido por cada uno de éstos en sus respectivas ofertas.

1.8.2.4. Subasta precio uniforme *Multiple Object*

En este tipo de subasta se desean liquidar múltiples activos, por ejemplo, un número de K activos homogéneos. Para esto, el martillero solicita a los oferentes escribir sus ofertas en un papel, las cuales luego serán entregadas a éste en un sobre cerrado. Las ofertas de cada oferente deben incluir la

cantidad ofrecida y el precio correspondiente de venta. Una vez abierta las ofertas de todos los oferentes, éstas se ordenan de menor a mayor y quedarán adjudicadas aquellas que formen parte del conjunto de ofertas más económicas que pueden abastecer la demanda. El precio de negociación con cada oferente será el mismo y corresponde a la oferta con el precio más caro que resultó casada (precio de la unidad marginal).

2. PREMISAS DEL MERCADO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Dentro del Mercado Mayorista se realizan día a día una serie de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúa a corto y largo plazo entre agentes productores, consumidores, comercializadores, etc.

La compra y venta de los bloques de potencia y energía responden a la dinámica de consumo de todos los consumidores de energía eléctrica a nivel nacional e internacional (en el caso de las exportaciones). Es por ello que existe dentro del marco regulatorio actual los fundamentos legales que respaldan los mecanismos y procedimientos necesarios para poder cubrir y satisfacer las necesidades de consumo de energía eléctrica del país.

Por tanto la demanda y el consumo de energía eléctrica son los parámetros que motivan la existencia de contratos de corto y largo plazo que garanticen la cobertura de dichos parámetros.

Sin embargo el crecimiento de los niveles de consumo de energía y de las magnitudes de demanda requeridos por todos los consumidores de energía eléctrica tiene repercusión en su precio de compra, ya que el conjunto de unidades generadoras se compone de diferentes tecnología que utilizan diferentes recurso para la generación de energía eléctrica. Actualmente la generación de energía eléctrica responde básicamente a un despacho Hidro-Térmico, conformado principalmente por plantas hidroeléctricas de regulación anual y plantas térmicas que utilizan carbón, bunker, biomasa entre otros recursos, para la generación.

En los siguientes puntos se muestran algunas características de la evolución de la demanda y oferta del país a través de parámetros como potencia, energía, factor de carga, recurso de generación, potencia instalada, etc.

2.1. Demanda y consumo de energía

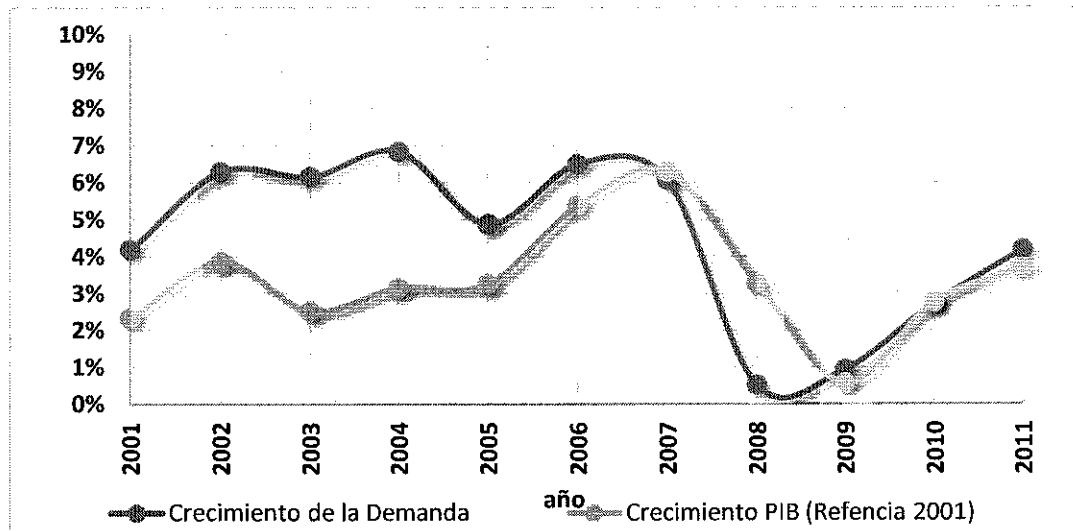
La evolución de la demanda a través del tiempo, se encuentra vinculada con el crecimiento de la población y su nivel adquisitivo, así como el desarrollo del sector industrial y comercial del país. Sin embargo fenómenos climáticos y acontecimientos mundiales, como la crisis económica del 2008 distorsionan el comportamiento evolutivo de la demanda, así como los niveles de consumo de energía eléctrica.

La demanda de potencia y energía corresponde a los agentes consumidores, entre los cuales se pueden mencionar Grandes Usuarios y Distribuidoras.

2.1.1. Consumo de energía

A continuación se observa la tasa de crecimiento del consumo de energía eléctrica del país, y su relación con el crecimiento del Producto Interno Bruto nacional, que como se ha mencionado anteriormente son variables entre las cuales existe un tipo de vínculo socio-económico.

Figura 5. Comparación entre la tasa de crecimiento del consumo de energía y el PIB

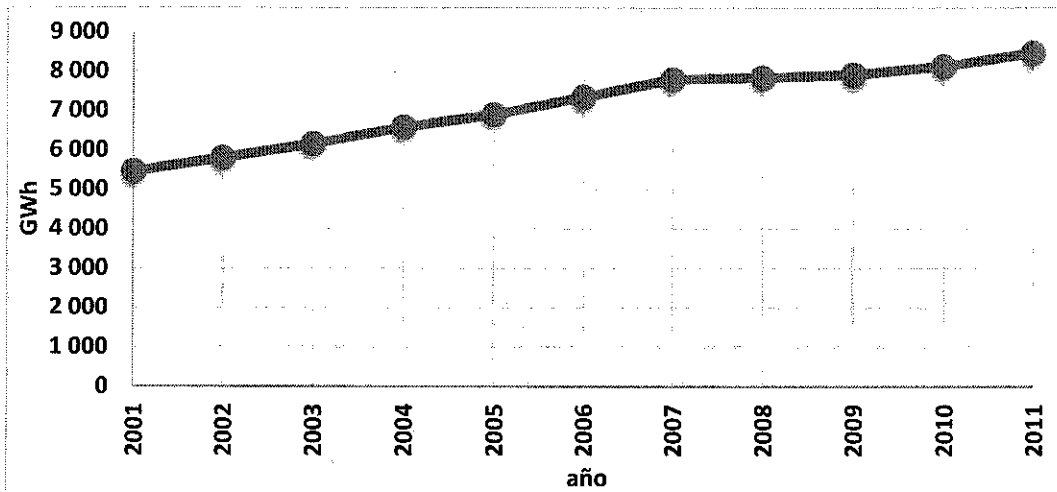


Fuente: CNEE. Perspectivas de los Planes de Expansión 2012. p.18.

En el gráfico anterior se puede observar que durante la crisis económica del 2008, se reduce también la tasa de crecimiento del consumo de energía eléctrica en Guatemala, mostrando una recuperación de ambos indicadores a partir del 2010.

Para tener la sensibilidad en gigavatios-hora de la evolución del crecimiento del consumo de energía eléctrica en el país, se presenta en el siguiente gráfico el crecimiento del consumo de energía eléctrica a partir del 2001.

Figura 6. Comportamiento del consumo de energía eléctrica en el país



Fuente: CNEE. Perspectivas de los Planes de Expansión 2012. p.17.

Por otra parte es importante observar la composición del consumo de energía eléctrica entre los participantes consumidores y otros conceptos como pérdidas, consumos propios o exportaciones:

Tabla IV. Composición del consumo de energía eléctrica

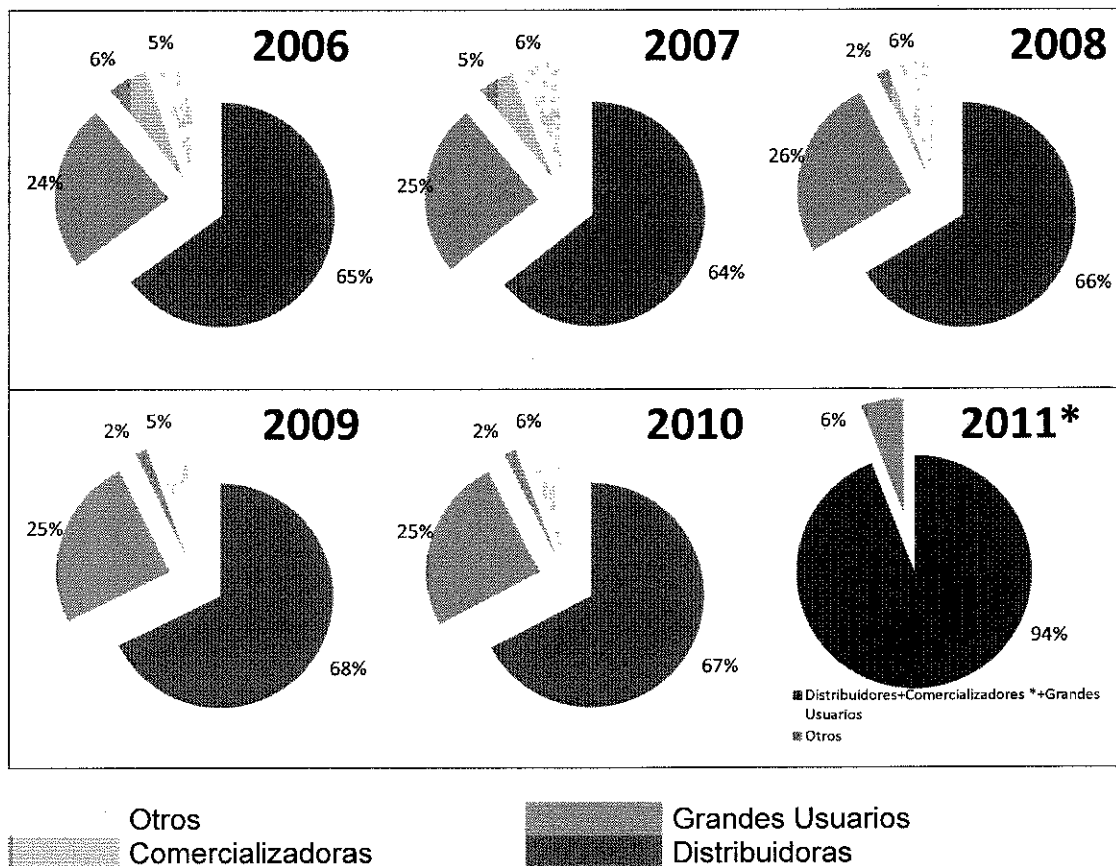
Descripción	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Distribuidores	4 831,6	5 095,7	5 260,8	5 429,3	5 568,6	
Comercializadores	1 797,7	1 972,9	2 080,3	1 999,3	2 091,3	8 161,0
Grandes Usuarios	421,5	411,5	147,1	139,1	142,8	
Otros	394,2	456,6	433,9	447,0	473,5	511,1
Total	7 445,0	7 936,7	7 922,1	8 014,7	8 276,2	8 672,1

Fuente: elaboración propia.

En la tabla anterior y en el gráfico siguiente las pérdidas del SNI, los consumos propios y las exportaciones son agrupadas y se definen como "Otros", adicionalmente para el 2011, únicamente se cuenta con la información previa del AMM.

A continuación se presenta la evolución de forma porcentual del consumo de energía eléctrica clasifica por participante consumidor, adicionando las pérdidas, consumos propios y las exportaciones a través de la clasificación "Otros":

Figura 7. **Composición del consumo de energía eléctrica en el país**



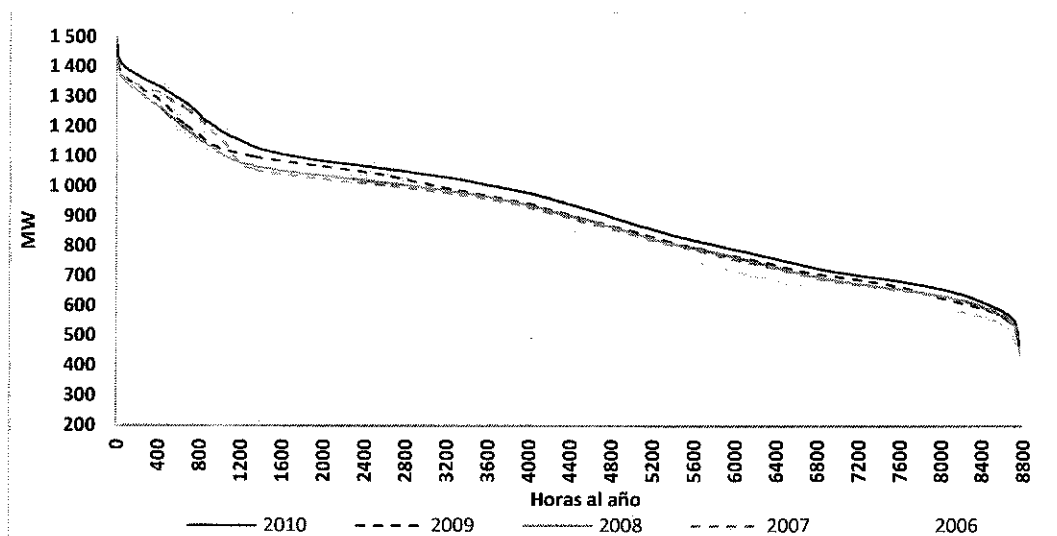
Fuente: elaboración propia.

Para el 2011 la información no detallada, derivado que el informe estadístico del AMM no ha sido publicado a la fecha.

2.1.2. Requerimiento de potencia

Por otra parte la cantidad de demanda de potencia requerida en el Sistema Nacional Interconectado del país permite observar el requerimiento de potencia que ha existido a través del tiempo, por lo que a continuación se muestran las curvas de demanda de potencia par diferentes años:

Figura 8. Curva de duración de la demanda

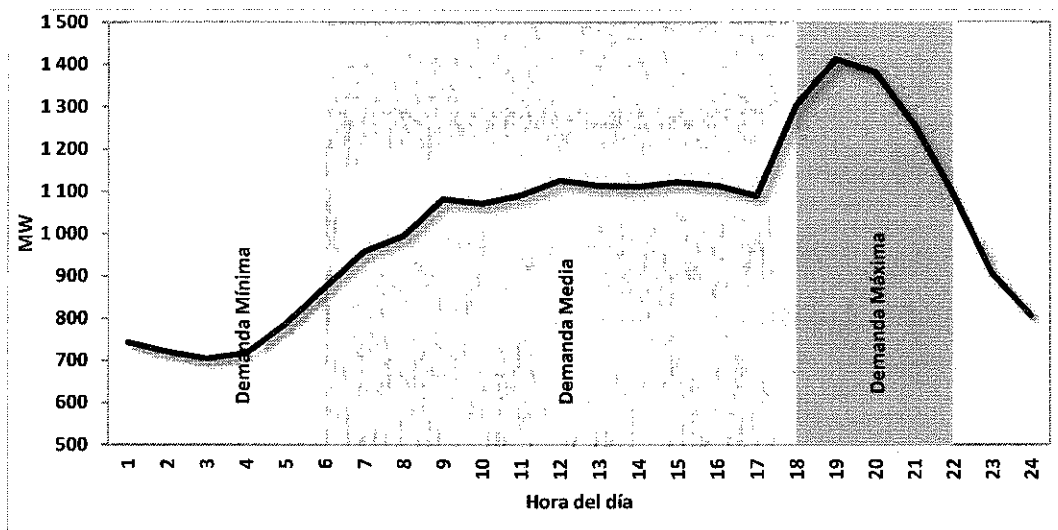


Fuente: CNEE. Perspectivas de los Planes de Expansión 2012. p.20.

En el gráfico anterior se puede observar que la demanda de potencia ha aumentado con el tiempo, sin embargo la curva de demanda del 2008 es muy similar a la del 2007, reflejando el poco crecimiento que existió durante ese año.

Con la finalidad de tener una perspectiva de la cantidad de tiempo que corresponde a cada uno de los valores de la curva de duración de la demanda, se presenta una curva característica diaria dividida por los períodos de las bandas horarias definidas en el Reglamento del Mercado Mayorista, las cuales son: demanda máxima entre las 18:00 y las 22:00 horas, demanda media entre las 6:00 y las 22:00 horas y demanda mínima entre las 22:00 y las 6:00 horas.

Figura 9. Curva de carga horaria típica

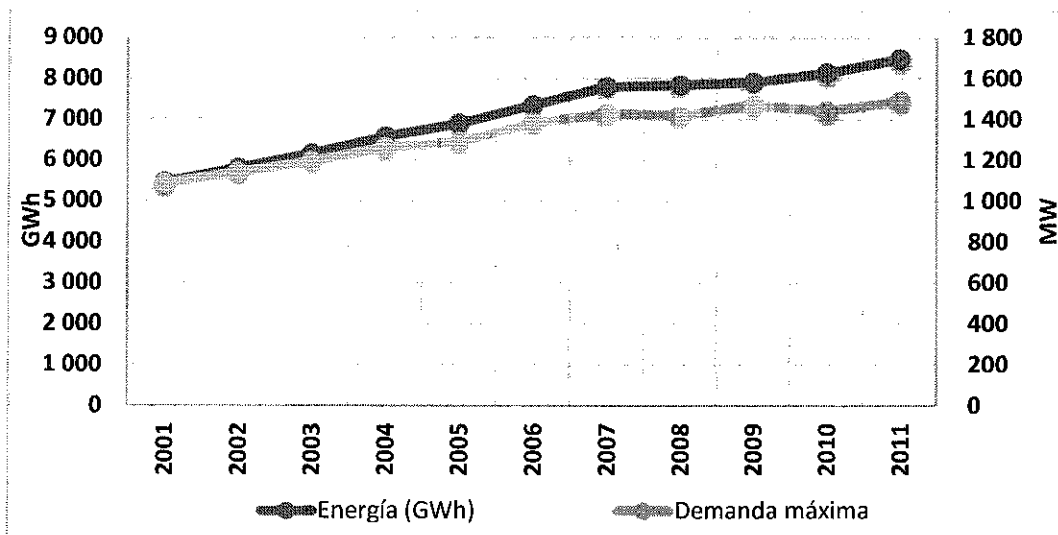


Fuente: elaboración propia.

Al realizar una aproximación de la cantidad de horas anuales que representa la banda de demanda máxima de la curva de carga, podemos observar que la potencia de la máxima demanda osciló entre los 1 000 megavatios y los 1 500 megavatios, con un incremento gradual a medida que se incrementan todas las bandas horarias.

Continuando con lo descrito anteriormente en el siguiente gráfico se muestra la demanda máxima del SNI histórico, comparado con la energía consumida a partir del 2001.

Figura 10. **Evolución de la demanda máxima y el consumo de energía eléctrica en el país**

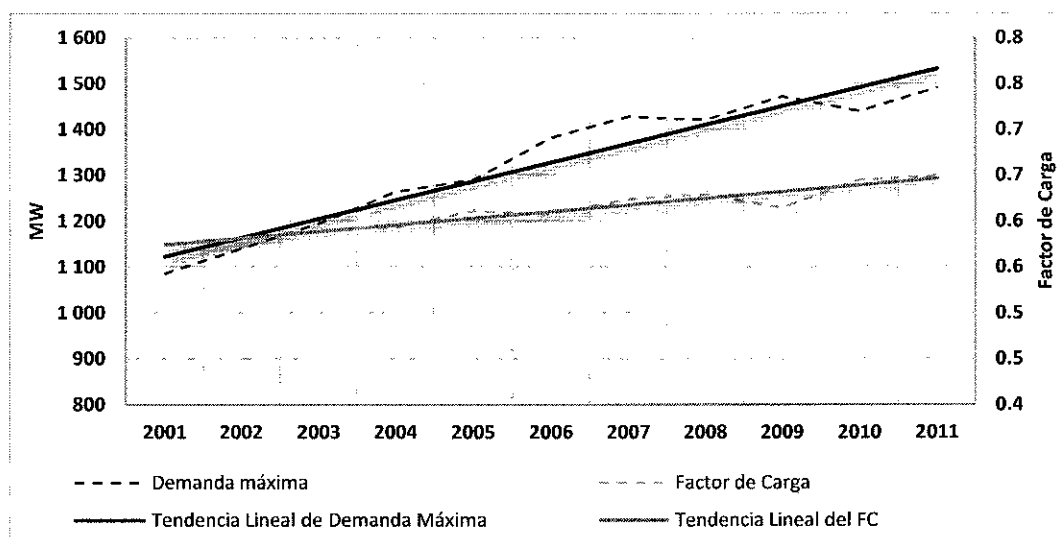


Fuente: elaboración propia.

2.1.3. Factor de carga

Con base a las estadísticas mostradas en los dos puntos anteriores, se obtienen los valores del factor de carga de la demanda del sistema nacional interconectado, al dividir la energía anual de cada año entre la potencia máxima de ese mismo año. Los resultados obtenidos se reflejan en el siguiente gráfico.

Figura 11. Comparación de la demanda máxima y el factor de carga



Fuente: elaboración propia.

Aunque el factor de carga ha venido mejorando con el transcurso del año, es decir que se ha utilizado de mejor manera el parque de generación instalado, en términos generales podemos decir que un factor de carga menor a 0,65 aún sigue siendo un valor bastante bajo, es decir que la curva de carga diaria presenta picos altos de demanda.

Lo anterior se puede asumir que es derivado de la carga de iluminación poco eficiente que existe en el área residencial, es decir que existe una gran cantidad de viviendas en el país que aún utilizan bombillos de iluminación incandescentes, los cuales son utilizados en su mayoría durante las horas de la demanda máxima, entre 18:00 y 22:00, por lo que dicha carga aunada con la demanda media suman en conjunto picos de demanda que generan un factor de carga bajo.

La proyección de la demanda firme tiene implícito estas premisas, ya que utiliza como base la información histórica, ocasionado que exista la posibilidad de necesitar contratos de potencia y energía que deban cubrir dichas proyecciones de demanda y energía, por lo que si la tendencia del factor de carga sigue teniendo el mismo comportamiento, habría que analizar la posibilidad de tomar medidas que mejoren dicho factor de carga, con el objetivo de disminuir los costos de potencia en los contratos de abastecimiento.

2.2. Generación de energía

Hasta ahora se ha hecho una retrospectiva y análisis del balance de potencia y energía desde el punto de vista de la demanda, a continuación se realiza el análisis desde el punto de vista de la oferta, es decir los agentes productores o generadores que operan en el país.

Los recursos utilizados para la generación de energía eléctrica en el país son la biomasa, carbón, bunker, recurso hídrico y la geotermia. Adicionalmente el SNI, cuenta con una interconexión con México a través de la cual se realizan importaciones de energía.

Agrupados por la tecnología de generación a continuación se resume la evolución de la composición de energía eléctrica del parque actual de generación en el país:

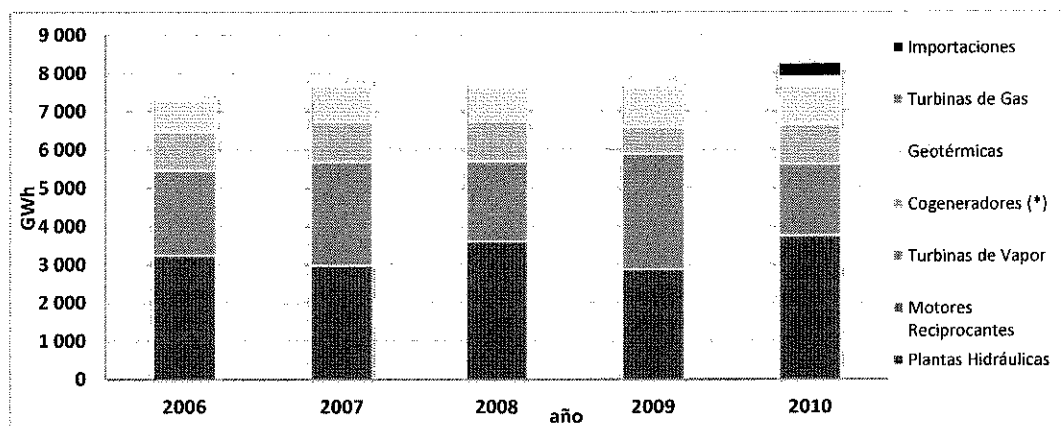
Tabla V. **Generación de energía eléctrica por tecnología**

Descripción	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Plantas Hidráulicas	3 245,5	2 985,5	3 624,8	2 892,9	3 767,0	
Motores Reciprocantes	2 226,2	2 704,7	2 082,4	3 005,3	1 861,4	
Turbinas de Vapor	1 013,5	1 037,6	1 058,1	695,9	1 043,4	
Cogeneradores (*)	807,0	951,0	865,2	1 068,8	978,9	8 146,5
Geotérmicas	142,5	233,2	272,0	279,9	259,3	
Turbinas de Gas	2,0	16,6	15,0	34,7	3,9	
Importaciones	8,4	8,1	4,7	37,2	362,3	525,6
Total	7 445,0	7 936,7	7 922,1	8 014,7	8 276,2	8 672,1

Fuente: elaboración propia.

Derivado que a la fecha no se tiene el detalle de la generación para el año 2011, únicamente se indica la generación de las tecnologías que se encuentran en el territorio nacional y la energía importada durante dicho año.

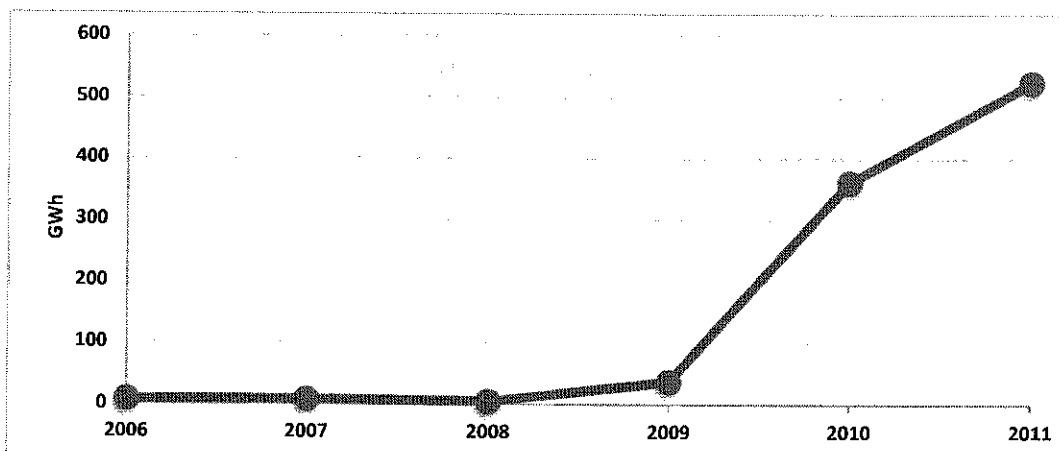
Figura 12. **Composición de la generación de energía eléctrica por tecnología**



Fuente: elaboración propia.

El gráfico anterior muestra que gran parte de la generación de energía eléctrica se compone de hidroeléctricas y de generación térmica a partir de bunker y carbón, presentándose durante el 2007 y 2009 una mayor dependencia del bunker como recurso de generación. Por otra parte es de relevancia mencionar que las importaciones de energía anual han aumentado en los últimos dos años (2010 y 2011), tal y como se puede observar en el siguiente gráfico:

Figura 13. **Importación de energía eléctrica anual**



Fuente: elaboración propia.

2.2.1. **Evolución de la matriz energética**

Los recursos renovables utilizados actualmente para la generación de energía eléctrica, disponibles en el país son: la geotermia, biomasa y el recurso hídrico, sin embargo el viento y la radiación solar son recursos disponibles que aún no han sido explotados a gran escala para la generación. Por otra parte los recursos no renovables que son importados de otros países para la generación de energía eléctrica son: bunker, diesel y carbón.

A continuación se presenta un resumen de los recursos utilizados para la generación de energía eléctrica para el período 2006 – 2010, ya que para el 2011 aún no se cuenta con el detalle de la información:

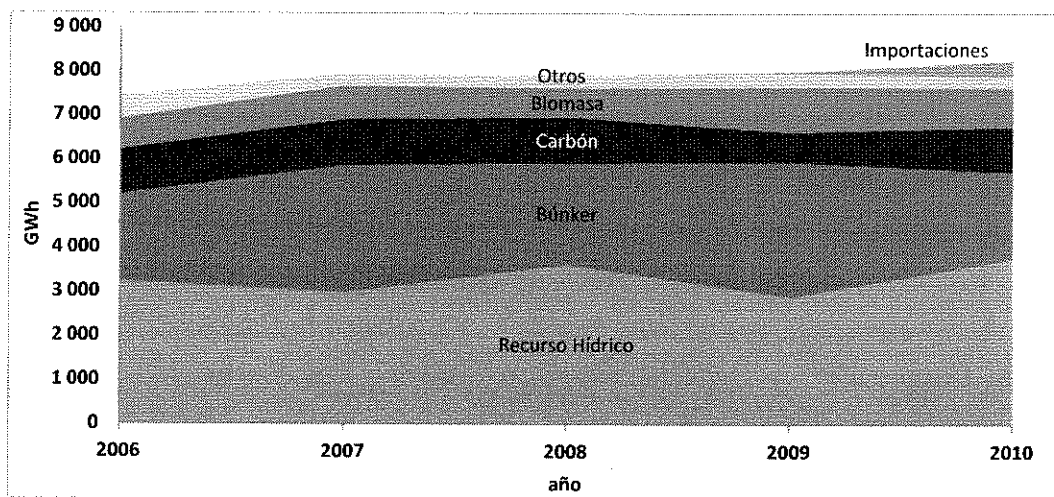
Tabla VI. **Generación de energía eléctrica por recurso (gigavatios-hora)**

Descripción	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Recurso Hídrico	3 245,5	2 985,5	3 624,8	2 892,9	3 767,0	
Bunker	1 972,5	2 887,4	2 301,5	3 066,0	1 956,0	
Carbón	1 010,5	1 037,5	1 047,6	678,5	1 035,6	8 146,5
Biomasa	698,7	768,4	656,6	1 025,5	892,0	
Vapor Geotérmico	142,5	233,2	272,0	279,9	259,3	
Diésel	8,8	16,6	15,0	34,7	3,9	
Orimulsión	358,2	-	-	-	-	-
Importaciones	8,4	8,1	4,7	37,2	362,3	525,6
Total	7 445,0	7 936,7	7 922,1	8 014,7	8 276,2	8 672,1

Fuente: elaboración propia.

El contenido de la tabla anterior se refleja en el siguiente gráfico, el cual muestra la evolución de la matriz energética en un período de cinco años, en donde se puede observar que la generación con bunker continua siendo un recurso del cual depende la generación en el país, lo cual como se verá en puntos posteriores repercute directamente en los precios de la energía eléctrica.

Figura 14. Evolución de la matriz energética del país



Fuente: elaboración propia.

De forma porcentual se presenta en la siguiente tabla, el promedio del período 2006-2010 de la composición de la matriz energética, en donde se puede apreciar que los dos recursos que fueron utilizados para generar más del 70 por ciento de la energía en el país, fueron el bunker y el recurso hídrico.

Tabla VII. Proporción de la utilización de los recursos para la generación de energía eléctrica

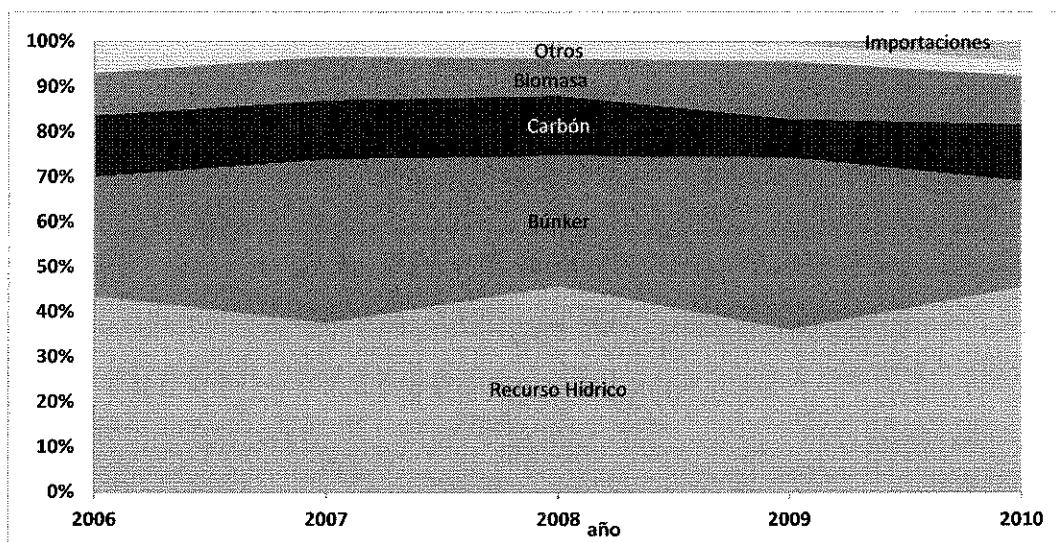
Recurso	Promedio
Recurso Hídrico	41,7%
Bunker	30,8%
Carbón	12,1%
Biomasa	10,2%
Otros	4,1%
Importaciones	1,1%
Total	100,0%

Fuente: elaboración propia.

De forma complementaria al contenido de la tabla anterior, el siguiente gráfico contiene la evolución de la matriz energética de forma porcentual.

Como dato interesante se puede observar que la importación de energía eléctrica al final del período presenta un valor promedio del 5 por ciento, desplazando en dicho porcentaje la generación con otros recursos no renovables. La generación con recurso hídrico también se ve afectada directamente por los fenómenos climatológicos, como por ejemplo El Niño.

Figura 15. **Evolución porcentual de la matriz energética del país**



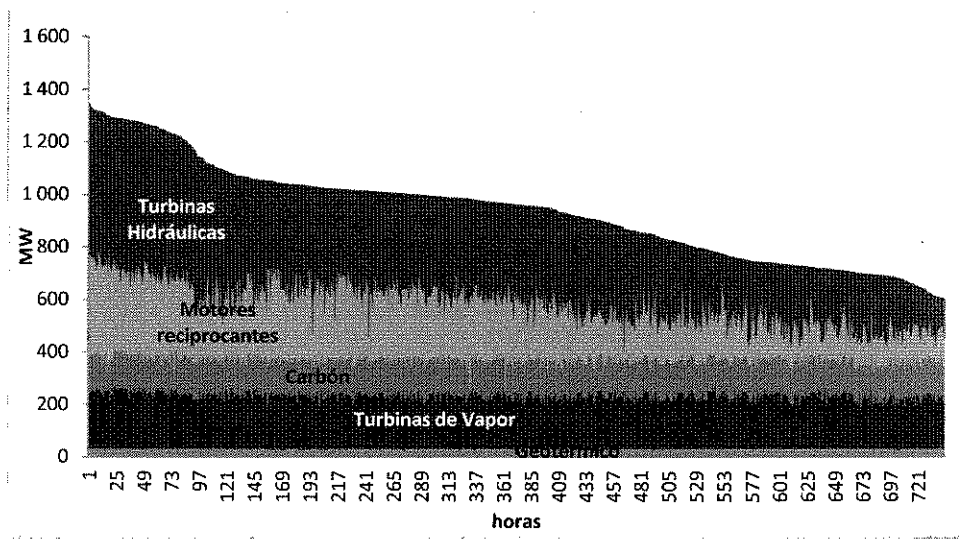
Fuente: elaboración propia.

La estacionalidad de la disposición de los recursos repercute en la generación por tipo de tecnología, obteniendo dos períodos marcados durante el año.

Los dos períodos climatológicos que afectan la composición de la matriz energética son:

- Época seca: comprendido por los meses noviembre, diciembre, enero, febrero, marzo y abril.

Figura 16. **Curva de duración de la demanda por recurso de generación para el mes de marzo 2011**



Fuente: elaboración propia.

Las turbinas de vapor que se muestran en el gráfico anterior corresponden a los ingenios azucareros que utilizan la biomasa como recurso de generación durante la época de zafra.

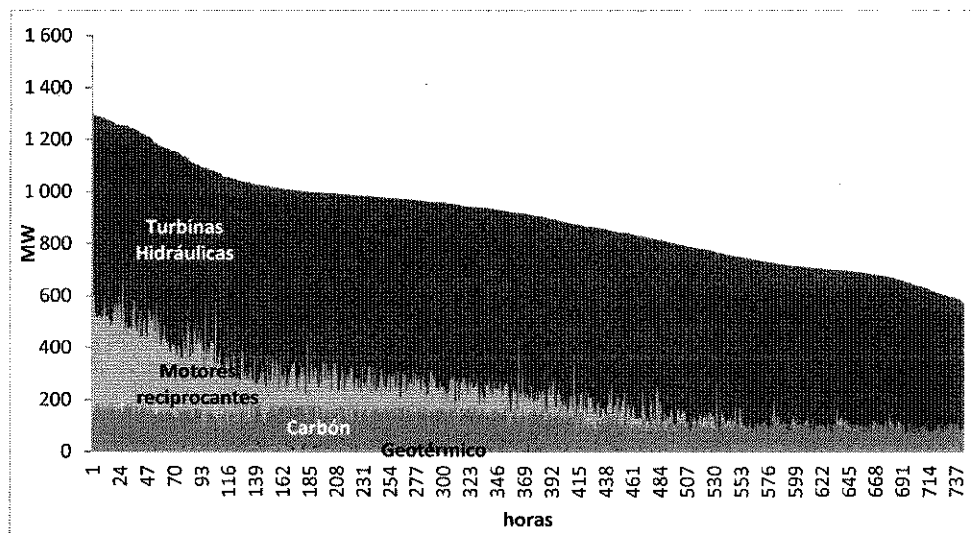
Durante los meses de época seca los recursos utilizados para la generación de energía eléctrica son: carbón, biomasa, bunker, geotermia y recurso hídrico. Forman parte de la base de generación la

geotermia, el carbón y la biomasa, por lo que el recurso no renovable que margina el costo de energía es el bunker.

- Época Lluviosa: correspondiente a los meses de mayo, junio, julio, agosto, septiembre y octubre.

En el siguiente gráfico, correspondiente al mes de octubre, se evidencia la utilización del recurso hídrico para la generación de energía eléctrica. Los otros recursos que son utilizados durante esta época son el carbón, la geotermia y el bunker para las horas de máxima demanda.

Figura 17. **Curva de duración de la demanda por recurso de generación para el mes de octubre 2011**



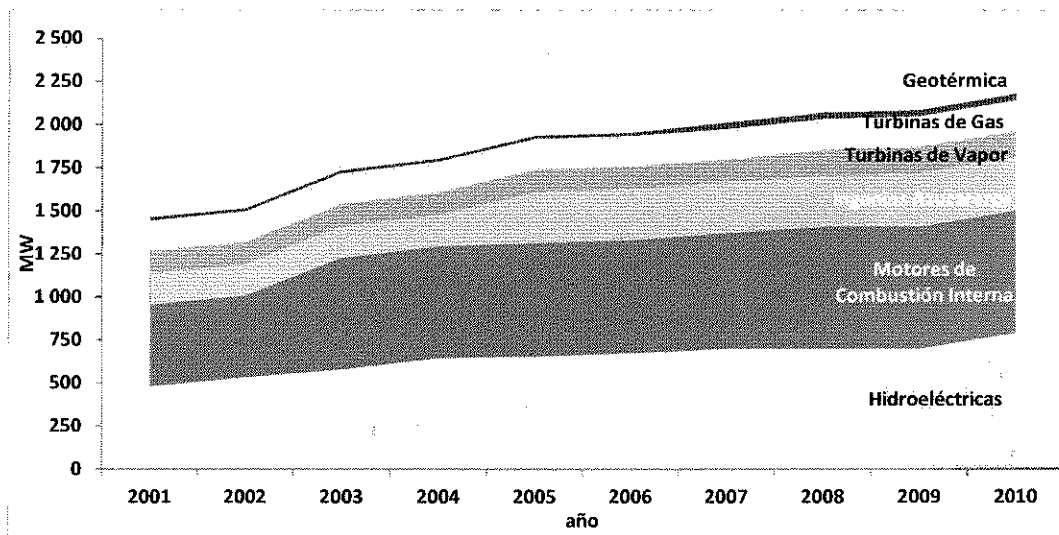
Fuente: elaboración propia.

2.2.2. Potencia instalada por tecnología

De acuerdo a la tecnología que se utiliza para la generación de energía eléctrica, las centrales de generación se pueden clasificar como: hidroeléctricas, centrales como motores de combustión interna, máquinas de vapor, geotérmicas, turbinas de gas e ingenios azucareros, estos últimos utilizan la biomasa como recurso de generación para la época de zafra.

En el siguiente gráfico se muestra la estimación de la evolución histórica de la potencia efectiva instalada en el SNI, clasificado por el tipo de tecnología:

Figura 18. Aproximación de la potencia efectiva instalada en el SNI



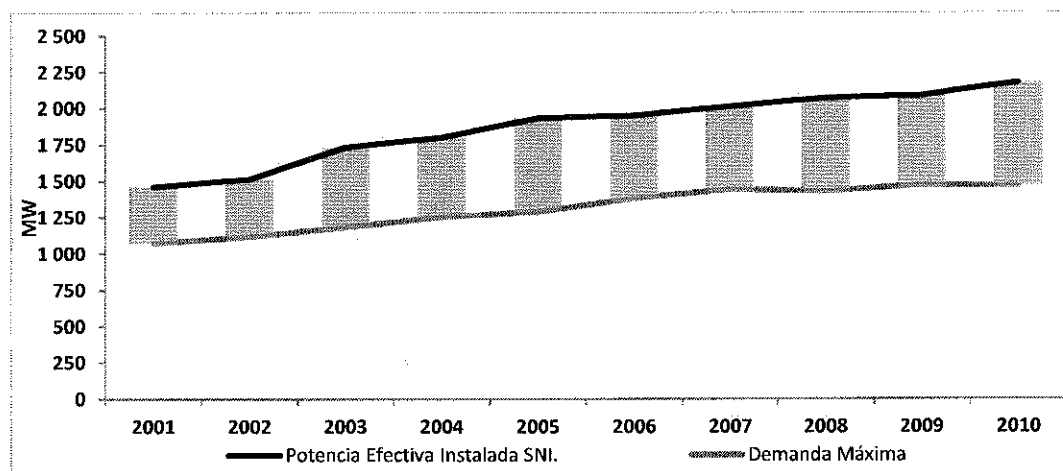
Fuente: elaboración propia.

Los datos de la potencia efectiva instalada, coinciden con la composición de la matriz energética, colocando a los motores de combustión interna y a las centrales hidroeléctricas como los dos tipos de tecnologías con mayor potencia efectiva instalada en el territorio nacional.

2.2.3. Reserva de potencia instalada

Derivado del punto anterior, se puede comparar en conjunto con la demanda del SNI, la reserva de potencia con las que se ha contado a lo largo del período de análisis, bajo el supuesto que dicha reserva se define como la diferencia entre la potencia efectiva instalada y la demanda del sistema.

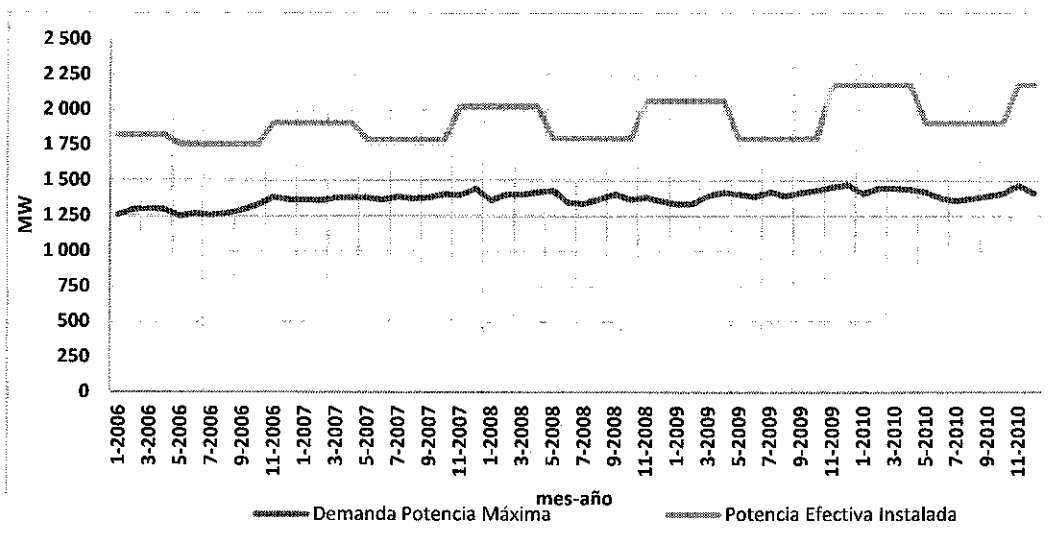
Figura 19. **Estimación de la reserva de potencia instalada (valores máximos)**



Fuente: elaboración propia.

Lo anterior corresponde a los valores máximos de capacidad instalada y de demanda, pero un análisis más detallado muestra que las reservas de potencia en época de no zafra son inferiores a los mostrados en el análisis anterior, en donde se utilizaron los valores máximos.

Figura 20. Estimación de la reserva de potencia instalada mensual



Fuente: elaboración propia.

La diferencia que existe con la estimación de reserva para valores máximos y el detalle mensual, consiste en que éste último logra mostrar el detalle de la potencia efectiva instalada en época de zafra y no zafra, incrementando la potencia en época de zafra derivado de la disponibilidad de la biomasa de los ingenios azucareros durante dicho período.

2.3. Precio de energía en el mercado de oportunidad

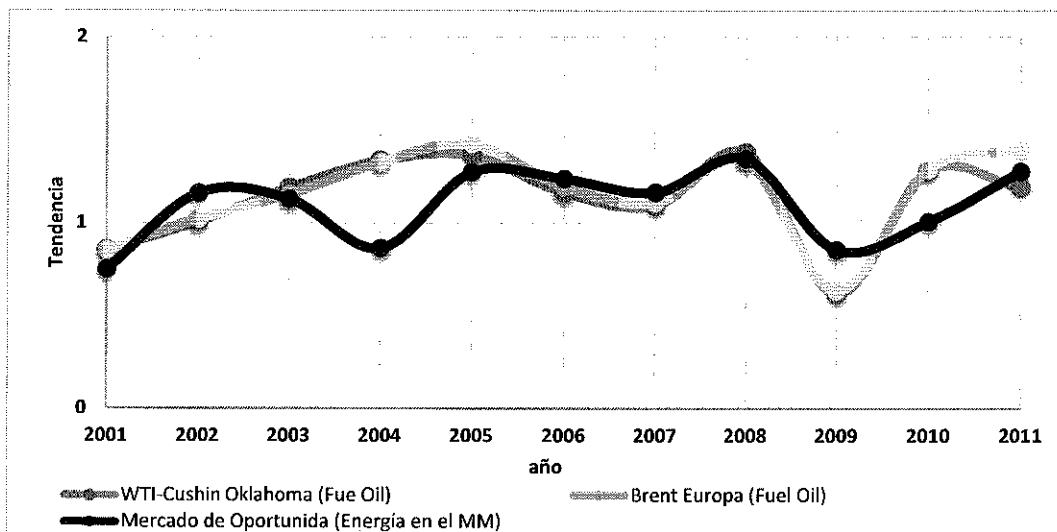
Los precios de la energía en el mercado de oportunidad varían de acuerdo a las características analizadas en puntos anteriores: oferta y demanda de energía eléctrica.

El precio de energía en el mercado de oportunidad del país se afectado desde el punto de vista de generación, por la composición de la potencia instalada, la cual como se ha analizado anteriormente, se encuentra compuesta en alrededor de un 69 por ciento por la combinación de hidroeléctricas y motores de combustión interna.

Por otra parte el crecimiento del consumo de energía eléctrica es la variable, desde el punto de vista de la demanda, que marca los precios de energía. Sin embargo otras variables como los fenómenos climatológicos también afectan los precios de la energía pero dichas variables no son analizadas dentro del presente análisis.

Finalmente se puede decir que el recurso hídrico no afecta el alza del precio de la energía, por lo que el recurso no renovable que marca las tendencias de los precios de energía eléctrica en el país es el bunker, tal y como se puede apreciar en el siguiente gráfico, en donde podemos observar la relación directa que existe entre las tendencias de los precios internacionales del Fuel Oil.

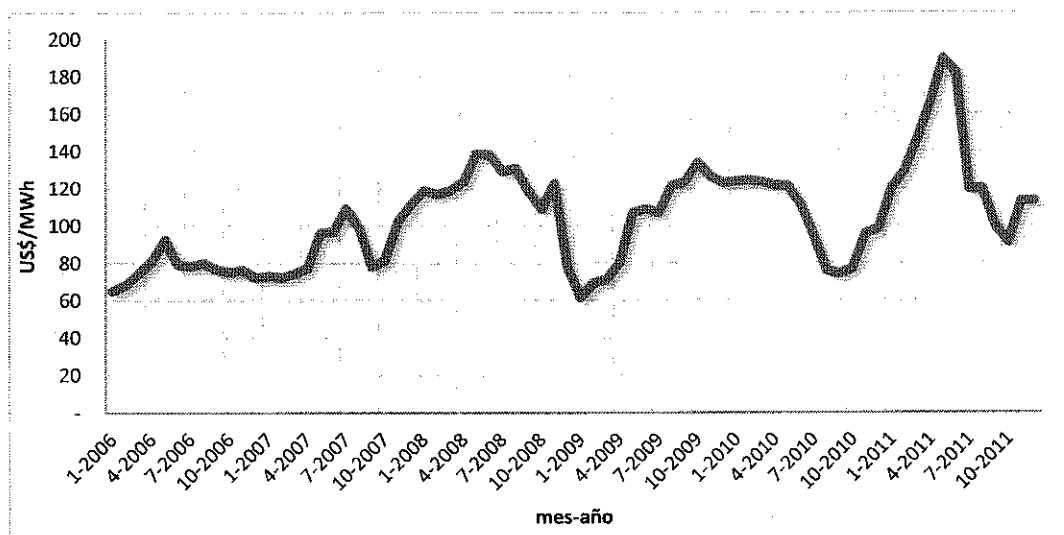
Figura 21. **Tendencias de los precios del bunker y el precio promedio de la energía eléctrica en el mercado de oportunidad**



Fuente: CNEE, Perspectivas de los Planes de Expansión 2012, p.36.

De manera general y para tener un panorama más detallado del precio promedio de la energía, se muestra a continuación el precio de la energía en el mercado de oportunidad para el período 2006-2011 de forma mensual:

Figura 22. Precio de energía eléctrica en el mercado de oportunidad



Fuente: CNEE, Perspectivas de los Planes de Expansión 2012, p.25.

2.4. Energía de contratos a término

Como parte del marco teórico del presente análisis se definieron los tipos de contratos que se encuentran definidos dentro del marco legal vigente, y en específico los contratos de abastecimiento.

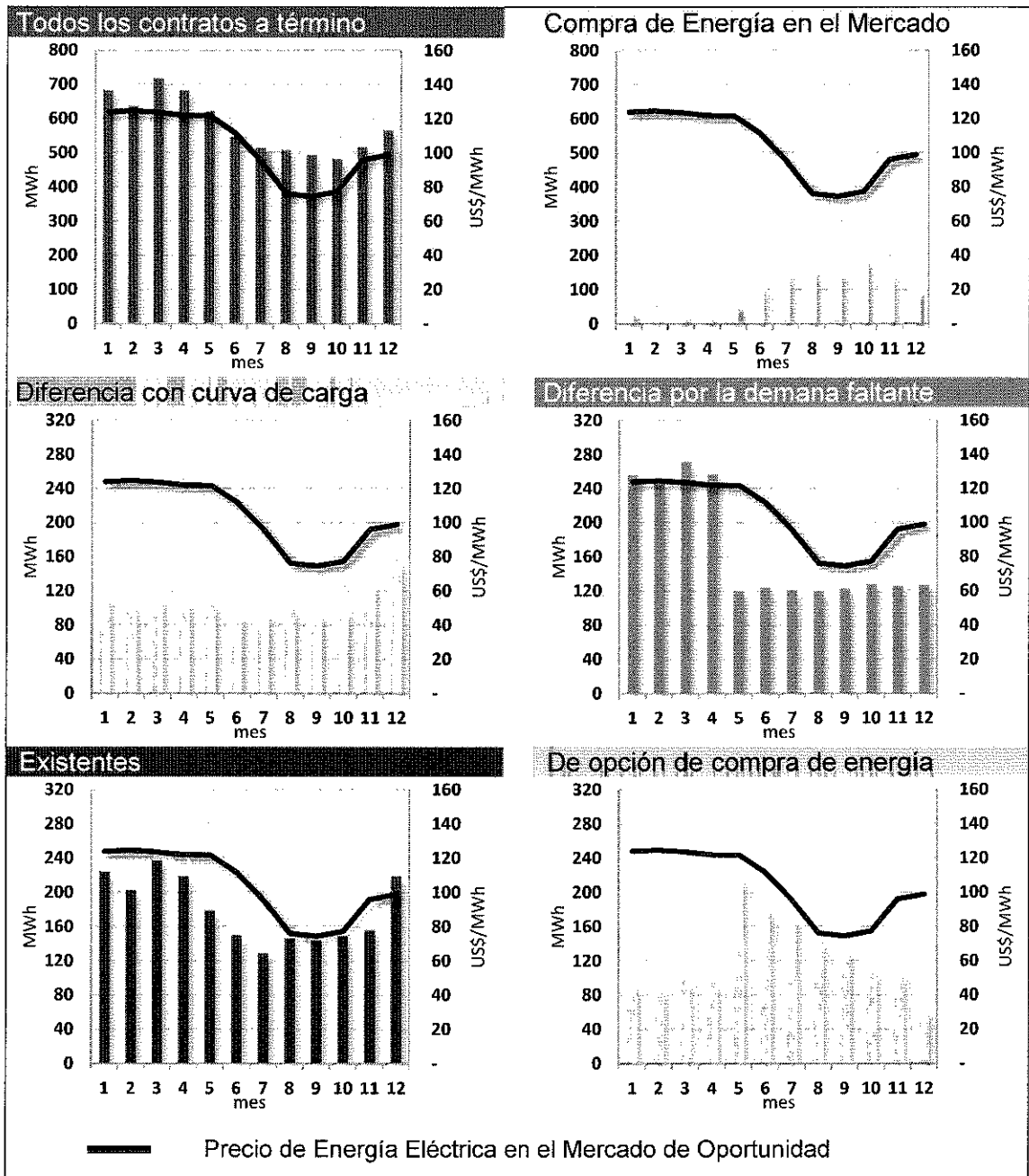
Es por ello que uno de las premisas más interesantes es la comparación entre la energía que se ha abastecido a través del cumplimiento de contratos a término y el precio de la energía en el mercado de oportunidad.

A continuación se realiza un análisis para el 2009 y 2010, en donde se compara el comportamiento del precio de energía en el mercado de oportunidad ante las transacciones de energía derivadas de los diferentes tipos de contratos de abastecimiento y contratos existentes.

Los datos relevantes para ambos análisis independientes son:

- La comparación entre el precio de oportunidad de la energía eléctrica en el mercado de oportunidad y las transacciones de energía resultado de los contratos de abastecimiento y existentes para el 2010, muestra que los contratos existentes marcan de forma directa el comportamiento del precio de la energía. Por otra parte el comportamiento de las transacciones de energía de los contratos de opción de compra de la energía comprada en el mercado de oportunidad responde a las directrices de precios de dicho mercado.

Figura 23. Transacciones de energía por contratos y precio SPOT para el 2010



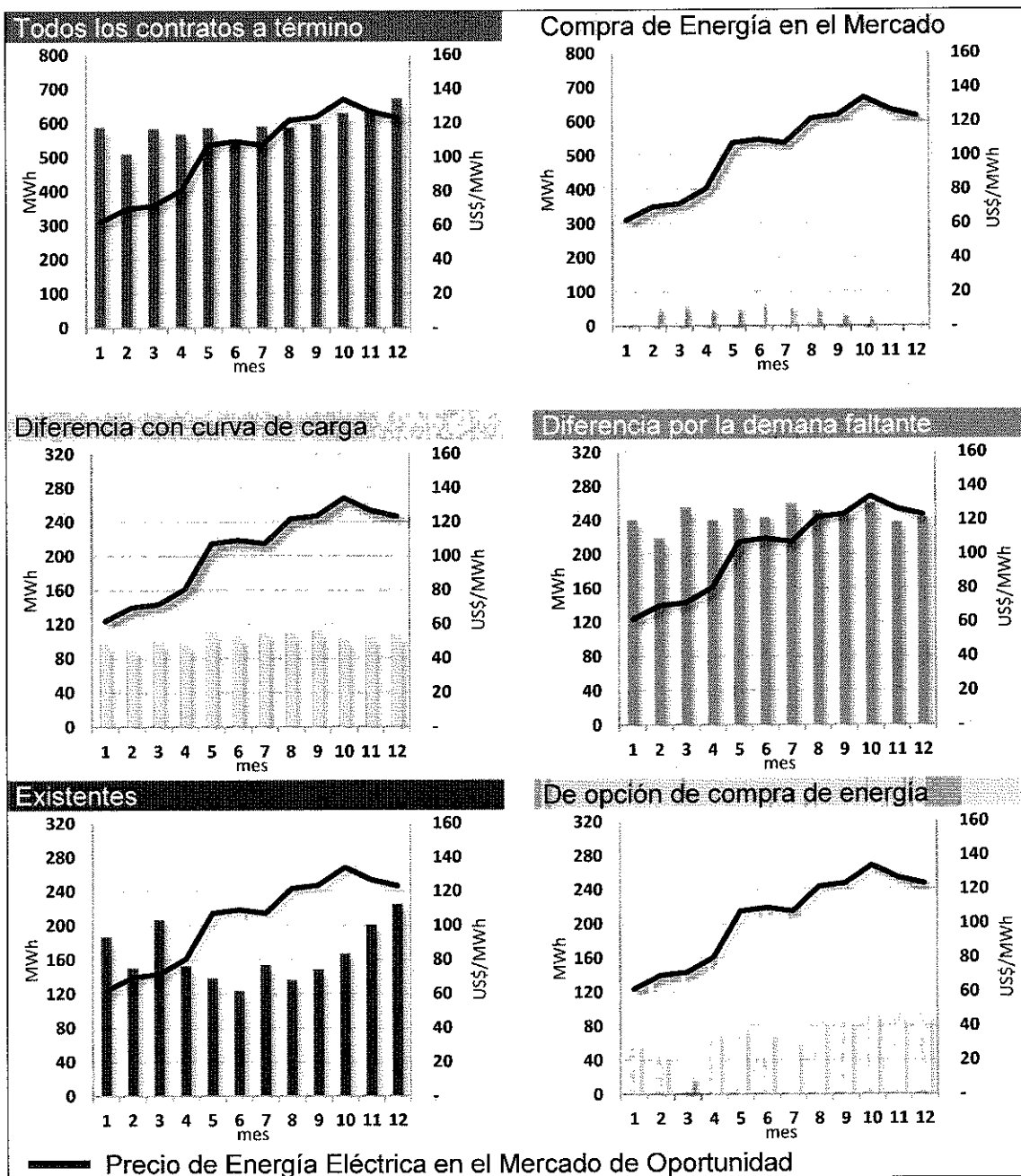
Fuente: elaboración propia.

- Durante las transacciones de energía realizadas en el 2009, se puede observar que existió una baja compra de energía en mercado de oportunidad, ocasionado por los precios de la energía, por otra parte los contratos existentes son los que presentan la mayor influencia sobre el precio de la energía a partir del segundo semestre del 2009.

De forma conjunta durante el período 2006 – 2010 se puede observar la energía correspondiente a cada uno de los mercados. Con una perspectiva histórica de 5 años, se puede observar la influencia que tiene las transacciones de energía a través de contratos a término, sobre el comportamiento del precio de la energía en el mercado de oportunidad.

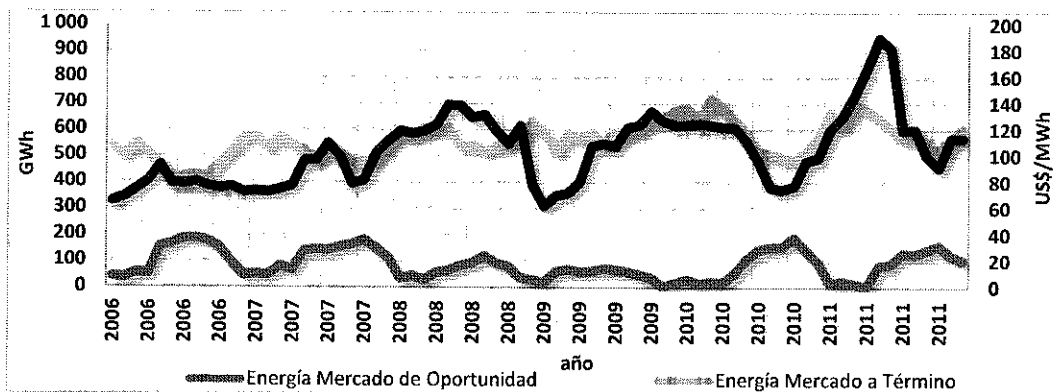
Existe un patrón de comportamiento del precio SPOT a partir del año 2009, en donde se puede observar que existe un vínculo entre el dicho precio y la energía suministrada de acuerdo a los contratos a término que existen a partir de ese año. Por otra parte el comportamiento de las transacciones de energía en el mercado de oportunidad obedece a las señales de precio del SPOT, es decir que al disminuir el precio de la energía en el mercado de oportunidad aumenta la compra de energía en el mercado y viceversa.

Figura 24. Transacciones de energía por contratos y el precio SPOT para el 2009



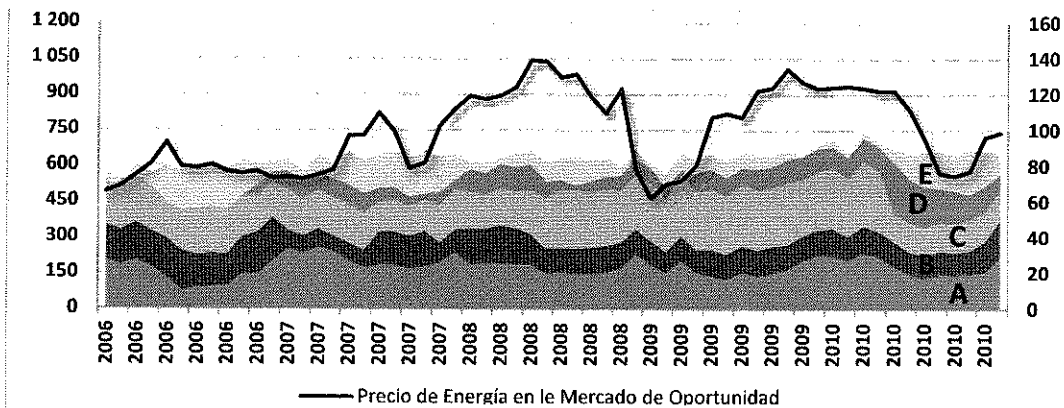
Fuente: elaboración propia.

Figura 25. Comparación de las transacciones de energía a través de contratos a término y existentes contra el precio SPOT



Fuente: elaboración propia.

Figura 26. Composición de la energía suministrada a través de contratos de abastecimiento



A = Contratos existentes	D = Contrato de opción de compra
B = Contratos por diferencias con curvas de carga	E = Energía comprada en el mercado de oportunidad
C = Contratos de diferencias por la demanda faltante	

Fuente: elaboración propia.

Aunque existe cierta vinculación entre el precio de la energía en el mercado de oportunidad y la cantidad de energía suministrado mediante el cumplimiento de contratos de abastecimiento, el comportamiento del precio SPOT tiene una mayor relación con los precios de los combustibles no renovables, utilizados para la generación, y la estacionalidad de los recursos renovables del territorio nacional.

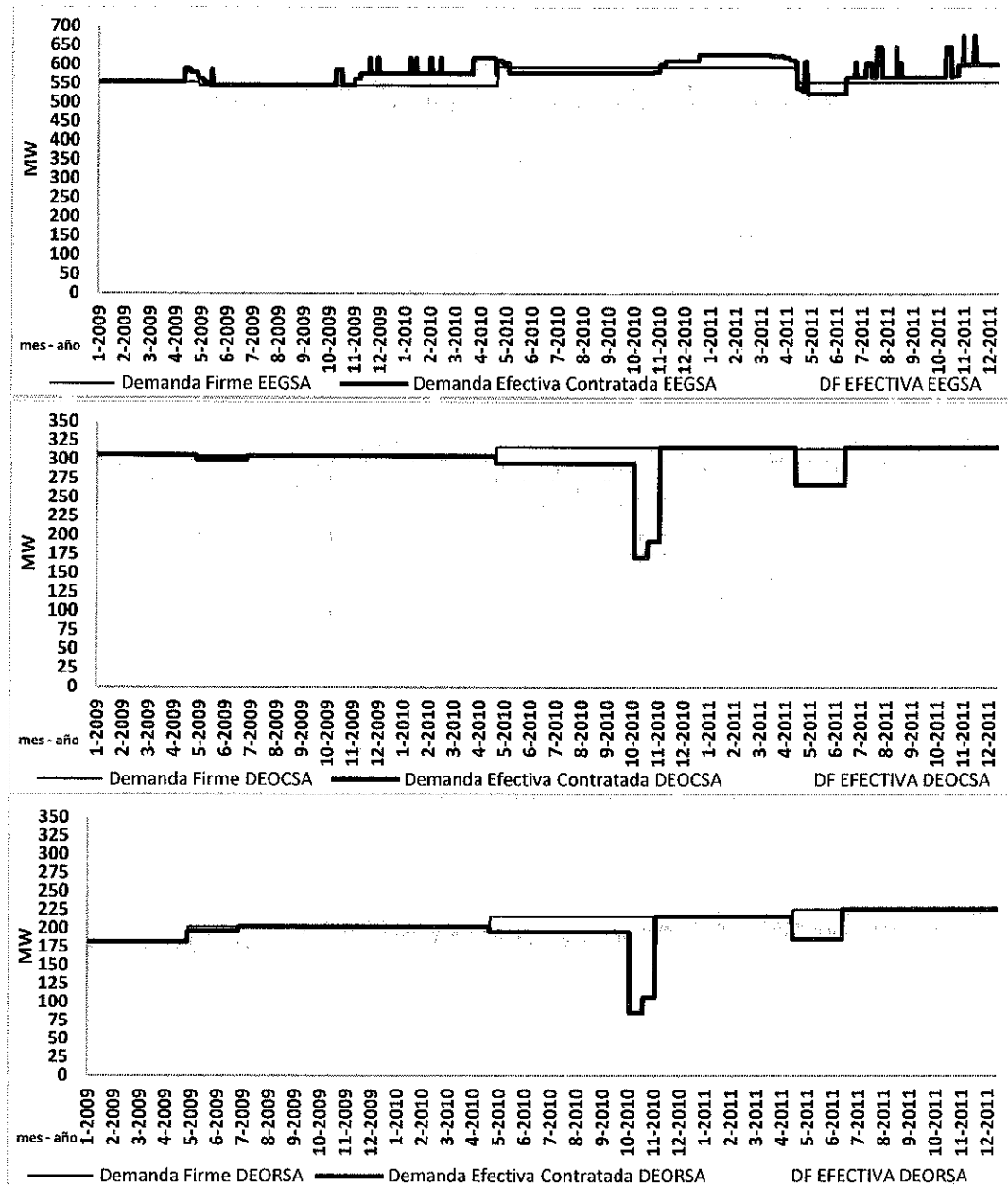
2.5. Demanda y oferta firme

Dentro de los conceptos relacionados con los participantes de los procesos de licitación, se encuentran la demanda y la oferta firme, ya que dichos conceptos son utilizados para la definición de los procesos de licitación.

2.5.1. Demanda firme

De forma resumida en los siguientes gráficos se muestran los valores de demanda firme, demanda firme efectiva y demanda efectiva contratada para las tres grandes distribuidoras que operan actualmente en el país: Distribuidora de Electricidad de Occidente Sociedad Anónima (DEOCSA), Distribuidora de Electricidad de Oriente Sociedad Anónima (DEORSA) y Empresa Eléctrica de Guatemala Sociedad Anónima (EEGSA), para un el período 2009-2011:

Figura 27. Demanda firme, demanda firme efectiva y demanda efectiva contratada distribuidoras-2009 - 2011



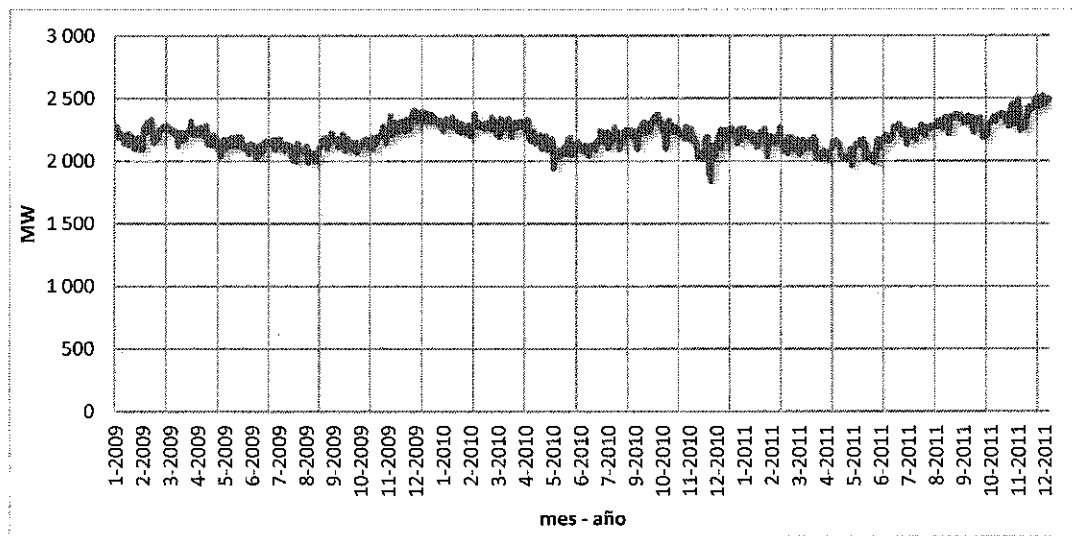
Fuente: elaboración propia.

En el gráfico anterior demanda firme efectiva representa la demanda firme, por otra parte se puede observar que durante todo el periodo presentado, las tres distribuidoras poseen demanda efectiva contratada, cumpliendo con lo establecido en la normativa vigente, sin embargo existen periodos en los cuales la demanda firme contratada es menor a la demanda firme de la distribuidora, periodos en los cuales se producen desvíos de potencia negativos del consumidor.

2.5.2. Oferta firme disponible

Uno de los parámetros que permite visualizar la oferta de potencia con la que cuenta el país es la oferta firme disponible, la cual se muestra en el siguiente gráfico de forma mensual:

Figura 28. Oferta firme disponible 2009-2011



Fuente: elaboración propia.

Es importante recordar las definiciones de oferta firme eficiente y oferta firme disponible las cuales difieren en cuanto a su aplicación dentro de las transacciones del Mercado Mayorista.

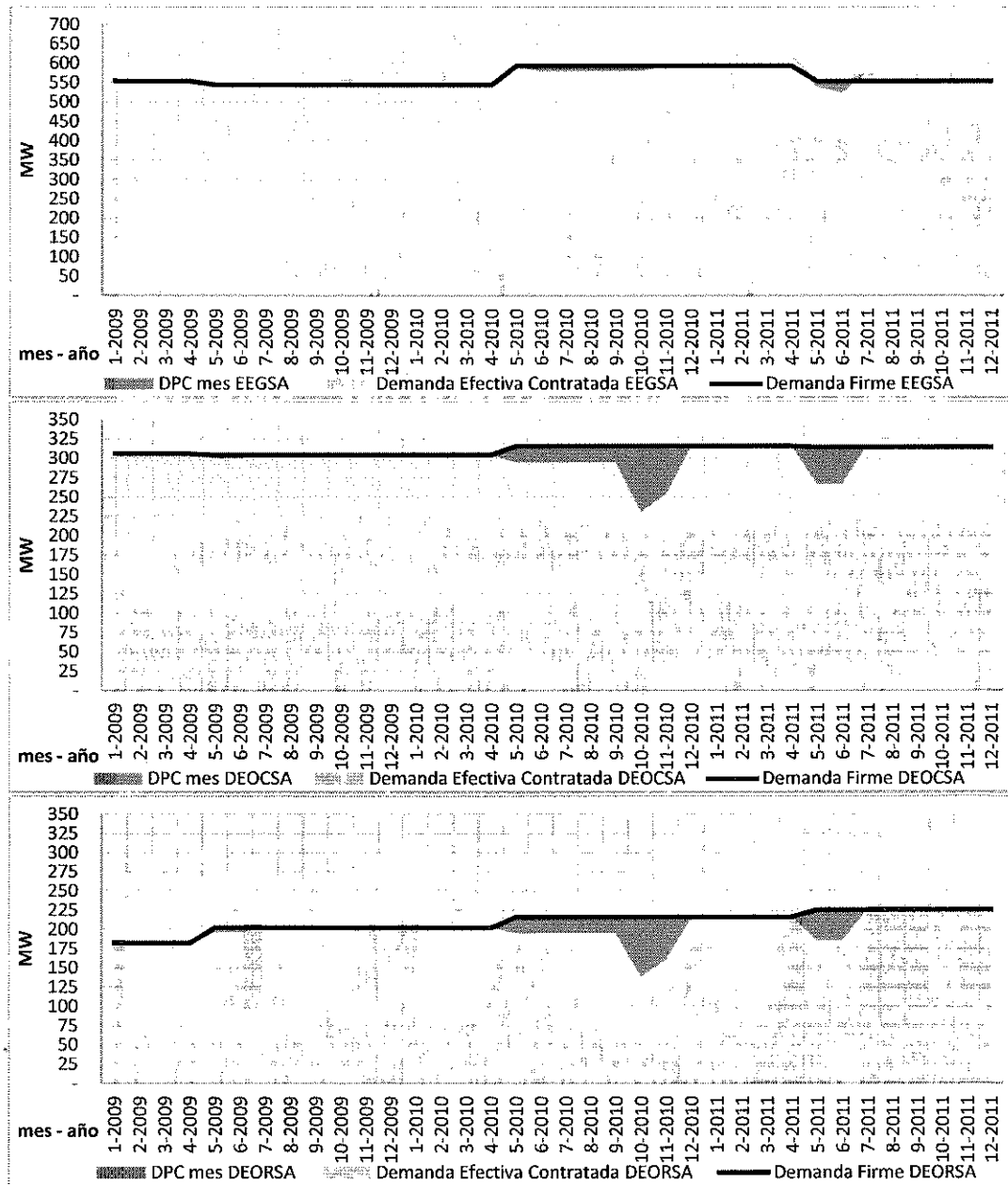
2.5.3. Desvíos de potencia del consumidor

A partir del punto anterior en donde se tiene la información de la demanda firme, la demanda efectiva contratada y las fórmulas de cálculos descritos en el primer capítulo, se puede obtener una estimación de los desvíos de potencia.

Para el cálculo de los desvíos de potencia se obtiene la información para cada una de las distribuidoras que se han analizado hasta el momento, de forma mensual. En los casos en los que la demanda firme de la distribuidora es superior al de la demanda contratada por la misma, se debe a que actualmente la distribuidora posee contratos preexistentes, los cuales posee características diferentes a los contenidos en las normas de coordinación comercial del Administrador del Mercado Mayorista.

En el siguiente gráfico se presenta la estimación de los desvíos de potencia para el período 2009 - 2011 de las tres grandes distribuidoras que operan en el país. Los desvíos de potencia mensual de los tres participantes consumidores se identifican con las siglas DPC, y corresponde a las áreas oscuras de los gráficos que se presentan a continuación:

Figura 29. Estimación desvíos de potencia distribuidoras 2009-2011



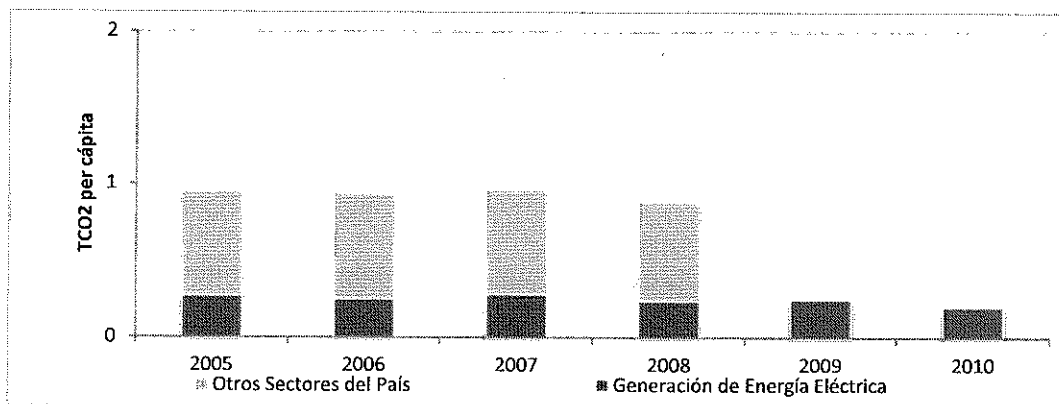
Fuente: elaboración propia.

2.6. Emisiones de CO₂

Dentro de los sectores del país que emiten dióxido de carbono por las características propias de conversión de la energía se encuentra el sector industrial, transporte, comercio, generación de energía eléctrica, entre otros.

Derivado de lo anterior, como resultado de la evolución de la matriz de generación de energía eléctrica, se pueden obtener las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) emitidas por los procesos de conversión de los recursos utilizados para la generación de energía eléctrica. A continuación se muestra las estimaciones de emisiones de CO₂ por los procesos de generación de energía eléctrica¹, para el período 2005 – 2010 y su comparación con las emisiones de otros sectores del país²:

Figura 30. Estimación de las emisiones de CO₂



Fuente: elaboración propia.

¹ Perspectivas de los planes de expansión de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica
² Emisiones de dióxido de carbono en TCO₂ per cápita publicadas por el Bando Mundial.

En el gráfico anterior no se presentan los datos para otros sectores del país para el 2009 y 2010 derivado que los datos disponibles corresponden hasta al 2008.

3. EXPERIENCIAS DE LICITACIONES

3.1. Marco legal y estructura de procesos de licitaciones en Perú

En el presente análisis se describe de forma general dos clases de procesos de licitaciones y subastas para el suministro de energía:

- Licitaciones de suministro de energía convencional y
- Subastas para suministro de electricidad con recursos energéticos renovables.

3.1.1. Marco legal peruano

En el 2006 se aprueba en Perú la Ley No. 28832, Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación, introduciendo entre otros conceptos, lo siguiente:

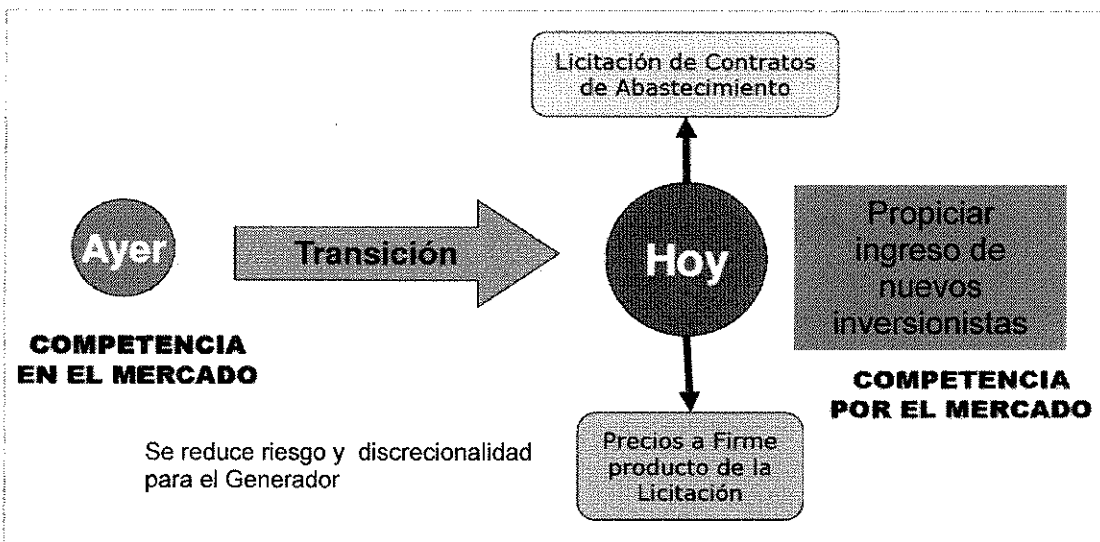
- Reemplazar la tarifa administrativa por una tarifa obtenida mediante procesos de licitación efectuados con un grado razonable de competencia.
- Efectuar las licitaciones con suficiente anticipación para cubrir el grueso de las proyecciones de crecimiento.
- Parte de la demanda licitada debe recoger las señales de escasez.

Lo anterior buscó reformar de la estructura de competitividad dentro del mercado de transacciones de energía y potencia de dicho país, realizando una

transición que resultará en una competencia por el mercado y no una competencia en el mercado. Lo cual reduciría los riesgos y discrecionalidades para los generadores que operarán en el país.

A continuación se muestra la transición de las condiciones de competencia del mercado de transacciones de energía y potencia en Perú, a través de las reformas a la ley en el 2006:

Figura 31. Transición obtenida con la reforma de la ley en el 2006



Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables.html>. Consulta: abril de 2012.

Dentro del marco regulatorio peruano se incentiva la generación de energía eléctrica a través de recursos renovables. Dentro de la normativa vigente se encuentra:

- La Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energía Renovable, correspondiente al Decreto Legislativo 1002 (mayo 2008).

- Reglamento de la generación de electricidad con energías renovables, correspondiente al Decreto Supremo 012-2011-EM (marzo 2011), remplazando el Reglamento original.
- Bases de la segunda subasta RER, aprobadas mediante Resolución Viceministerial No. 036-2011 MEM/VME del Ministerio de Energía y Minas.

Por otra parte las Distribuidoras efectúan licitaciones para poder atender la demanda de los usuarios regulados en ese país, con las siguientes características:

- Se establecen contratos con precios firmes.
- La supervisión está a cargo de *Osinergmin*: aprobación de bases, modelos de contratos, condiciones del proceso, fórmulas de actualización de precios.
- El precio máximo de adjudicación es establecido por *Osinergmin*.
- La oferta es por la componente de energía.

3.1.2. Generalidades de la estructura de los procesos de licitación de energía convencional

Los procesos de licitación por el período de adjudicación son definidos en dos tipos: licitaciones de largo plazo y corto plazo, donde la primera de ellas se subdivide en dos; la primer tiene un alcance de entre 5 a 20 años y la otra de hasta 5 años; mientras que el período de adjudicación de los procesos de licitación de corto plazo son definidos por *Osinergmin*.

Adicional a la definición del período de adjudicación de los procesos de licitación, la periodicidad de los procesos de licitación contribuyen a:

- Ser utilizados como herramientas de promoción de inversión en el país en los procesos de licitación de largo plazo.
- Obtener señales de precios a través de los procesos de licitación de corto plazo.

Otros criterios conceptuales básicos de los procesos de licitación en Perú son:

- Asegurar el suministro de los usuarios regulados: se prioriza cobertura de demanda por sobre el precio. Si la oferta es escasa se reduce la demanda de los usuarios libres.
- Promover economías de escala en provisión de generación: se establecen fechas únicas para iniciar un proceso con la finalidad de fomentar una demanda suficiente que justifique nueva generación.
- Promover ingreso de nuevos agentes con nuevos proyectos: se brinda oportunidad de que una nueva central ofrezca su energía, incentivando a través de un factor de descuento de 0,85 para las ofertas económicas de proyectos hidroeléctricos a fin de estimular su desarrollo.
- Método de adjudicación: opcional entre sobre cerrado y reloj descendente. Las ofertas son de carácter anónimo, se establecen compromisos de confidencialidad y no colusión y se trata de contar con excedentes de oferta respecto de la demanda a licitar.

- Producto: potencia (fija y variable) con energía asociada.
- Seguridad de suministro: para los contratos de generación existentes, se aceptan ofertas hasta por la potencia firme no contratada, mientras que para los nuevos proyectos se permiten ofertas hasta la potencia firme del proyecto.
- Aseguramiento de competencia: se establece como oferta comprometida si esta es mayor o igual al 80 por ciento de la demanda, sino se ajusta la demanda a la oferta comprometida. En caso de establecerse como desierto el proceso de licitación, se realiza una nueva convocatoria sólo si la oferta rechazada es superior a la demanda residual en al menos 20 por ciento.
- Garantías pre operativas: se exigen garantías de seriedad de oferta y de construcción de proyectos
- Garantías de sostenimiento de la oferta: para dar certeza de la operación y cumplimiento durante la operación.

Un concepto muy importante dentro del marco legal peruano, es el precio de potencia regulado, el cual limita el monto del pago por potencia, el cual se define a través del Costo Total Anual de la Unidad de Punta:

$$CT = \text{Anualidad CIT} + \text{Anualidad CIC} + \text{CFOyM}$$

Donde:

Anualidad CIT = anualidad del costo de inversión de la planta térmica para una tasa de 12 por ciento y 30 años de vida útil.

Anualidad CIC = anualidad del costo de inversión de la conexión eléctrica para una tasa de 12 por ciento y 20 años de vida útil.

CFOyM = costo fijo anual de operación y mantenimiento.

El precio de potencia regulado definido para el mercado eléctrico peruano es de 55,7 US\$/kilovatio-año lo cual equivale a 4,41 US\$/kilovatio-mes, y de como parte del monómico equivaldría a 7,6 US\$/megavatio-hora, en donde los valores base para dicho cálculo se presenta en el apéndice 1.

3.1.3. Generalidades de la estructura de los procesos de subasta de energía con recursos renovables

Durante el 2010, Perú generó aproximadamente el 59 por ciento de su energía eléctrica a través de centrales hidroeléctricas, continuando con la tendencia histórica que dicho país genera más del 50 por ciento de su consumo de energía eléctrica con recursos renovables.

Entre los criterios y alcances de la subasta de electricidad con recursos energéticos renovables se encuentran:

- Mecanismo de promoción: el mecanismo utilizado este tipo de licitación es las subastas, con una periodicidad mayo o igual a dos años.
- Requerimiento: energía requerida en megavattios-hora/año para los recursos energéticos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y

mareomotriz; adicionalmente energía de pequeñas hidroeléctricas (menores a 20 megavatios).

- Garantías: existen garantías de seriedad de oferta y construcción de proyectos.
- Tarifa de adjudicación: la cual se garantiza a cada adjudicado por la venta de su producción de energía, expresada en US\$/megavatio-hora. La tarifa es la que resulta como consecuencia del proceso de subasta de proyectos en energía renovable y es firme durante el plazo de vigencia.

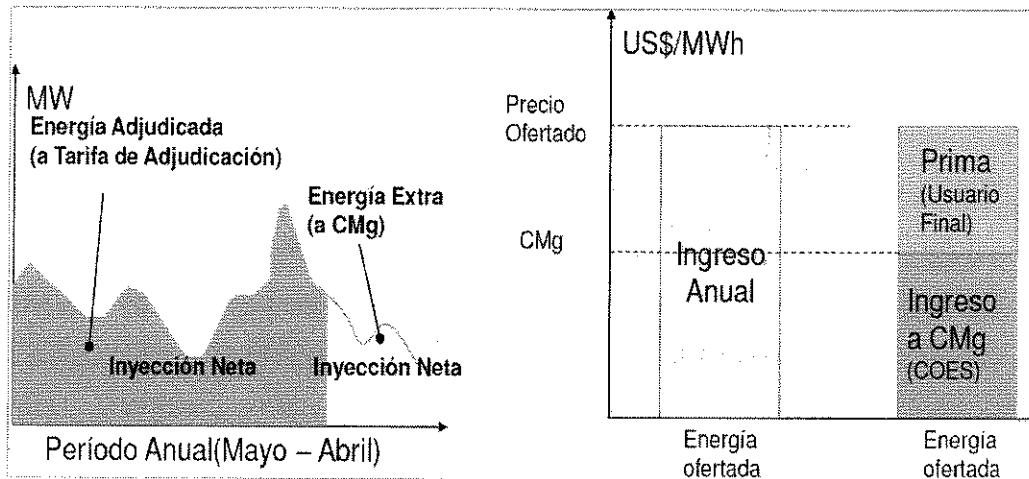
El pago del ingreso anual se efectúa de acuerdo con lo siguiente:

- Un ingreso por la venta de energía a costo marginal³.
- Un cargo por prima, proveniente de los usuarios finales de electricidad, si es que el ingreso anterior no cubre la tarifa de adjudicación.

Los dos puntos que se han mencionado corresponden al funcionamiento de algunas transacciones de potencia y energía en Perú, para la facturación correspondiente entre los participantes productores y compradores, los cuales establecen los precios para dicha facturación y luego ser trasladados al consumidor final, tal y como se muestra en la siguiente imagen:

³ Costo que corresponde a la generación de última central de generación que participa en la cobertura del consumo de energía eléctrica.

Figura 32. **Mecanismo de pago de las adjudicaciones de las subastas en Perú**



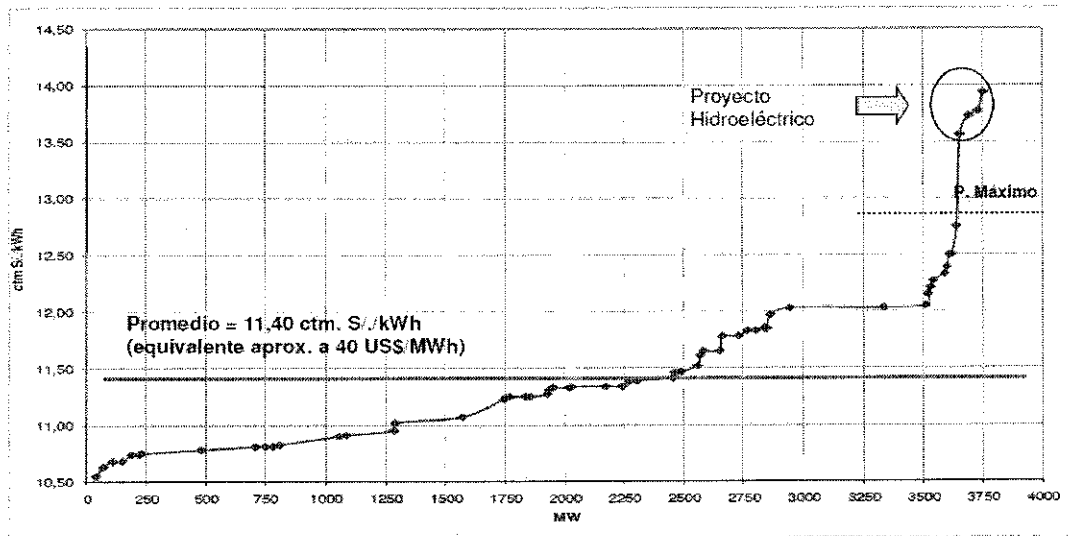
Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/EnergiasRenovables.html>.

Consulta: abril de 2012.

3.1.4. **Resultados obtenidos en los procesos de licitación para suministro de energía convencional**

Como parte de los resultados obtenidos a través de los procesos de licitación de largo plazo, se tiene el costo de energía de las ofertas adjudicadas a largo plazo, y como se puede apreciar en la siguiente imagen, existe un punto de inflexión en donde los costos de energía adjudicados se incrementan abruptamente a partir de los 3 500 megavatios:

Figura 33. Gráfico de potencia contra costo de energía en ofertas adjudicadas en licitaciones de largo plazo en Perú



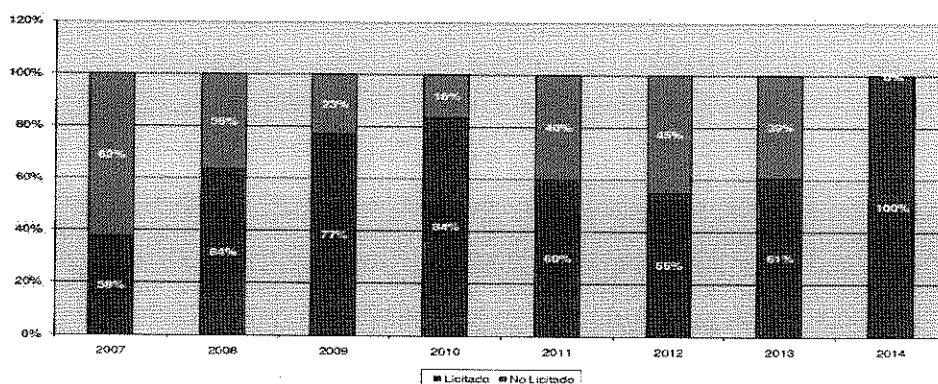
Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/EnergiasRenovables.html>.

Consulta: mayo de 2012.

Como se puede observar en la imagen anterior que el costo promedio de la energía obtenido a través de los procesos de licitación de largo plazo es en promedio de 114 US\$/megavatio-hora, dicho valor corresponde al valor acumulado de 2 250 megavatios, mientras que se obtiene valores por encima de los 135 US\$/megavatio-hora, cuando la potencia adjudicada sobrepasa los 3 500 megavatios, dichos costos de energía corresponden a proyectos hidroeléctricos.

De forma general los resultados obtenidos a través de los procesos de licitación permiten tener un panorama de la proporción de adjudicación en cada uno de dichos procesos, es por ello que en la siguiente imagen se muestran los resultados obtenidos en los procesos de licitación de energía convencional en Perú y su cobertura a mediano y largo plazo:

Figura 34. **Resultados de los procesos de licitación de energía convencional en Perú**



Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/EnergiasRenovables.html>.
Consulta: mayo de 2012.

Entre las centrales de generación que inician operación a partir del 2012 y que influyen en los resultados de los procesos de licitación de energía convencional, se encuentran indicados en el siguiente cuadro:

Tabla VIII. **Centrales de generación adjudicadas en Perú**

Nombre	Tecnología	Inicio de Operación	megavatios	Inversiones Estimadas (Millones de US\$)
Machu Picchu II	Hidroeléctrica	2013	102	170
Huanza	Hidroeléctrica	2013	90	120
Quitarcsa	Hidroeléctrica	2014	112	250
Kallpa IV	Conversión CC	2012	292	402
Termochilca	Ciclo Combinado	2012	196	118
Chilca 1 (Enersur)	Conversión CC	2013	303	395
Fénix	Ciclo Combinado	2013	596	656
Total			1 691	2 111

Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/EnergiasRenovables.html>.
Consulta: mayo de 2012.

3.1.5. Resultados obtenidos en las subastas de electricidad con recursos energéticos renovables

En el presente trabajo de investigación, se presentan los resultados obtenidos en dos subastas de electricidad con recursos energéticos renovables, correspondientes al 2009 y 2010.

3.1.6. Subasta de electricidad con recursos renovables 2009

Para la primera subasta de energía renovable se requería un total de 1,314 gigavatio-hora/año, requiriendo que dicha energía fuera generada con cuatro tipos de recursos diferentes; biomasa, eólico, solar y recurso hídrico. En las siguientes tablas se muestran los resultados de la subasta del 2009:

Tabla IX. **Requerimiento y adjudicación de energía en Perú 2009**

Descripción	Biomasa	Eólica	Solar	Total
Energía requerida (GWh/año)	813	320	181	1314
Energía adjudicada (GWh/año)	143	571	173	887
Porcentaje Adjudicado	18%	178%	96%	68%

Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/EnergiasRenovables.html>.

Consulta: mayo de 2012.

Tabla X. **Requerimiento y adjudicación de potencia en Perú 2009**

Descripción	Hidroeléctricas
Potencia requerida (megavatios)	500
Potencia adjudicada (megavatios)	162
Porcentaje adjudicado	32%

Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/EnergiasRenovables.html>.

Consulta: mayo 2012.

Tabla XI. **Total de energía y potencia adjudicadas en Perú 2009**

Descripción	Total
Potencia adjudicada (megavatios)	429
Energía adjudicada (GWh/año)	1 972

Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/EnergiasRenovables.html>.

Consulta: mayo de 2012.

Con los resultados de la primera subasta de energía con recursos renovables en el 2009, se adjudicó aproximadamente el 10 por ciento de la máxima demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de Perú.

Adicional a los resultados técnicos obtenidos durante la primera subasta, en el cuadro anterior se muestran los resultados económicos de dicha subasta, en donde se reflejan los precios de la energía, en donde se debe aclarar que dichos precios corresponden únicamente a la energía, ya que como se ha mencionado anteriormente el precio de la potencia se encuentra regulado:

Tabla XII. **Resultados de la subasta de energía renovable en el 2009**

Descripción	Precio de Mercado (ctvs. US\$/kilovatio-hora)			Eficiencia subasta	OSINER GMIN Precio Base
	Mínimo	Máximo	Promedio		
Biomasa	5,20	11,00	6,35	-47%	12,00
Eólica	6,55	8,70	8,04	-27%	11,00
Solar	21,50	22,50	22,11	-18%	26,90
Hidroeléctrica	5,50	7,00	6,00	-19%	7,40
Total Precio ponderado			8,12	-24%	10,63

Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/EnergiasRenovables.html>.

Consulta: mayo de 2012.

De forma general los resultados de la subasta han permitidos precios eficientes, aproximadamente un 24 por ciento menos que los precios base, los cuales tienen como referencia los precio base de *Osinergmin*, que teóricamente reflejan los precios internacionales.

Finalmente en la siguiente tabla se muestran los proyectos que fueron adjudicados y que fueron comprometidos a razón del proceso de licitación de energía renovable en el 2009:

Tabla XIII. **Plantas comprometidas en el proceso de subasta 2009**

Proyecto	Tecnología	En Operación	megavatios	Inversiones Estimadas (Millones de US\$)
Cupisnique	Eólica	2012	80	246
Talara	Eólica	2012	30	108
Marcona	Eólica	2012	32	96
Panamericana	Solar FV	2012	20	87
Majes	Solar FV	2012	20	75
Repartición	Solar FV	2012	20	75
Tacna	Solar FV	2012	20	85
Paramonga	Biomasa	2010	23	9.3
Huaycoloro	Biomasa	2011	4,4	9.2
17 centrales	Hidroeléctrica	2012	179,7	212.8
Total			429,1	1003,3

Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/EnergiasRenovables.html>.

Consulta: mayo de 2012.

3.1.7. Subasta de electricidad con recursos renovables 2011

La subasta de electricidad realizada en Perú durante el 2011, tenía el objetivo de adjudicar energía eléctrica generada a través de centrales eólicas, solares y que centrales que utilizarán la biomasa como recurso de generación.

En las siguientes tablas se muestran los resultados de la subasta del 2011:

Tabla XIV. **Requerimiento y adjudicación de energía**

Descripción	Biomasa	Eólica	Solar	Total
Energía requerida (GWh/año)	828	429	43	1 300
Energía adjudicada (GWh/año)	14	416	43	473
Porcentaje Adjudicado	2%	97%	100%	36%

Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/EnergiasRenovables.html>.

Consulta: mayo de 2012.

Tabla XV. **Adjudicación de energía en proyectos hidroeléctricos**

Descripción	Hidroeléctricas
Energía requerida (GWh/año)	681
Energía adjudicada (GWh/año)	680
Potencia adjudicada (megavatios)	102
Porcentaje adjudicado	100%

Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/EnergiasRenovables.html>.

Consulta: mayo de 2012.

Tabla XVI. **Resultados de la subasta de energía renovable en el 2009**

Descripción	Precio de Mercado (US\$/megavatio-hora)			Precio tope fijado por OSINERGMIN
	Mínimo	Máximo	Promedio	Precio Base
Biomasa Residuos agroindustriales	69,50	69,50	69,50	65,00
Biomasa con Residuos urbanos	99,99	99,99	99,99	No Revelado
Eólica	69,00	91,60	75,42	No Revelado
Solar	119,90	297,00	186,27	No Revelado
Hidroeléctrica	47,70	69,50	55,61	No Revelado
Total Precio ponderado			77,79	

Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/EnergiasRenovables.html>.

Consulta: mayo de 2012.

Como factor adicional se debe mencionar que dentro de un proceso competitivo, los precios ofertados en la mayoría de las tecnologías se

establecen sobre la base de las expectativas de los postores, como se puede observar en los resultados de los precios de la energía por tecnología.

Los proyectos comprometidos resultantes del segundo procesos de subasta se presentan en la siguiente tabla:

Tabla XVII. **Centrales comprometidas en el proceso de subasta 2011**

Proyecto	Tecnología	En Operación	megavatios	Inversión estimada (Millones de US\$)
Tres Hermanas	Eólica	2014	90	270
Moquega	Solar FV	2014	16	68
La Gringa V	Biomasa con Recursos Urbanos	2014	2	4.2
7 centrales	Hidroeléctrica	2014	102	120,8
Total			210	461

Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/EnergiasRenovables.html>.

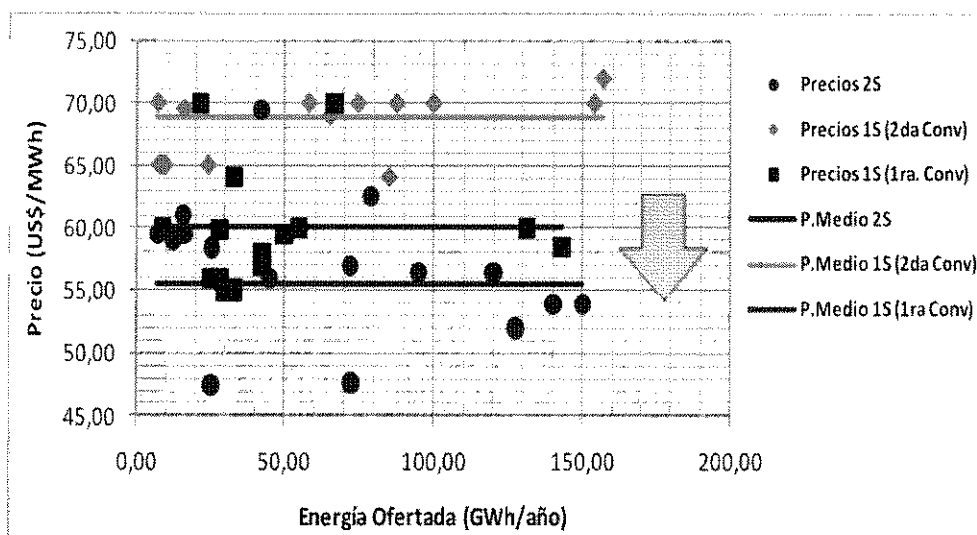
Consulta: mayo de 2012.

3.1.8. Generalidades del comportamiento del precio de energía de hidroeléctricas

Como consecuencia de los procesos de subasta de energía eléctrica, generada con recursos hídricos y bajo la premisa que más del 50 por ciento de la generación de energía eléctrica de Perú proviene de centrales hidroeléctricas, es de sumo interés observar el comportamiento de los precios ofertados de acuerdo a las señales que se generaron a través de cada una de las fases de las subastas.

En la siguiente imagen se observan los precios ofertados en cada una de las fases de los dos procesos de subasta de energía eléctrica con recursos renovables en el 2009 y en el 2011:

Figura 35. **Resultados de los precios en los procesos de subasta de energía eléctrica con recursos renovables 2009 y 2011**



Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/EnergiasRenovables.html>.

Consulta: mayo de 2012.

En la imagen anterior se puede observar que los precios ofertados durante la segunda convocatoria del primer proceso de subasta superaron a los de la primera convocatoria, lo cual pudo ser ocasionado por los precios base establecidos por *Osinergmin*.

Sin embargo de forma consecuente los precios de la segunda subasta fueron inferiores a los obtenidos durante las dos convocatorias de la primera subasta, motivado por la falta de conocimiento de los precios base establecidos por *Osinergmin*.

3.1.9. Regulación del precio de la potencia

Una diferencia básica entre el costo de la energía de los generadores en Perú y los participantes productores en Guatemala es la regulación del precio de la potencia, ya que en el territorio nacional no se cuenta actualmente con dicho tipo de regulación.

La regulación del precio de la potencia repercute directamente en los precios ofertados de la energía, ya que únicamente se compite por la componente de energía dentro de una misma tecnología.

Aunque no existe regulación del precio de la potencia dentro del marco regulatorio actual, dentro de la Norma Comercial No. 3 del AMM se encuentra definido el precio de referencia de la potencia, el cual se conceptualiza como el costo marginal de inversión para instalar una unidad de generación de punta, incluyendo la inversión requerida para la conexión eléctrica de la central con el Sistema Nacional Interconectado. Por otra parte dentro de la misma norma se establece que dicho precio podrá ser revisado de acuerdo a los plazos establecidos para la programación de largo plazo que efectúa el AMM.

El precio actual de referencia de la potencia es 8,9 US\$/kilovatio-mes, el cual tiene como objetivo valorizar las transacciones de desvíos de potencia en el mercado eléctrico guatemalteco.

3.2. Experiencias de licitaciones en Guatemala

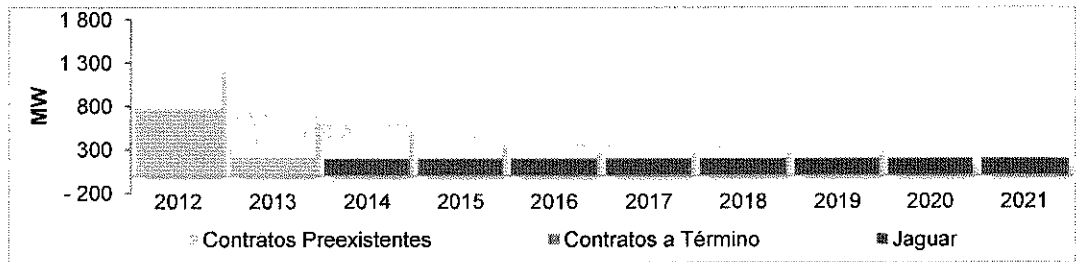
Guatemala ha tenido una serie de experiencias en los procesos de licitación de potencia y energía a través de los últimos años con base a lo establecido en la Ley General de Electricidad.

3.2.1. Generalidades y actualidad de los procesos de licitación en Guatemala

Las licitaciones de potencia y energía efectuadas por las tres grandes distribuidoras, corresponden al cumplimiento a lo establecido en el marco regulatorio actual. Por otra parte hoy en día aún se encuentran vigentes contratos existentes, correspondiente a períodos anteriores a la entrada en vigencia de la normativa actual, los cuales como se ha visto en capítulos anteriores corresponden a los definidos en el Reglamento del AMM.

A continuación se presenta un resumen de la cobertura de la Demanda Firme de las tres grandes distribuidoras que operan en el país, DEORSA, DEOCSA y EEGSA, a través de contratos a término y contratos preexistentes, con una visión de diez años estacionales, iniciando en el 2012 y finalizando en el 2021.

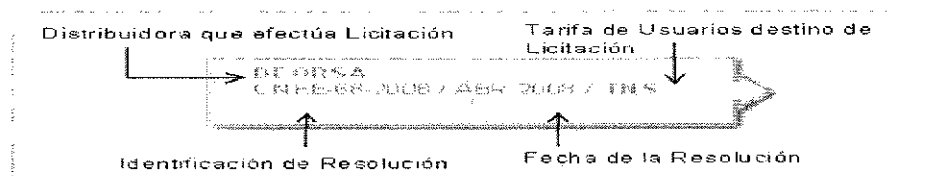
Figura 36. Cobertura de demanda firme de las distribuidoras a través de contratos preexistentes y contratos a término



Fuente: elaboración propia.

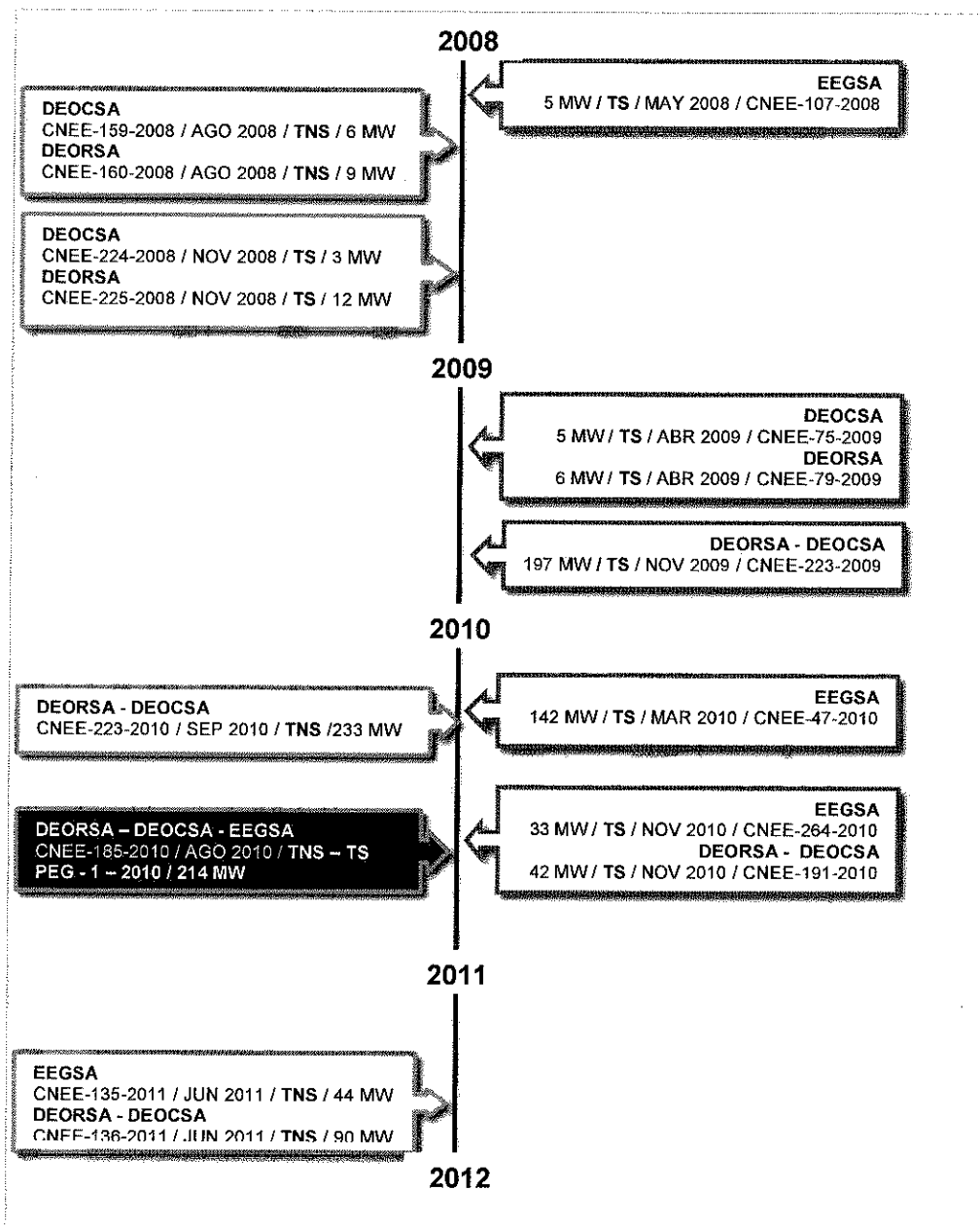
Se puede observar que de acuerdo a la aproximación de la cobertura de la demanda firme de las distribuidoras a través de contratos, esta disminuye a partir del 2013, específicamente en el inicio del año estacional 2012-2014. Sin embargo la importancia del gráfico anterior radica en la proyección de la necesidad de procesos de licitación de corto y largo plazo, que logren cubrir la necesidad de potencia y energía, tal y como se establece en el marco regulatorio vigente. A continuación se muestra un cronograma con las resoluciones de la CNEE, que contiene los términos de referencia para los procesos de licitación de compra y energía de DEOCSA, DEORSA y EEGSA de corto y largo plazo a partir del 2008:

Figura 37. Estructura de puntos en el cronograma de resoluciones CNEE



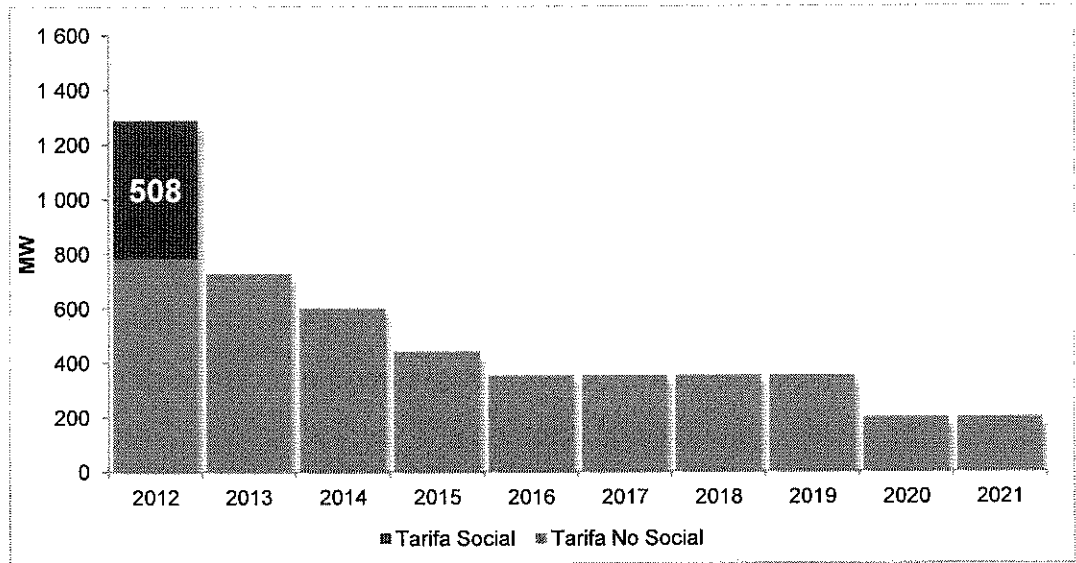
Fuente: elaboración propia.

Figura 38. Cronograma de resoluciones CNEE



Fuente: www.cnee.gob.gt. Consulta: mayo de 2012.

Figura 39. **Potencia total de tarifa social y no social cubierta por contratos del mercado a término y preexistentes**



Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar en el gráfico anterior, independientemente de la proyección de la demanda firme de las tres distribuidoras, se estima que para el 2012, será necesario que DEORSA, DEOCSA y EEGSA, realicen los procesos de licitación correspondientes para contratar por los menos 500 megavatios de potencia a partir de mayo de dicho año, con el objetivo de cubrir su demanda firme de los usuarios regulados de tarifa social.

Por otra parte es importante mencionar que durante el inicio del 2012 se efectuó la licitación PEG-1-2010⁴, con el objetivo de contratar hasta 800 megavatios a partir del mes de mayo de 2015, por lo que la licitación mencionada en el párrafo anterior puede tener una proyección de tres años, contando a partir de mayo de 2012.

3.2.2. Licitaciones de corto plazo

Los procesos de licitación en general, inician con la aprobación de los términos de referencia por parte de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en donde se establecen entre otros aspectos las condiciones del proceso, las restricciones de la adjudicación, potencia a ser adjudicada, período de los contratos, tipos de contratos, contenido de las ofertas técnicas y económicas, procedimientos, cronogramas, etc.

A continuación se presentan algunas generalidades de las bases de licitación que se han aprobado en el período 2008-2011.

3.2.2.1. Período de adjudicación

A continuación se presenta una tabla resumen con las fechas estimadas de inicio y final de los contratos de abastecimiento de potencia y energía de corto plazo, para el período 2008 – 2011, a partir de los términos de referencia aprobados por CNEE:

⁴ PEG-1-2010: Licitación Abierta de largo plazo para contratar hasta 800 megavatios de potencia para cubrir la Demanda Firme de DEOCSA, DEORSA y EEGSA, correspondiente a los usuarios de tarifa social y no social.

Tabla XVIII. **Estimación de la duración de contratos a partir de la aprobación de los términos de referencia de CNEE**

Resolución CNEE	De	Hasta	Duración aproximada de contratos (años)
66-2008	01/05/2008	30/04/2010	2
107-2008	01/08/2008	30/04/2010	1,7
159-2008	01/11/2008	15/10/2010	2
160-2008	01/11/2008	15/10/2010	2
75-2009	01/07/2009	30/04/2010	0,8
79-2009	01/07/2009	30/04/2010	0,8
223-2009	01/05/2010	30/04/2014	4
224-2209	16/10/2010	30/04/2014	3,5
47-2010	01/05/2010	30/04/2014	4
190-2010	01/11/2010	30/04/2012	1,5
191-2010	01/11/2010	30/04/2012	1,5
135-2011	01/07/2011	30/04/2012	0,8
136-2011	01/07/2011	30/04/2012	0,8
Promedio			2

Fuente: elaboración propia.

Como se observa en la tabla anterior el promedio del período de adjudicación de los contratos para el abastecimiento de potencia y energía a corto plazo es de dos años, variando desde diez meses hasta cuatro años.

3.2.2.2. Potencia de adjudicación

De acuerdo a lo analizado en el primer capítulo, las distribuidoras deben garantizar la cobertura de su demanda firme a través de contratos de potencia y energía, es por ello que en algunos de los términos de referencia se especifica la potencia y energía que debe ser adjudicada a través de los procesos de licitación por parte de las distribuidoras.

Sin embargo se debe considerar que la determinación de la potencia para los procesos de licitación de corto plazo para cobertura de potencia y energía de usuarios afectos a la tarifa social es muy difícil de incluir dentro de los

términos de referencia, derivado que las distribuidoras no puede aumentar su factor de riesgo con una sobre contratación de potencia y energía, por lo que en algunos casos los términos de referencia no contiene la cantidad de potencia a ser adjudicada, con la finalidad que las distribuidoras establezcan dicha cantidad dentro de sus bases de licitación.

Tabla XIX. Restricción de potencia a ser adjudicada (megavatios) contenida en los términos de referencia de CNEE

Resolución CNEE	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5
66-2008	9,63	10,64			
107-2008	Potencia que no esté cubierta por contratos				
159-2008	Potencia que no esté cubierta por contratos				
160-2008	Potencia que no esté cubierta por contratos				
75-2009	Potencia que no esté cubierta por contratos				
79-2009	Potencia que no esté cubierta por contratos				
223-2009	254,20	261,83	269,68	277,77	
224-2209	210,76	218,84	27,13	35,13	43,68
47-2010	160,01	165,74	171,48	177,20	
190-2010	15,73	33,25			
191-2010	41,76	76,80			
135-2011	Potencia que no esté cubierta por contratos				
136-2011	Potencia que no esté cubierta por contratos				

Fuente: elaboración propia.

3.2.2.3. Oferta técnica

Los términos de referencia de las bases de licitación contienen los requerimientos mínimos que deben presentar los participantes en su oferta técnica, la cual es evaluada por las juntas de licitación en cada uno de los procesos.

Después de evaluar cada una de las ofertas presentadas, la junta de licitación debe establecer si la oferta es técnicamente solvente, y solicitar las aclaraciones correspondientes cuando estas sean necesarias.

De acuerdo a las características de cada uno de los procesos de licitación, entre el contenido que el oferente debe presentar en la parte técnica, se encuentran los siguientes puntos:

- Tipo de tecnología de la central ofrecida, incluyendo el tipo de recurso a ser utilizado para la generación de energía eléctrica.
- Potencia garantizada máxima y mínima en megavatios.
- Energía eléctrica mensual garantizada en megavatios-hora, para cada uno de los períodos especificados.
- Para las centrales que corresponda, se debe indicar la curva unitaria de energía horaria garantizada.
- Otros aspectos que se deben incorporar, dependiendo del proceso de licitación, así como las restricciones técnicas correspondientes.

3.2.2.4. Oferta económica

El contenido de las ofertas económicas depende en gran medida de las condiciones del proceso de licitación, sin embargo existen dos precios que siempre son requeridos para el proceso de evaluación económica que son:

- El precio de la potencia en US\$/kilovatio-mes
- El precio de la energía en US\$/megavatio-hora

El primero de los dos puntos anteriores no puede variar en el tiempo, es decir que debe ser el mismo durante todo el período del contrato. Por otra parte el precio de la energía puede cambiar de acuerdo a las condiciones establecidas en las bases de licitación y los términos de referencia.

Ejemplo de indexación del precio de la energía ofertada (Resolución 47-2010):

$$PEO = PEOB * \left[a + \left(b * \frac{F_i}{F_0} \right) + \left(c * \frac{PPI_j}{PPI_0} \right) \right]$$

Donde:

PEOB = precio de la energía ofertada base

a, b y c = factores ofertados, que deben cumplir lo siguiente:

- Factor a: R $0,3 \leq a \leq 1,0$ y NR $0,0 \leq a \leq 0,2$
- Factor b: R 0 y NR $0,0 \leq a \leq 0,8$
- Factor c: R $0,0 \leq a \leq 1,0$ y NR $0,0 \leq a \leq 0,5$

F0 = precio del combustible, que corresponde al último dato publicado para el mes de la presentación de la oferta.

Fj = es el valor correspondiente del índice para el tipo de combustible ofrecido y adjudicado, tomando como referencia lo siguiente:

- Carbón: *FOB Richards Bay* (6000 Kilo calorías/kilogramo), promedio de los valores semanales correspondientes a los publicados para el mes inmediato anterior al mes de suministro.

- Bunker: *US Gulf 3* por ciento, promedio de los valores diarios correspondientes a los publicados para el mes inmediato anterior al mes de suministro.
- Gas natural: *Henry Hub Prices*, promedio de los valores diarios correspondientes a los publicados para el mes inmediato anterior al mes de suministro.

PPI0 = índice anual de precios al productor para viene industriales sin combustibles (*Annual Producer Index Industrial commodities less fuels*) de Estados Unidos de América, publicado por el "US Department of Labor, Bureau of Labor Statistics".

PPIj = variación del PPI0, establecido en los términos de referencia.

Como se puede observar en el ejemplo anterior para los recursos renovables el factor b es igual a cero, derivado que el precio base de la energía no puede ser indexado a ningún combustible y el índice c, corresponde a la parte de operación y mantenimiento que el oferente quiera indexar.

Los precios de la ofertas de precios de energía generada con recursos naturales deben seleccionar un factor b que debe ser directamente proporcional a la variación del precio del combustible ofrecido.

Cada uno de los puntos anteriores puede variar de acuerdo al proceso de licitación.

3.2.2.5. Criterio de evaluación de ofertas económicas

El contenido de las bases de licitación de corto plazo ha revelado dos criterios de evaluación de las ofertas económicas, de acuerdo a las características de cada uno de los procesos de licitación.

- Criterio de evaluación 1

Las ofertas se adjudicarán a los oferentes que obtengan el menor precio, apilando los bloques de potencia ofrecidos hasta el cubrimiento de la Demanda Firme que no esté cubierta por otros contratos (objetivo del proceso de licitación).

- Criterio de evaluación 2

Cada contrato de abastecimiento se adjudicará a los oferentes que con cuyas ofertas se obtenga el menor costo de suministro para los usuarios, de acuerdo al siguiente planteamiento:

$$\text{Minimizar } \left[\sum (PG_i * PPG) + (EG_j * PEO_j) \right]$$

Donde:

PG_i = potencia garantizada para el año i .

PPG = precio de la potencia garantizada en US\$ / kilovatio-mes.

EG_j = energía eléctrica suministrada en el mes j .

PEO_j = precio de la energía ofrecido en US\$/megavatio-hora.

3.2.3. Licitación de largo plazo

A través de la Resolución CNEE-185-2010, se inicia el proceso de licitación de largo plazo de DEOCSA, DEORSA y EEGSA, en donde se pretende la adjudicación de 800 megavatios por un período de 15 años a partir del uno de mayo de 2015. El proceso de licitación será identificado de aquí en adelante como PEG-1-2010.

3.2.3.1. Oferta técnica

La información requerida en las ofertas técnicas, sin contar la documentación legal (lo cual no forma parte del presente trabajo de investigación), entre otras variables son:

- Potencia garantizada máxima y mínima en megavatios.
- Tipo de tecnología de generación.
- Tipo de combustible o tipo de recurso renovable.
- Indicar si es una planta de generación nueva o en operación.
- Indicar si la planta de generación ofrece algún tipo de cambio de tecnología, como por ejemplo cambiar de bunker a carbón o de algún recurso no renovable a renovables.
- Energía eléctrica mensual garantizada en los años en los que se ofrezca potencia garantizada, para aquellas plantas que utilicen recursos renovables o mixtas (como por ejemplo biomasa – recurso no renovable) en megavatios-hora.

- Energía eléctrica horaria garantizada en megavatio-hora, para aquellas plantas que utilicen recursos renovables o mixtos (como por ejemplo biomasa – recurso no renovable).
- Para las centrales que ofrezcan contratos de energía generada, como por ejemplo generadores distribuidos renovables, eólicos o solares, deben indicar la energía eléctrica mensual estimada, la cual no debe cambiar durante todo el período.

Adicional a los puntos anterior, todos los oferentes deben presentar la documentación necesaria que respalde la oferta presentada.

3.2.3.2. Oferta económica

La presentación de las ofertas económicas depende del recurso de generación de la central, por lo que dicha oferta debe presentar lo siguiente:

- Las centrales de generación que utilicen recursos renovables deben ofrecer un precio potencia en US\$/kilovatio-mes, un precio de energía en US\$/megavatio-hora y un costo unitario de operación y mantenimiento en US\$/megavatio-hora, así mismo debe indicar el tipo de contrato a término que ofrecerá es de opción de compra o por diferencia con curva de carga.
- Las centrales de generación que ofrezcan energía a partir de recursos no renovables, deben presentar un precio por potencia en US\$/kilovatio-mes, un CTUNG y un costo unitario de operación y mantenimiento en US\$/megavatio-hora. Esta oferta económica podrán ofrecer únicamente contratos de opción de compra.

- Los oferente que ofrezcan contratos de energía generada, deben presentar un precio de energía en US\$/megavatio-hora y un costo unitario de operación y mantenimiento en US\$/megavatio-hora.
- Las ofertas de transacciones internacionales deben presentar un precio de potencia en US\$/kilovatio-mes y un precio de la energía en US\$/megavatio-hora, así como los factores a, b, c, d y e, que en sumatoria deben ser igual a 1.

3.2.3.3. Criterio de evaluación de oferta económica

El criterio de evaluación de las ofertas económicas, luego de a ver obtenido la aprobación de su correspondiente oferta técnica, se fundamenta en el siguiente criterio:

$$\text{Minimizar} \left\{ \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^K [(PG_{jk} \times PPG_k) + (EG_{jk} \times PEO_{jk})] \right\}$$

En donde:

PG_{ik} = potencia garantizada (megavatios) para el año estacional “i” y la planta de generación “k”.

PPG_k = precio de potencia de la central “k”.

EG_{jk} = energía eléctrica mensual garantizada o estimada (megavatio-hora) del mes “j” y la planta de generación “k”, tomando en cuenta el tipo de contrato.

PEO_{jk} = precio de la energía en US\$/megavatio-hora del mes “j” y la planta de generación “k”.

Para cada uno de los tipos de centrales, de acuerdo al tipo de recurso que utiliza, renovable o renovable, el precio de la energía se define de la siguiente forma:

- Para plantas de generación cuyo tipo de tecnología de generación es con recursos renovables, será calculado para la evaluación de las ofertas como sigue:

$$PEO_{jk} = \frac{PEO_k + OyM_k \times \frac{PPI_j}{PPI_0}}{FPN_k}$$

PEO_{jk} = precio de la energía para el año “j” y la planta de generación “k” en US\$/megavatio-hora.

PEO_k = precio de la energía ofrecido para la planta de generación “k”, este precio no incluye el impuesto al valor agregado (IVA).

OyM_k = oferta de costo unitario de operación y mantenimiento para la Planta de generación “k”, en US\$/megavatio-hora. Para el caso de plantas de generación que ofrezcan un contrato por diferencias con curva de carga o un contrato de opción de compra de energía este valor no puede ser mayor que el diez por ciento (10%) de PEO_k. Para el caso de plantas de generación que ofrezcan un contrato de energía generada, este valor no puede ser mayor que el veinte por ciento (20%) de PEO_k.

PPI_i/PPI_0 = es el valor correspondiente de la tendencia del Índice anual de precios al productor, para efectos de la evaluación de las ofertas, se determina que el crecimiento anual del PPI será del tres por ciento (3,0%).

FPN_k = factor de pérdidas nodales del punto de conexión de la central "k".

- Para plantas de generación cuyo tipo de tecnología de generación es con recursos no renovables, será calculado de la siguiente manera para la evaluación de las ofertas:

$$PEO_{jk} = \frac{(CTUNG_k \times F_0 \times k_j) + \left(OyM_k \times \frac{PPI_i}{PPI_0}\right)}{FPN_k}$$

En donde:

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

$CTUNG_k$ = consumo térmico unitario neto garantizado calculado para la planta de generación "k", que para la evaluación deberá tener, según el tipo de combustible ofrecido, alguna de las siguientes dimensionales y consideraciones:

Se consideran los siguientes puntos para el CTUNG:

- El CTUNG calculado para ofertas cuyo tipo de combustible sea bunker será igual al CTUNG ofrecido en barriles / megavatio hora.
- El CTUNG calculado para ofertas cuyo tipo de combustible sea carbón será igual al CTUNG ofrecido en *British Termal Unit* / kilovatio hora multiplicado por 1 000 kilovatio hora / megavatio hora y el resultado se multiplica por el poder calorífico del Carbón para evaluación que es $4,209 \times 10^{-8}$ TM/BTU (este dato proviene de 23,76 millones de *British Termal Unit* / tonelada métrica utilizando factores de conversión).
- El CTUNG calculado para ofertas cuyo tipo de combustible sea gas natural será igual al CTUNG ofrecido en *British Termal Unit* / kilovatio hora multiplicado por 1,000 kilovatio hora / megavatio hora y el resultado se divide entre el factor de conversión 1 000 000 *British Termal Unit* / millones de *British Termal Unit*.

OyMk = oferta de costo unitario de operación y mantenimiento para la planta de generación "k", en US\$/megavatio-hora.

Fo = es el precio del combustible para la evaluación de las ofertas, estos valores serán publicados mediante adenda y serán los determinados como se indica a continuación:

En donde:

- *Búnker*: es el promedio de los valores mínimos y máximos diarios correspondientes a los publicados para los seis meses inmediatos anteriores al mes donde se encuentra la fecha límite para la emisión de adendas. El valor para este caso es 98,40 US\$ por barril, de acuerdo a *Platts US Marketscan Five-Day rolling Averages*.
 - *Carbón*: es el promedio de los valores diarios correspondientes a los publicados para los seis meses inmediatos anteriores al mes donde se encuentra la fecha límite para la emisión de adendas. El valor para este caso es 111,91 US\$ por tonelada métrica, de acuerdo a *Platts Coal Trader International Daily Snapshot, Dailey Physical, Coal Trading 90-Day Prices*.
 - *Gas natural*: es el promedio de los valores diarios correspondientes a los publicados para los seis meses inmediatos anteriores al mes donde se encuentra la fecha límite para la emisión de adendas. El valor para este caso es 3,74 US\$ por millón de *British Thermal Unit*, de acuerdo a *Platts Gas Daily, Daily Price survey, Midpoint*.
- K_j = factor multiplicador para el año “j” para la evaluación de las ofertas, el cual establece, para cada tipo de combustible, el pronóstico tomando como referencia las tendencias del comportamiento de los precios de los combustibles para el escenario de referencia generado por la *Energy Information Administration –EIA–* del gobierno de los Estados Unidos de América según el documento “*Annual Energy Outlook 2011*”.

PPI_i/PPI_0 = es el valor correspondiente de la tendencia del índice anual de precios al productor, que para efectos de la evaluación de las ofertas se determina que el crecimiento anual del PPI será del tres por ciento (3,0%).

FPN_k = factor de pérdidas nodales del punto de conexión.

- Para las transacciones internacionales, será calculado para la evaluación de las Ofertas de la siguiente manera:

$$PEO_{jk} = \frac{PEO_k \times \left[a + (b \times X_j) + (c \times Y_j) + (d \times Z_j) + \left(e \times \frac{PPI_i}{PPI_0} \right) \right]}{FPN_k}$$

En donde:

PEO_{jk} = precio de la energía para el año “j” y la transacción internacional “k” en US\$/megavatio-hora.

PEO_k = precio de la energía ofrecido para la transacción internacional “k”, este precio no incluye el impuesto al valor agregado (IVA).

a,b,c,d,e = factores de indexación ofrecidos. Las transacciones internacionales que ofrecen generación con recursos renovables deben de cumplir con las siguientes condiciones para los factores de indexación:

En donde:

Factor de Indexación	Condiciones
a	$0,900 \leq a \leq 1,000$
b, c, d	b, c y d iguales a cero
e	$0,000 \leq e \leq 0,100$

En el caso que no se cumplan las condiciones anteriores, la transacción internacional será considerada dentro de la cuota de contratación con recursos no renovables.

X_j, Y_j, Z_j = factor multiplicador para el año “j” para la evaluación de las ofertas, el cual establece, para cada tipo de combustible, el pronóstico tomando como referencia las tendencias del comportamiento de los precios de los combustibles para el escenario de referencia generado por la *Energy Information Administration –EIA–* del gobierno de los Estados Unidos de América según el documento “*Annual Energy Outlook 2011*”.

PPI_i/PPI_0 = es el valor correspondiente de la tendencia del índice anual de precios al productor, para efectos de la evaluación de las ofertas, se determina que el crecimiento anual del PPI será del tres por ciento (3,0%).

FPN_k = factor de pérdidas nodales del punto de conexión.

Nota: cada uno de los puntos anteriores son los contenidos en la Resolución CNEE-185-2010 y sus respectivas modificaciones.

3.2.3.4. Restricciones

La parte de restricciones del proceso de licitación de largo plazo es la que define la complejidad de este tipo de licitación así como el objetivo del mismo proceso.

Las restricciones del proceso de licitación PEG-1-2010 son:

- La potencia y energía total de las tres distribuidoras.

- Que la energía eléctrica mensual a suministrar “EGjk” sea menor o igual a la energía mensual garantizada por cada oferente.
- Que la energía eléctrica horaria, no supere la potencia garantizada adjudicada. En caso de contratos por diferencias con curva de carga la asignación de la energía será en proporción a la potencia garantizada adjudicada, por lo que la curva de energía horaria se ajustará en proporción a la disminución resultante de la adjudicación entre la potencia garantizada máxima y la adjudicada.
- Asignar los contratos dentro del valor de la potencia garantizada máxima y mínima por cada oferente.
- Que la suma de la energía eléctrica mensual que resulte adjudicada para las plantas de generación nuevas o en operación, que participen mediante la modalidad de contrato de energía generada, debe ser menor o igual al veinte por ciento (20%) de la energía mensual a contratar por parte de las distribuidoras.
- Adicionalmente la energía eléctrica anual adjudicada para cada planta de generación nueva o en operación, que participen mediante la modalidad de contrato de energía generada, sea mayor o igual que el cincuenta por ciento (50%) de la energía eléctrica anual estimada en la oferta y menor o igual que el valor de energía eléctrica anual estimada en la oferta.
- Cumplir con las cuotas de contratación establecidas para las plantas de generación, en donde:

- Se podrá adjudicar como mínimo 480 megavatios de centrales con recursos renovables pudiendo llegar a contratarse hasta 800 megavatios, entre plantas de generación nuevas y en operación.
- Se podrá adjudicar entre cero y 320 megavatios de centrales con recursos no renovables, entre plantas de generación nuevas y en operación.
- Se podrá adjudicar como mínimo 480 megavatios de plantas de generación nuevas que correspondan a recursos renovables y no renovables, pudiendo llegar a contratarse hasta 800 megavatios, sujeto a las cuotas para recursos renovables y no renovables.
- Se podrá adjudicar entre cero y 320 megavatios de plantas de generación en operación, con recursos renovables y no renovables.
- Se podrá adjudicar entre cero y 160 megavatios de transacciones internacionales con recursos renovables y no renovables, las cuales se considerarán dentro de la cuota de contratación que corresponde a las plantas de generación en operación.
- La incorporación de una oferta virtual la cual tendrá las siguientes características:
 - La cantidad de potencia y energía eléctrica a suministrar por parte de la oferta virtual será la suficiente para cubrir la totalidad de la demanda establecida en las bases de licitación.

- La oferta virtual podrá adjudicársele potencia y energía eléctrica según sea el caso, y la misma no se le aplicaran las cuotas de contratación.
- La oferta virtual se produce automáticamente una vez se cargan todas las ofertas durante la evaluación y ejecución de la rutina de optimización. esta oferta tiene como objetivo hacer factible el problema de optimización en el eventual caso que no existan suficientes ofertas para cubrir el suministro de potencia y energía eléctrica.
- Tendrá un precio referencial establecido por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica después de la fecha de recepción de las ofertas.
- Las ofertas que superen el precio referencial establecido por la CNEE no serán adjudicadas por la junta de licitación, aun cuando no adjudicar signifique no completar las cuotas de contratación.

3.2.3.5. Estadística y análisis de las ofertas técnicas

Luego de realizarse la recepción de las ofertas técnicas, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica público un resumen de dichas ofertas, lo cual no representa una calificación de la misma, ya que dicha calificación es efectuada por la junta de licitación del proceso.

En cuanto a la cantidad de potencia ofertada de acuerdo al tipo de recurso renovable o no renovable, ofertado por los participantes, se obtuvieron los siguientes resultados:

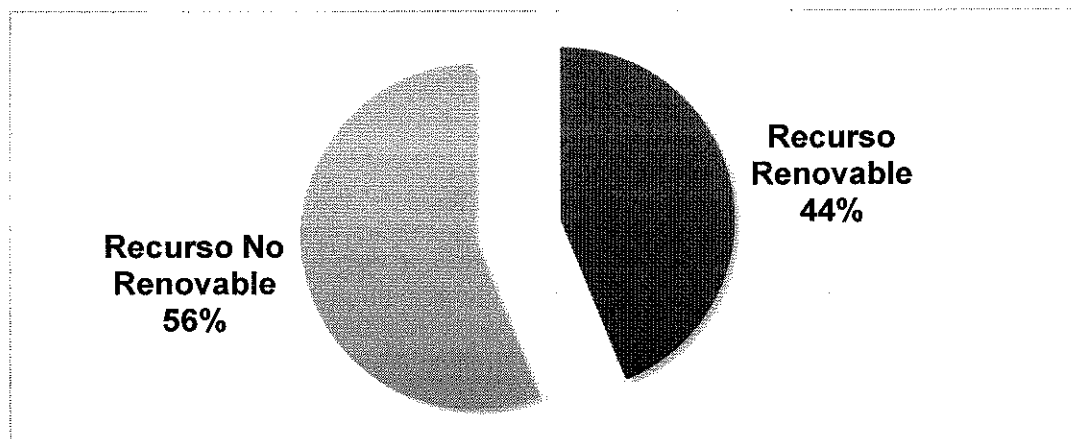
Tabla XX. **Estadísticas de las oferta técnicas por tecnología del proceso de licitación PEG-1-2010**

Tipo de Tecnología	Potencia Ofertada (megavatios)
Recurso Renovable	681,94
Recurso No Renovable	873,00
Total	1 554,94

Fuente: elaboración propia.

Dentro la clasificación de recurso renovable se incluye las plantas de generación de viento y los generadores distribuidos renovables, que aunque no ofrecen potencia, se registra el valor de la potencia instalada.

Figura 40. **Porcentaje de potencia de acuerdo al recurso de las oferta técnicas del proceso de licitación PEG-1-2010**

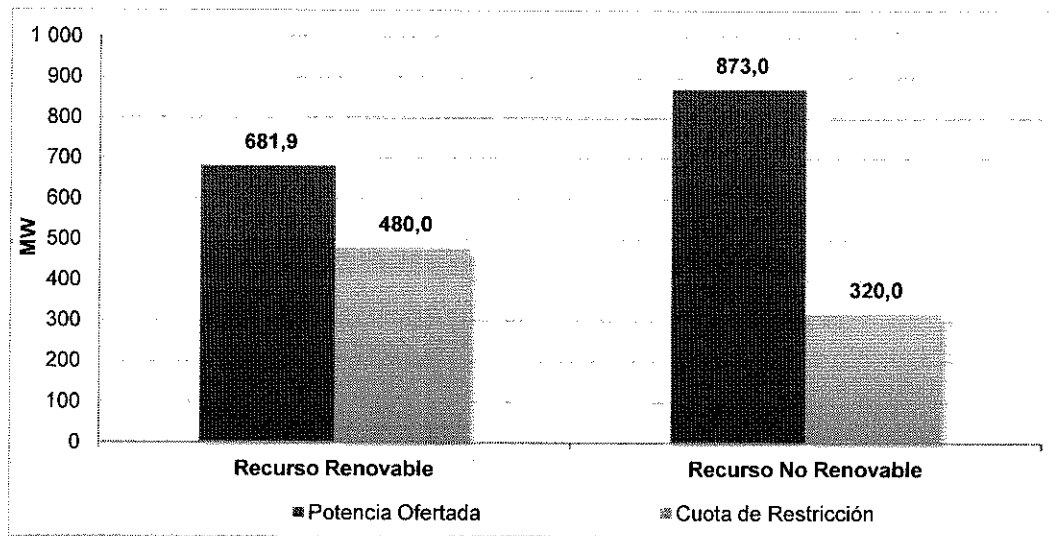


Fuente: elaboración propia.

Comparando las ofertas presentadas con las cuotas de las restricciones en cuanto a potencia por tipo de recursos se puede observar que ambas cuotas pueden ser cubiertas, desde el punto de vista técnico estrictamente hablando, es decir sin considerar la evaluación u optimización del proceso.

Por otra parte se puede observar que existe una mayor competencia por parte de las centrales que ofrecen centrales de generación con recursos no renovables ya que existe una oferta de casi 2,7 veces la cuota establecida en los términos de referencia del proceso de licitación.

Figura 41. **Comparación de las ofertas de potencia y las cuotas establecidas en los términos de referencia PEG-1-2010**



Fuente: elaboración propia.

En cuanto a la clasificación de las centrales, de acuerdo a su estado de operación, es decir nueva o existente, las estadísticas de las ofertas son:

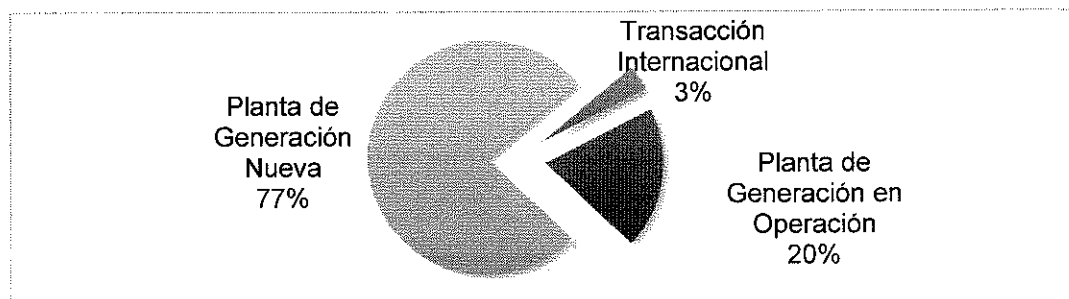
Tabla XXI. **Estadísticas de las oferta técnicas por estado de la central del proceso de licitación PEG-1-2010**

Estado de la Central	Potencia Ofertada (megavatios)	Recurso Renovable	Recurso No Renovable
Planta de Generación en Operación	305,00	180,00	125,00
Planta de Generación Nueva	1 194,94	501,94	693,00
Transacción Internacional	55,00	-	55,00
Total	1 554,94	681,94	873,00

Fuente: elaboración propia.

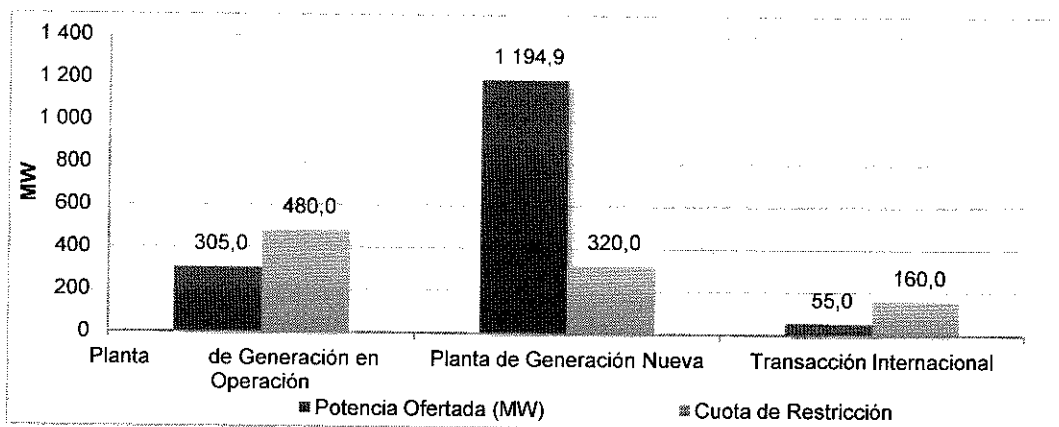
De nuevo sin realizar el proceso de optimización y la evaluación técnica y económica, se puede observar que las cuotas por estado de la central, es decir centrales de generación nuevas y en operación se llenan, sin embargo al igual que la clasificación de las centrales por tipo de recurso, la asignación de la potencia de cada una de las plantas ofertadas depende del proceso de optimización el cual incluye otras variables, como los son el precio, la oferta virtual, etc.

Figura 42. **Porcentaje de potencia de acuerdo al estado de la central de las ofertas técnicas del proceso de licitación PEG-1-2010**



Fuente: elaboración propia.

Figura 43. **Comparación de las ofertas de potencia y las cuotas establecidas en los términos de referencia PEG-1-2010**

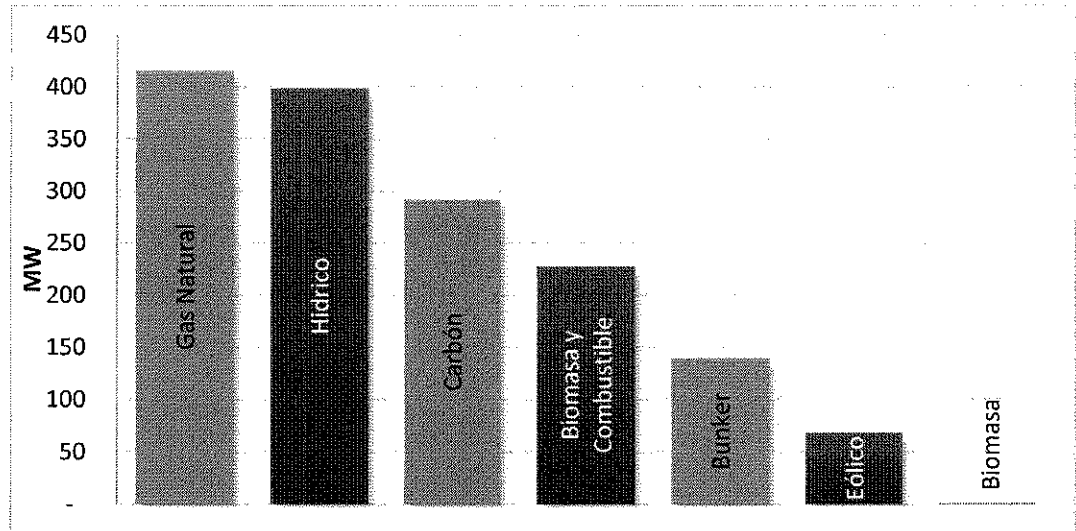


Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar en el gráfico anterior, la potencia oferta de generación en operación, es inferior a la cuota de restricción, la oferta de generación nueva triplica la cuota de generación mínima, y las transacciones internacionales ofertas se encuentran por debajo de la restricción establecida para dicha cuota.

Finalmente en las siguiente tabla y gráfico se presentan las estadísticas de las ofertas de acuerdo al recurso de generación, entre los que se encuentra el carbón, el gas natural y el bunker como recursos no renovables, y la biomasa, el recurso hídrico y el viento como recursos renovables, de acuerdo a los recursos definidos dentro de las bases de licitación correspondientes al PEG-1-2010.

Figura 44. Estadística de potencia ofertada por recurso del proceso de licitación PEG-1-2010



Fuente: elaboración propia.

Las estadísticas de los resultados obtenidos en cuanto a ofertas técnicas se refiere demuestran que el proceso de licitación abierto PEG-1-2010 ha cumplido entre otros objetivos, incentivar la captura de nuevas inversiones en el área de generación de energía eléctrica en el país.

Por otra parte la cantidad de plantas que presentan ofertas con recursos renovables también refleja el cumplimiento del objetivo en cuanto a política energética se refiere, ya que dentro de la misma se encuentra la visión de un cambio en la matriz energética actual y como se puede observar en las ofertas presentadas, se puede alcanzar con las opciones presentas en el proceso de licitación.

Finalmente no se tiene información sobre las ofertas económicas de cada uno de los participantes del proceso de licitación, pero el proceso de licitación PEG-1-2010, adjudicó 209,9 megavatios a las empresas cuyas ofertas técnicas fueron declaradas como técnicamente solventes con ofertas económicas que satisfacían los objetivos de las bases de licitación.

4. PLANTEAMIENTO DE OFERTAS

El planteamiento de un problema de licitación de potencia y energía, surge a partir de la necesidad de algunos participantes consumidores del sector eléctrico del país, en este caso los distribuidores de energía eléctrica, de tener contratos para satisfacer su demanda firme de acuerdo a lo establecido en el marco regulatorio vigente.

El planteamiento del problema inicia con la obtención de la potencia y energía total de los participantes consumidores, para poder obtener una de las restricciones del proceso de licitación.

Adicionalmente se realiza un análisis de las tendencias de los precios de los combustibles que permitirá entre otras cosas poder simular el precio de la energía para las centrales que utilicen recursos no renovables como el bunker, gas o carbón y por otro lado será parte de la función objetivo analizada en el capítulo siguiente.

Se estimarán las ofertas técnicas y económicas que participarán en el proceso de licitación, a partir de datos de eficiencia de las tecnologías de referencias de otros países, datos meteorológicos de viento, caudales y radiación solar, para poder determinar los parámetros de centrales hidroeléctricas, eólicas y alguna planta de generación fotovoltaica.

La simulación de los datos de potencia y energía serán analizados a través de criterios de diseño de sistemas de generación, con el soporte de algunos programas de simulación como el SDDP⁵ y RETScreen⁶.

Las ofertas de potencia y energía corresponderán a la simulación de centrales de generación nuevas, es decir que no se considerará ninguna central en operación o existente, ni tampoco se considerarán contratos de transacciones internacionales, derivado de la disponibilidad de datos para dichas variantes.

Una premisa que se considera dentro del planteamiento del problema es que todas las centrales ofertaran la totalidad de su potencia instalada, independiente de la tecnología de generación o recurso de dichas centrales.

4.1. Requerimiento de potencia y energía

En el capítulo anterior se realizó un análisis de la potencia que actualmente se encuentra en contratos de abastecimiento entre empresas de distribución de energía eléctrica y participantes productores. Adicionalmente se asume que aproximadamente 210 megavatios de potencia serán parte de los contratos de abastecimiento de las distribuidoras, como resultado del proceso de licitación PEG-1-2010.

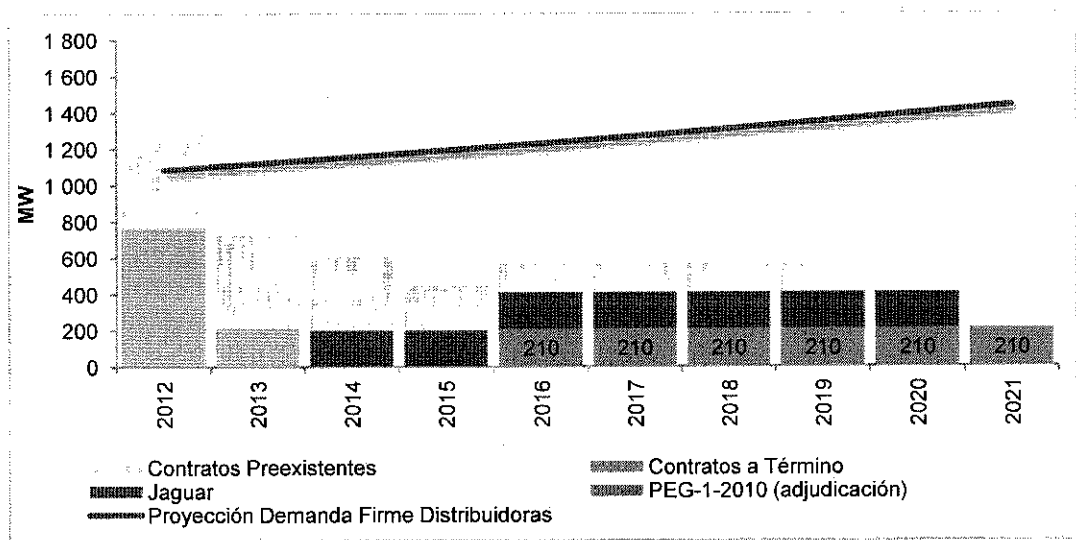
La proyección de la demanda es una estimación realizada por la CNEE en el 2011.

⁵ SDDP (*Stochastic Dual Dinamic Programing*): *software* de planificación de despacho hidro-térmico.

⁶ RETScreen: *software* libre de análisis de energía limpia del gobierno canadiense.

Con la proyección de la demanda, en el siguiente gráfico se muestra el planteamiento del problema de licitación de compra de potencia y energía por parte de los distribuidores de energía eléctrica, para el desarrollo del presente análisis:

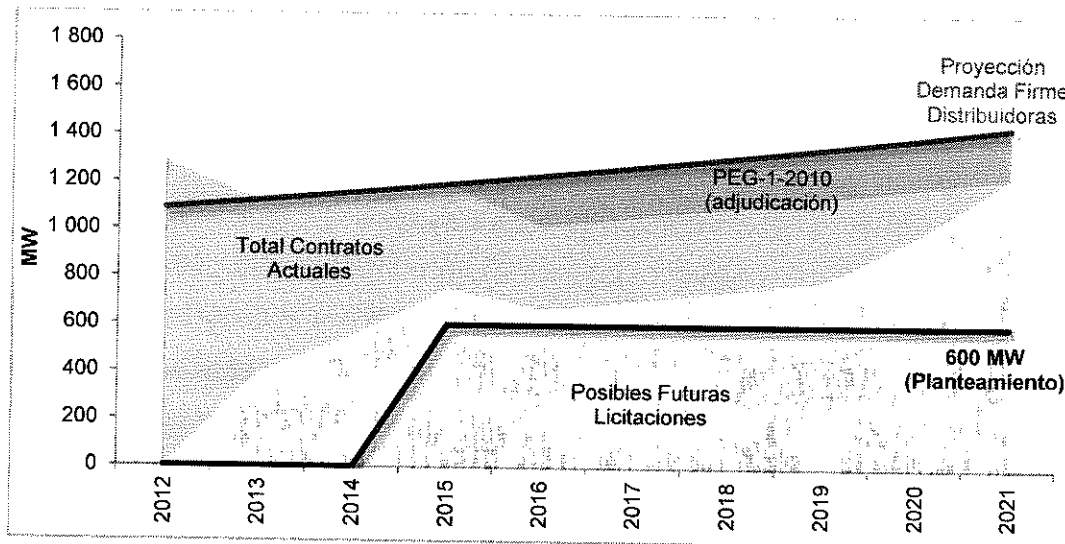
Figura 45. **Planteamiento del problema de licitación de compra de potencia y energía**



Fuente: elaboración propia.

A partir del inicio del año estacional del período 2012-2013, existe una cantidad de potencia que no se encuentra cubierta por contratos de potencia y energía. Adicionalmente a largo plazo, los 210 megavatios adjudicados por el proceso de licitación PEG-1-2010 no logran satisfacer el crecimiento de la demanda.

Figura 46. Dimensionamiento de la potencia para el planteamiento del problema de licitación de compra de potencia y energía



Fuente: elaboración propia.

La potencia que conformará la restricción de compra de potencia es de 600 megavatios, resultado del análisis de los contratos existentes, de la adjudicación de PEG-1-2010 y estimando licitaciones de corto plazo antes del inicio del año estacional 2015-2016.

La energía que se utilizará como restricción dentro del problema de optimización del siguiente capítulo será la establecida en los términos de referencia de las bases de licitación PEG-1-2010, menos una estimación de la energía adjudicada a las oferentes de dicho proceso de licitación.

Tabla XXII. **Estimación de restricción de energía para el planteamiento del problema**

Mes	Proyección de energía mensual de las Distribuidoras por cada Año Estacional, PEG-1-2010	Estimación de energía adjudicada por año estacional	Restricción de energía para el planteamiento del problema
Mayo	377 510	44 686,19	332 823,81
Junio	365 333	60 839,40	304 493,60
Julio	377 510	88 468,11	289 041,89
Agosto	377 510	99 378,87	278 131,13
Septiembre	365 333	103 551,30	261 781,70
Octubre	377 510	104 727,92	272 782,08
Noviembre	365 333	79 572,21	285 760,79
Diciembre	377 510	54 491,81	323 018,19
Enero	377 510	44 308,91	333 201,09
Febrero	340 977	35 746,56	305 230,44
Marzo	377 510	39 142,46	338 367,54
Abril	365 333	38 377,80	326 955,20

Fuente: elaboración propia.

Por otra parte el período del proceso de licitación será el máximo permisible dentro del marco regulatorio vigente, que como se ha descrito en el primer capítulo es de 15 años.

En cuanto a la curva unitaria utilizada para el proceso de evaluación se utilizará la planteada dentro de los términos de referencia de las bases de licitación PEG-1-2010, la cual se presenta en la siguiente tabla:

Tabla XXIII. **Curva unitaria horaria de energía, de los término de referencia de PEG-1-2010**

Hora	Porcentaje
00:00 a 00:59	2,76%
01:00 a 01:59	2,60%
02:00 a 02:59	2,53%
03:00 a 03:59	2,55%
04:00 a 04:59	2,84%
05:00 a 05:59	3,50%
06:00 a 06:59	3,82%
07:00 a 07:59	3,99%
08:00 a 08:59	4,27%
09:00 a 09:59	4,45%
10:00 a 10:59	4,53%
11:00 a 11:59	4,60%
12:00 a 12:59	4,56%
13:00 a 13:59	4,48%
14:00 a 14:59	4,43%
15:00 a 15:59	4,42%
16:00 a 16:59	4,39%
17:00 a 17:59	4,55%
18:00 a 18:59	5,83%
19:00 a 19:59	6,57%
20:00 a 20:59	6,11%
21:00 a 21:59	5,10%
22:00 a 22:59	3,98%
23:00 a 23:59	3,14%
Total	100,00%

Fuente: elaboración propia.

4.2. Análisis de precios de combustibles

El análisis de los precios de los combustibles se efectúa sobre las tendencias de los precios internacionales del gas natural, el carbón y bunker, a través de proyecciones de largo plazo. La información de las proyecciones de combustibles utilizada para el presente análisis es la publicada por la

Administración de Información de la Energía de los Estados Unidos de América (*U.S. Energy Information Administration*⁷), específicamente en el documento *Annual Energy Outlook 2011 -AEO 2011-*⁸, el cual contiene información de precios, suministro, consumos y otros aspectos de los recursos energéticos en los Estados Unidos de América y el resto del mundo.

Es importante mencionar que los valores utilizados son únicamente para obtener las tendencias de los precios de combustibles, por lo que dicha tendencia será aplicada a los precios de referencia para el 2012.

Para los casos del carbón y el gas natural se utiliza como base el caso de referencia del AEO 2011, el cual considera lo siguiente:

- Crecimiento económico anual del 2,7 por ciento desde el 2009 hasta el 2035.
- Precios internacionales de los combustibles.
- Criterios propios de las diferentes tecnologías de conversión de energía.

El caso de referencia utilizado para la tendencia de los precios del bunker, es el de altos precios de combustibles, el cual a diferencia del caso de referencia estima un caso pesimista de precios por parte de los países exportadores de dicho combustible.

Individualmente para cada tipo de combustible se utilizaron los siguientes criterios:

⁷ <http://www.eia.gov/>. Consulta: mayo de 2012.

⁸ <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/>. Consulta: mayo de 2012

- Para el caso de la tendencia de los precios del bunker se utilizan la proyección de precios del bunker en el sector eléctrico, es decir los precios del bunker para aquellas plantas cuyo principal negocio es la generación de energía eléctrica.
- Las tendencias del gas natural se refieren a los precios del *Henry Hub Spot Price*, el cual se define como el indicador del precio del gas natural en las transacciones de dicho combustible en el *NYMEX (New York Mercantile Exchange)*.
- Para la tendencia del precio de carbón se utiliza la proyección de los precios de entrega para las centrales de generación que utilizan el carbón exclusivamente para la generación de energía eléctrica.

Es importante mencionar que existen otros indicadores de combustibles que puede ser considerados para la evaluación, pero lo definidos para este caso son los mismos que se consideran dentro de las perspectivas de los planes de expansión de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para el 2012.

A continuación se presentan los valores utilizados para obtener las tendencias de cada uno de los precios de combustibles y un gráfico comparativo de las tendencias de los combustibles hasta el 2035.

Tabla XXIV. **Proyección de precios del AEO 2011 y estimación de las tendencias de los precios de los combustibles⁹**

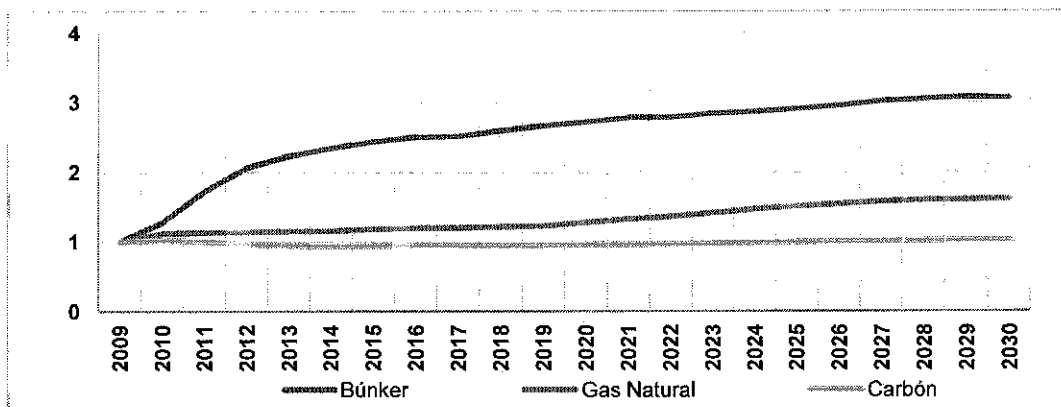
Año	Búnker (US\$ barril)	Gas Natural (US\$/Millones de BTU)	Carbón (US\$/Tonelada)	Tendencia del Búnker	Tendencia del Gas Natural	Tendencia del Carbón
2009	56,36	3,95	43,48	1,00	1,00	1,00
2010	71,85	4,43	44,75	1,27	1,12	1,03
2011	97,15	4,48	43,84	1,72	1,13	1,01
2012	116,55	4,5	42,2	2,07	1,14	0,97
2013	125,85	4,56	41,29	2,23	1,15	0,95
2014	132,23	4,57	40,62	2,35	1,16	0,93
2015	137,52	4,66	40,94	2,44	1,18	0,94
2016	141,12	4,74	41,29	2,50	1,20	0,95
2017	141,89	4,76	41,42	2,52	1,21	0,95
2018	146,24	4,81	41,2	2,59	1,22	0,95
2019	150,27	4,87	41,29	2,67	1,23	0,95
2020	153,42	5,05	41,57	2,72	1,28	0,96
2021	156,91	5,24	41,75	2,78	1,33	0,96
2022	157,41	5,39	42,21	2,79	1,36	0,97
2023	160,46	5,58	42,52	2,85	1,41	0,98
2024	161,67	5,8	43,05	2,87	1,47	0,99
2025	164,18	5,97	43,33	2,91	1,51	1,00
2026	166,66	6,1	43,74	2,96	1,54	1,01
2027	170,16	6,24	43,94	3,02	1,58	1,01
2028	171,98	6,31	44,07	3,05	1,60	1,01
2029	173,58	6,35	44,46	3,08	1,61	1,02
2030	172,96	6,4	44,63	3,07	1,62	1,03

Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar los criterio de análisis de las tendencias de los precios de los combustibles muestran una fuerte alza en los precios del bunker y poca variabilidad en los precios de del gas natural y del carbón en comparación con la tendencia del bunker, aunque para después del 2018 se estima el inicio de un crecimiento moderado del precio del gas natural.

⁹ Todos los datos de precios de combustibles utilizados se encuentran referidos al 2009.

Figura 47. **Proyección de la tendencia de los combustibles 2009-2030**



Fuente: elaboración propia.

Los precios de referencia de cada uno de los combustibles son los establecidos en la última modificación a las bases de licitación del PEG-1-2010, las cuales se muestran en la siguiente tabla:

Tabla XXV. **Precio de referencia de los combustibles para el inicio del 2012 de los términos de referencia de las bases de licitación PEG-1-2010**

Tipo de Combustible	Referencia	Información	Precio	Unidades
Bunker	US Gulf 3%	Platts, US Marketscan, Five-Day rolling Averages.	98,40	US\$/BBL
Carbón	FOB Richards Bay (6 000 kcal/kg que equivale a 23,76 MMBTU/TM)	Platts, Coal Trader International, Daily Snapshot, Dailey Physical Coal Trading, 90-Day Prices	111,91	US\$/TM
Gas Natural Licuado LNG	Henry Hub Prices	Platts, Gas Daily, Daily Price survey, Midpoint.	3,74	US\$/MMBTU

Fuente: elaboración propia.

4.3. Otras restricciones del planteamiento del problema

Entre otras restricciones que se consideran dentro del planteamiento del problema se encuentran:

- Se analizarán varios casos, como por ejemplo establecer cuotas de potencia de recursos renovables y no renovables de acuerdo a la política energética del Ministerio de Energía y Minas en donde se proyecta que el porcentaje de generación con recursos renovables para el 2022 será del 60 por ciento.
- Otro caso de análisis será fijar cuotas de potencia por tecnología, es decir que existirán límites mínimos de potencia para centrales hidroeléctricas y límites máximos de potencia para centrales que utilicen recursos no renovables como el carbón, gas natural y bunker.
- No existirá restricciones de potencia para las centrales GDR y para otras tecnologías que utilicen recursos renovables que ofrezcan contratos de energía generada, ya que no ofrecen una potencia garantizada durante todo el período del contrato.
- El conjunto de restricciones generales y casos de evaluación se detallan en el siguiente capítulo.

4.4. Simulación de ofertas técnicas

Como punto de partida de la simulación de las ofertas técnicas, se utilizarán algunos criterios de las bases de licitación del PEG-1-2010, en cuanto a datos de entrada, como por ejemplo potencia mínima, potencia máxima, energía mensual, curva de carga horaria, etc.

Para la estimación de potencia de cada una de las centrales o bloques de generación candidatos se tomará como referencia las plantas y bloques considerados dentro del documento de Perspectivas de los Planes de Expansión 2012 de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica¹⁰ y de los resultados de las ofertas presentadas durante el proceso de licitación PEG-1-2010, éste último únicamente como referencia para el tamaño de las centrales de generación.

4.4.1. Centrales de generación con recursos renovables

Las centrales o bloques de generación con recursos renovables que serán simuladas son:

- Seis centrales hidroeléctricas.
- Dos centrales hidroeléctricas menores o iguales a 5 megavatios correspondientes a la simulación de generadores distribuidos renovables.
- Dos centrales de generación que utilicen la combinación biomasa con otro recurso no renovable, como el carbón o el bunker, para la simulación de nuevos ingenios.
- Una central eólica.
- Una central fotovoltaica.

¹⁰ Perspectivas de los Planes de Expansión 2012: específicamente a la sección de perspectivas del Plan Indicativo del Sistema de Generación 2012-2026.

En la siguiente tabla se muestra el resumen de las centrales de generación que utilizan recursos renovables para la generación de energía eléctrica que forman parte de la simulación de las ofertas técnicas y económicas:

Tabla XXVI. Centrales de generación con recurso renovable simuladas para formar parte de los oferentes en el planteamiento del problema

No.	Nombre	Ubicación estimada	Potencia Instalada (megavatios)
1	HIDRO I	Alta Verapaz	180,00
2	HIDRO II	Quiché	90,00
3	HIDRO III	Alta Verapaz	20,60
4	HIDRO IV	San Marcos	45,60
5	HIDRO V	Zacapa	32,00
6	HIDRO VI	Huehuetenango	74,00
7	GDR I	Guatemala	2,40
8	GDR II	Alta Verapaz	3,00
9	EOLICO I	Guatemala	20,00
10	HIBRIDO I	Escuintla	50,00
11	HIBRIDO II	Escuintla	50,00
12	SOLAR I	Jutiapa	0,23

Fuente: elaboración propia.

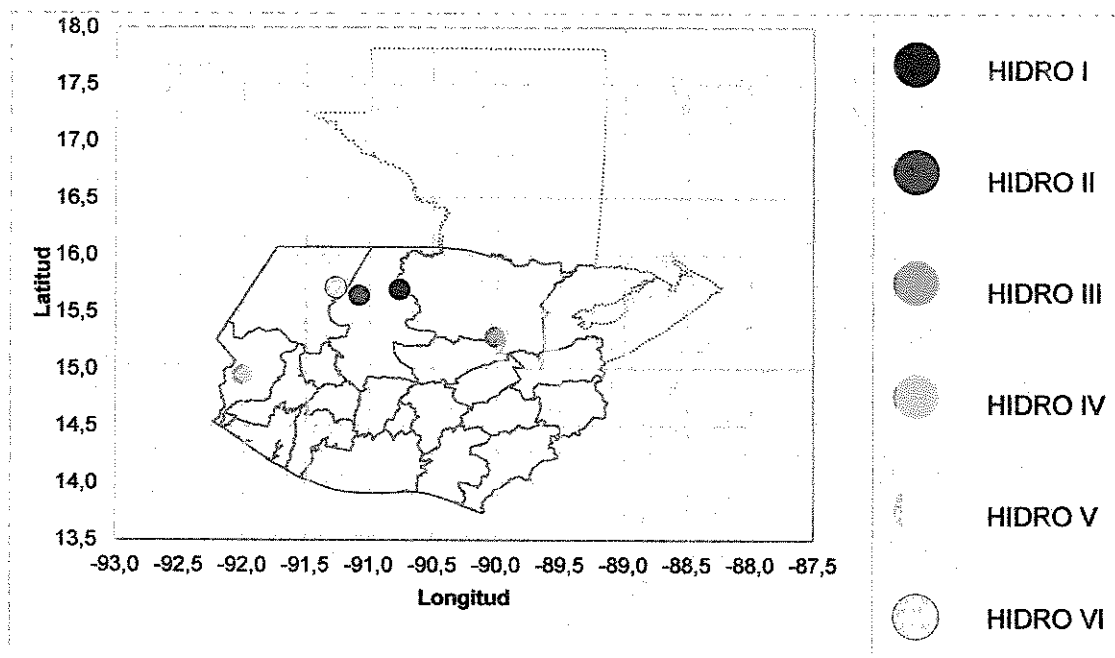
4.4.1.1. Centrales hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas seleccionadas se encuentran ubicadas en el nororiente y noroccidente del país, en donde se proyecta un crecimiento de la explotación del recurso hídrico a mediano y largo plazo.

El área de ubicación de las centrales es Alta Verapaz, Quiché, San Marcos y Zacapa, totalizando entre las seis ofertas simuladas 442,20

megavatios. La ubicación estimada de las ofertas técnicas simuladas, con lo cual se podrá asignar los datos de caudales para la simulación de la energía estimada que puede ofrecer cada una de las centrales propuestas, se puede observar en el siguiente gráfico:

Figura 48. Ubicación estimada de las centrales hidroeléctricas propuestas



Fuente: elaboración propia.

Con base a la ubicación geográfica de las centrales hidroeléctricas se asigna un centro de datos de caudales que registra datos mensuales de caudal en metros cúbicos por segundo, los cuales se encuentran modelados en SDDP, y a partir de los cuales obtenemos el máximo caudal turbinable de cada una de las centrales para obtener su coeficiente de producción promedio y poder obtener posteriormente un estimado de energía mensual, a partir de los datos obtenidos de una simulación del SDDP.

La fórmula del factor de producción es:

$$CPP = \frac{P}{C_{\text{máx}}}$$

Donde:

CPP: Coeficiente de producción promedio en megavatios/m³/segundo

P: Potencia de la planta en megavatios

C_{máx}: Caudal máximo turbinable en m³/segundo

La fuente de información de las series hidrológicas corresponde a la base de datos varias instituciones como por ejemplo INDE¹¹, INSIVUMEH¹², entre otras.

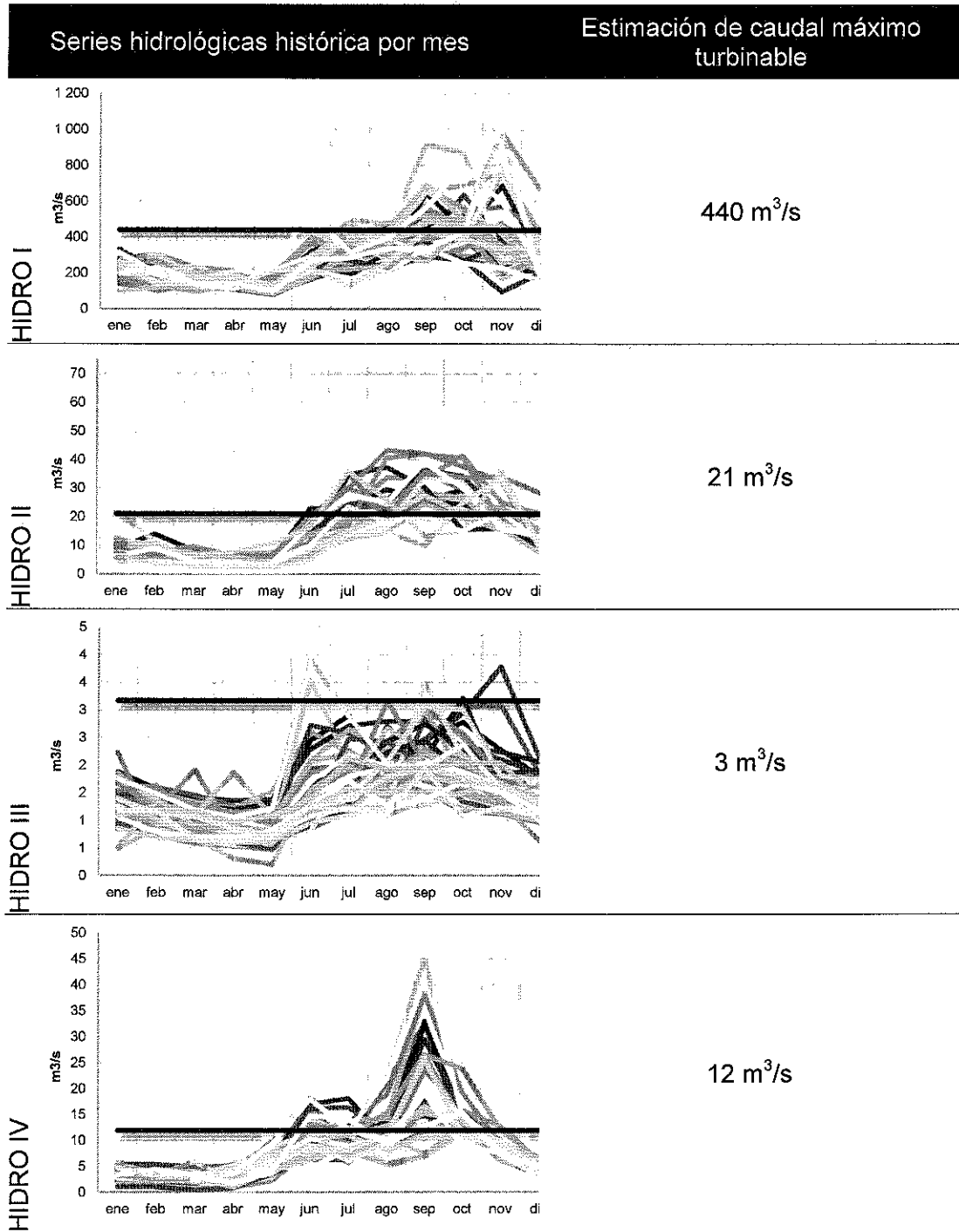
Al realizar una simulación con el SDDP para 15 años, se obtienen series de datos sintéticos que conformaran la base para estimar la energía mensual de cada una las centrales, para cada una de ellas se obtuvo el promedio de la energía generada mensualmente durante los quince años.

A continuación se muestra un gráfico con las series hidrológicas históricas de los centros seleccionados para cada una de las centrales hidroeléctricas:

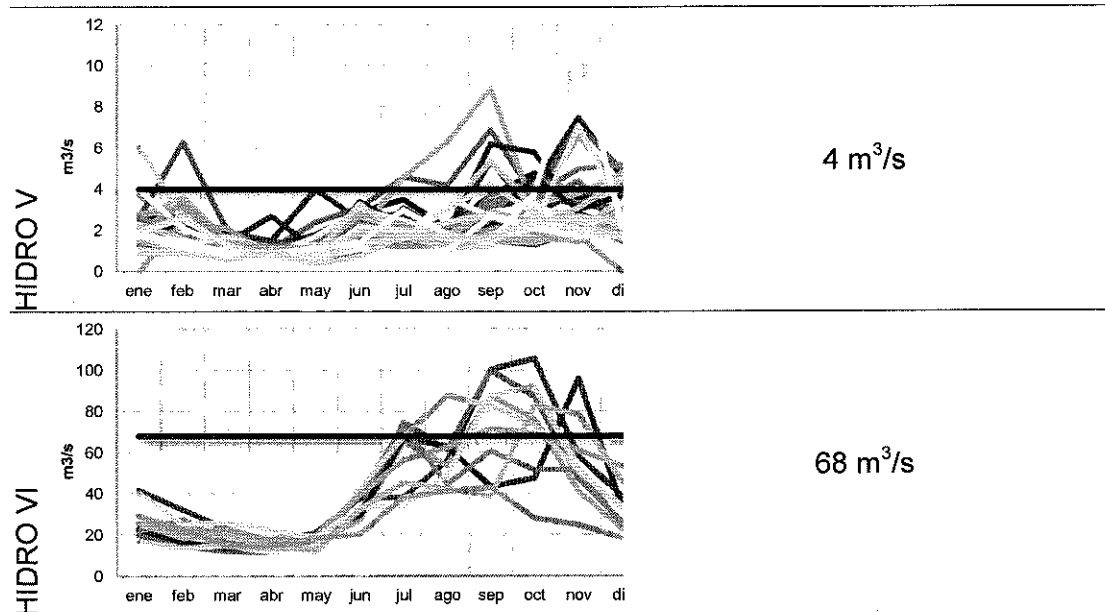
¹¹ Instituto Nacional de Electrificación

¹² Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología.

Figura 49. **Estimación de caudales máximos turbinables para centrales hidroeléctricas oferentes**



Continuación de la figura 49.

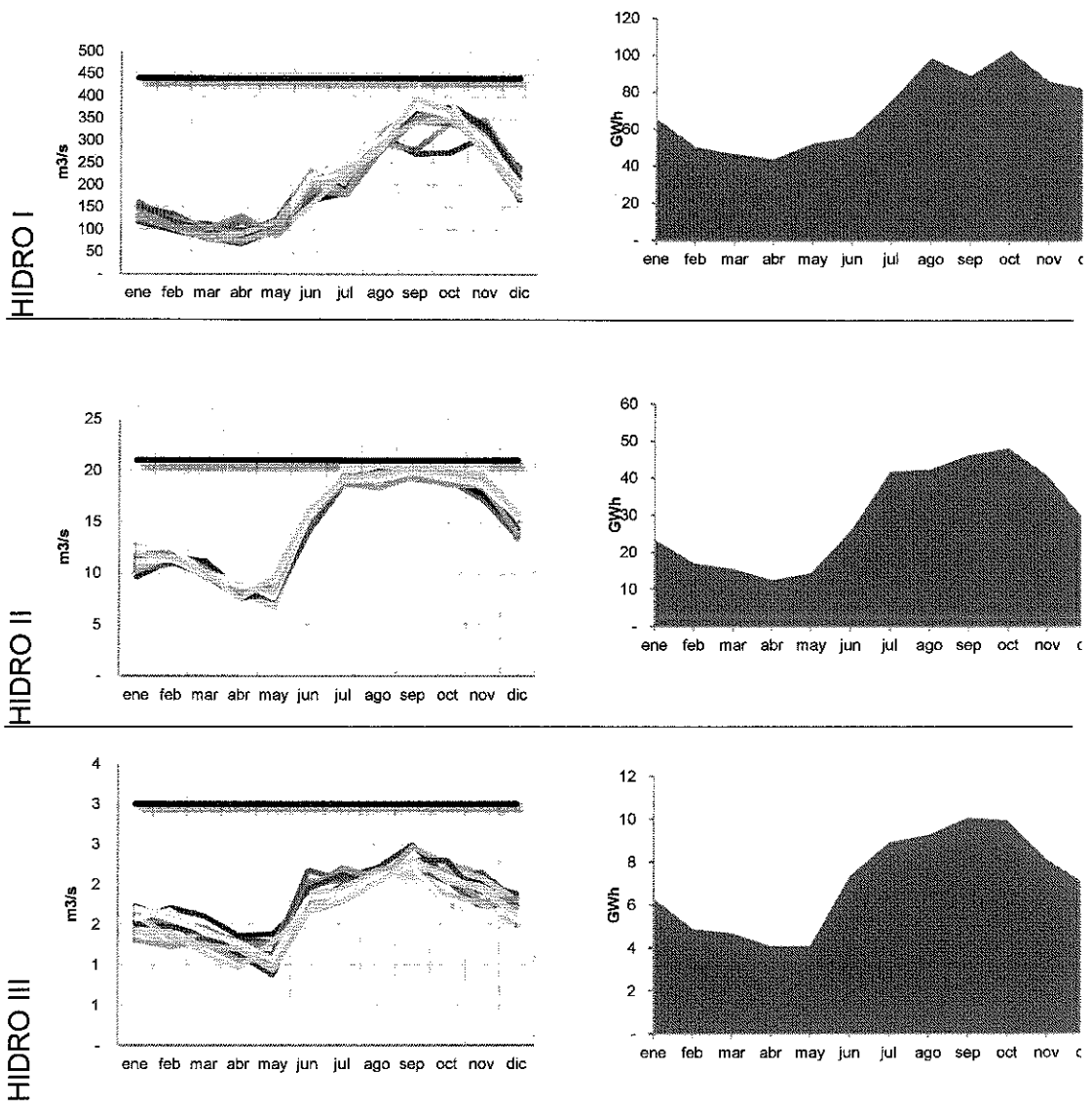


Fuente: elaboración propia.

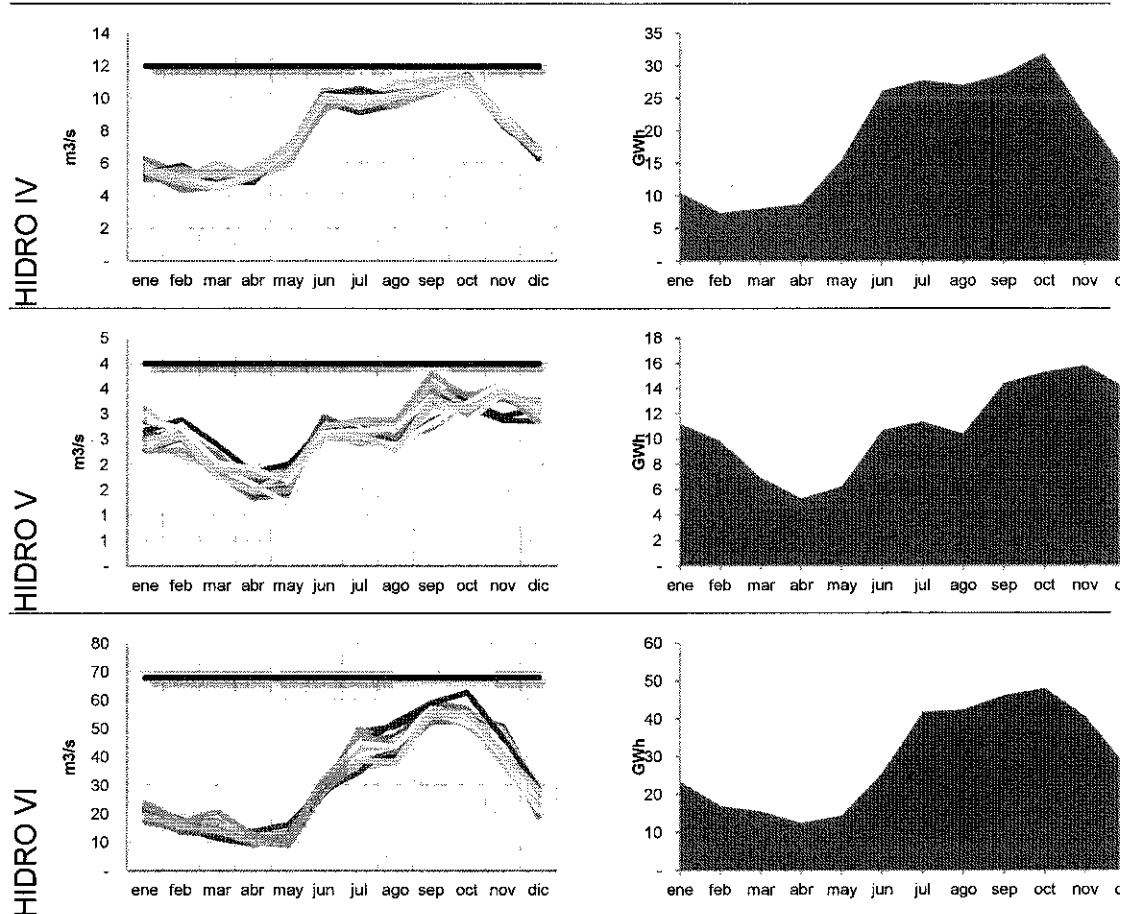
El siguiente gráfico muestra las series hidrológicas sintéticas para los caudales máximos turbinados obtenidos y la energía mensual asociada a cada una de las centrales, a través del SDDP:

Figura 50. **Estimación de la energía mensual de las centrales hidroeléctricas modeladas para ofertas técnicas**

Series hidrológicas sintéticas de caula turbinado (m^3/s) SDDP (15 años) Estimación de energía mensual promedio (gigavatios-hora mes) SDDP



Continuación de la figura 50.



Fuente: elaboración propia.

En la siguiente tabla se presentan los datos técnicos de potencia y energía mensual de las centrales hidroeléctricas, así como el factor de planta estimado de cada una de ellas:

Tabla XXVII. **Energía mensual promedio de las centrales hidroeléctricas ofertantes en megavatio-hora**

mes \ central	HIDRO I	HIDRO II	HIDRO III	HIDRO IV	HIDRO V	HIDRO VI
enero	65 897	23 578	6 329	10 564	11 269	23 578
febrero	50 620	17 147	4 926	7 523	9 896	17 147
marzo	46 883	15 669	4 724	8 237	6 984	15 669
abril	44 180	12 636	4 105	8 925	5 342	12 636
mayo	52 661	14 595	4 121	15 676	6 296	14 595
junio	56 239	25 991	7 385	26 311	10 757	25 991
julio	76 004	41 928	8 950	27 898	11 444	41 928
agosto	98 908	42 508	9 294	27 136	10 452	42 508
septiembre	89 280	46 347	10 095	28 837	14 501	46 347
octubre	102 743	48 206	9 975	32 041	15 355	48 206
noviembre	86 333	40 768	8 151	22 622	15 868	40 768
diciembre	81 629	27 875	6 967	14 085	14 127	27 875
Factor de Planta	0,54	0,45	0,47	0,58	0,47	0,55

Fuente: elaboración propia.

Para determinar las curvas horarias de energía de cada uno de los oferentes, se realizó una optimización de ingresos por generación de energía eléctrica con base al promedio del costo marginal horario para cada uno de los meses del 2011. Es importante mencionar que la optimización se hace desde el punto de vista de beneficio para la curva de carga horaria y no el beneficio del oferente.

La fórmula utilizada para la obtención de los valores de energía horario para cada una de las centrales es:

$$\text{Maximizar } \left[\sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^{24} (E_{h,m} * PE_{h,m}) \right]$$

Donde:

$E_{h,m}$ = energía de la hora h en el mes m

$PE_{h,m}$ = es precio de la energía en el SPOT en la hora del mes m

Sujeto a las siguientes restricciones:

- La energía horaria no puede superar la potencia máxima.
- La sumatoria de la energía de todos los días del mes debe ser igual a la energía mensual proyectada.
- Restricción de arranque de la central de generación.
- El precio de la energía en el SPOT se define como el promedio de dicho precio para cada hora del mes, establecido en el ITE¹³ 2011 del AMM, como se muestra en la siguiente tabla:

¹³ Informe de Transacciones Económicas

Tabla XXVIII. Promedio del precio de la energía en el SPOT

hora	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
1	119,0	125,9	147,3	169,0	182,3	173,6	50,1	59,5	15,1	12,9	38,7	92,4
2	120,2	125,6	147,6	169,5	183,1	170,5	47,9	56,0	9,1	6,9	42,2	89,8
3	120,9	124,9	148,3	168,9	182,3	168,1	48,1	55,9	7,5	9,9	46,2	89,8
4	121,7	124,9	148,7	169,1	181,1	168,6	52,7	56,6	6,8	10,4	46,9	89,8
5	124,7	130,1	149,5	169,8	183,3	175,7	59,6	70,3	12,5	10,4	67,3	93,6
6	124,7	135,5	151,6	170,9	190,6	182,7	108,9	102,4	47,3	37,2	87,7	96,2
7	125,7	137,1	152,9	172,6	196,4	191,7	126,9	124,3	82,0	60,9	98,0	102,3
8	123,5	136,8	151,7	172,1	197,3	195,3	131,9	127,8	101,3	92,7	113,5	113,2
9	124,5	136,3	151,1	172,4	199,2	193,9	140,2	127,1	110,1	106,3	128,6	117,8
10	124,6	136,6	151,7	173,1	200,8	197,1	149,5	137,2	127,5	113,6	139,1	122,6
11	125,5	136,5	152,0	173,4	202,6	198,0	153,4	149,5	139,4	121,3	143,9	121,9
12	125,5	136,4	152,8	173,5	203,4	198,0	153,4	152,9	144,5	125,9	145,6	122,2
13	125,5	137,0	153,1	174,0	204,2	197,8	151,9	152,9	144,6	124,5	145,5	122,2
14	125,5	138,1	153,4	174,0	204,3	200,0	151,9	148,2	142,5	124,7	146,5	119,3
15	126,4	137,8	153,7	174,0	204,4	199,8	149,9	146,3	141,4	119,3	143,8	118,4
16	126,2	135,5	154,1	173,9	203,5	201,0	151,4	148,8	141,4	118,4	140,1	116,9
17	126,6	135,0	154,2	173,2	202,0	197,5	147,6	148,0	138,2	116,9	131,9	116,9
18	126,6	134,2	153,3	173,1	201,6	192,5	141,5	145,3	144,5	147,0	156,7	135,4
19	131,1	143,5	160,2	181,2	212,9	201,7	161,8	171,1	167,7	168,5	168,8	143,2
20	129,8	143,1	160,1	182,4	215,3	205,9	170,7	172,2	168,4	167,9	168,0	143,7
21	129,6	141,5	160,1	181,4	215,2	205,8	170,8	171,3	167,0	166,1	166,4	142,1
22	128,0	140,9	158,4	180,5	210,1	199,5	166,1	166,8	163,7	162,3	162,0	133,2
23	121,9	131,2	148,9	171,0	189,3	181,8	142,3	143,6	140,4	127,9	136,4	115,7
24	121,2	129,2	147,9	169,5	185,6	178,1	76,7	94,9	49,9	59,5	91,6	105,3

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXIX. Curva horaria de energía HIDRO III (megavatios-hora)

horas	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	7,8	-	-	-	-	-	-	6,9	-	-	-
8	-	7,8	-	-	-	-	-	-	20,6	12,8	-	-
9	-	7,8	-	-	-	-	0,3	11,4	20,6	20,6	-	-
10	-	7,8	-	-	-	-	20,6	20,6	20,6	20,6	3,9	-
11	-	7,8	-	-	-	20,3	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	18,7
12	9,4	7,8	-	-	7,2	20,3	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6
13	9,4	7,8	-	9,1	7,2	20,3	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6
14	20,6	7,8	-	9,1	7,2	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6
15	20,6	7,8	8,2	9,1	7,2	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6
16	20,6	7,8	20,6	9,1	7,2	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6
17	20,6	7,8	20,6	9,1	7,2	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6
18	20,6	7,8	20,6	9,1	7,2	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6
19	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6
20	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6
21	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6
22	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6
23	-	-	-	-	-	-	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	-
24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Diario	204,1	175,9	152,4	136,8	132,9	246,2	288,7	299,8	336,5	321,8	271,7	245,3
Dias	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31

Fuente: elaboración propia.

La tabla anterior ejemplifica los resultados obtenidos con el procedimiento establecido previamente. Se muestran los resultados obtenidos para la central de generación HIDRO III, cuya potencia ofertada es de 20,6 megavatios.

Los datos para el resto de centrales hidroeléctricas se encuentran en el apéndice 2, del presente documento.

4.4.1.2. Generación distribuida renovable

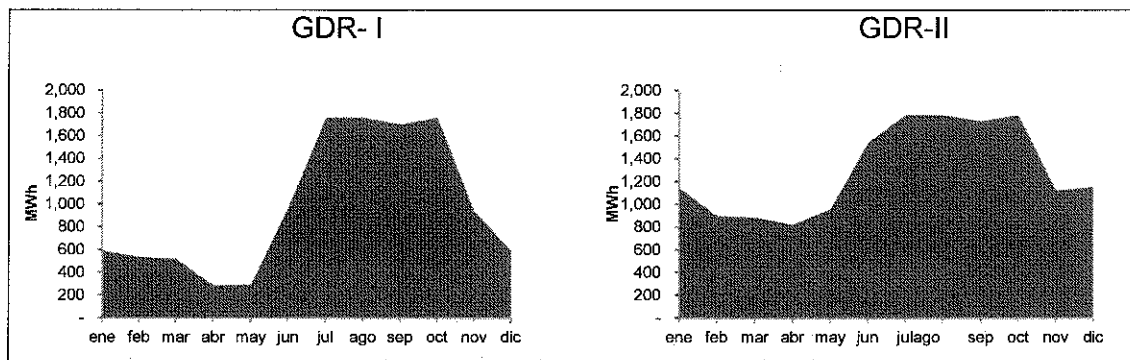
El procedimiento para la determinación de energía ofrecida por las centrales hidroeléctricas con una potencia instalada inferior a los 5 megavatios, es igual a la del punto anterior, por lo que únicamente se muestra a continuación la energía mensual simulada para las ofertas técnicas de las dos centrales GDR consideradas en el planteamiento del problema:

Tabla XXX. **Estimación de energía mensual (megavatios-hora) ofrecida por las centrales GDR-I y GDR-II**

mes \ central	GDR-I	GDR-II
enero	595,15	1 146,49
febrero	537,54	899,72
marzo	520,86	889,78
abril	288,06	823,97
mayo	297,66	961,73
junio	971,99	1 549,75
julio	1 763,30	1 790,31
agosto	1 763,30	1 790,31
septiembre	1 706,40	1 732,57
octubre	1 763,30	1 790,31
noviembre	936,06	1 124,77
diciembre	595,15	1 155,45

Fuente: elaboración propia.

Figura 51. **Gráfico de la estimación de energía ofertada por las centrales GDR**



Fuente: elaboración propia.

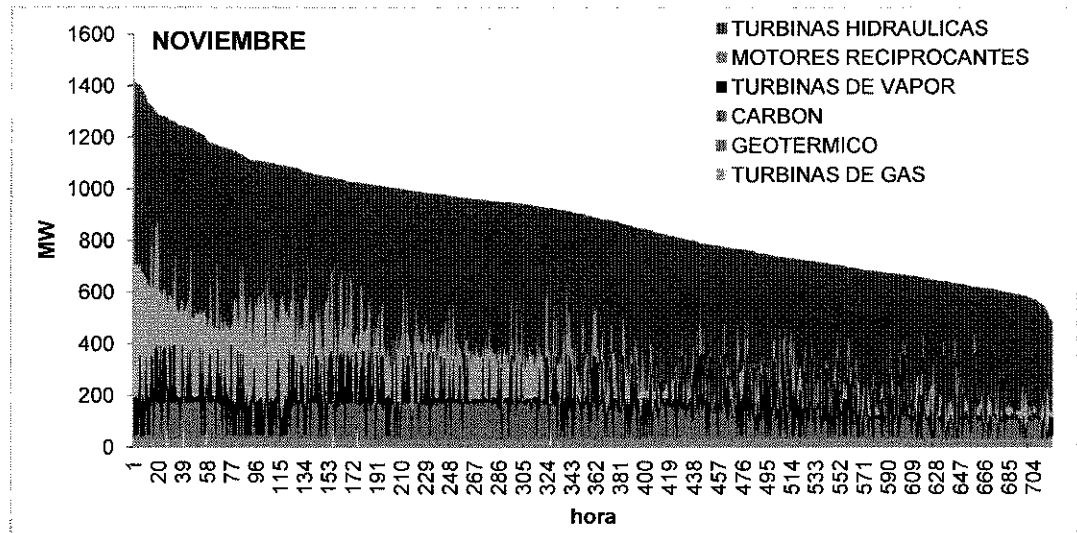
Este tipo de centrales no ofrecen potencia, por lo que dicho dato técnico no conforma parte de la oferta técnica de este tipo de centrales de generación.

4.4.1.3. Centrales biomasa-combustible

Las centrales de que utilizan dos tipos de combustibles para la generación de energía eléctrica son modelados con una energía constante durante los doce meses del año, marcando la diferencia únicamente en el precio del combustible para cada una de las épocas.

En cuanto a los períodos en donde se ofrece recursos renovables para la generación de energía eléctrica, se tomará como base las épocas de zafra del territorio nacional, que se pueden ver reflejado en los gráficos de curva de carga horaria por tecnología que se presentan a continuación:

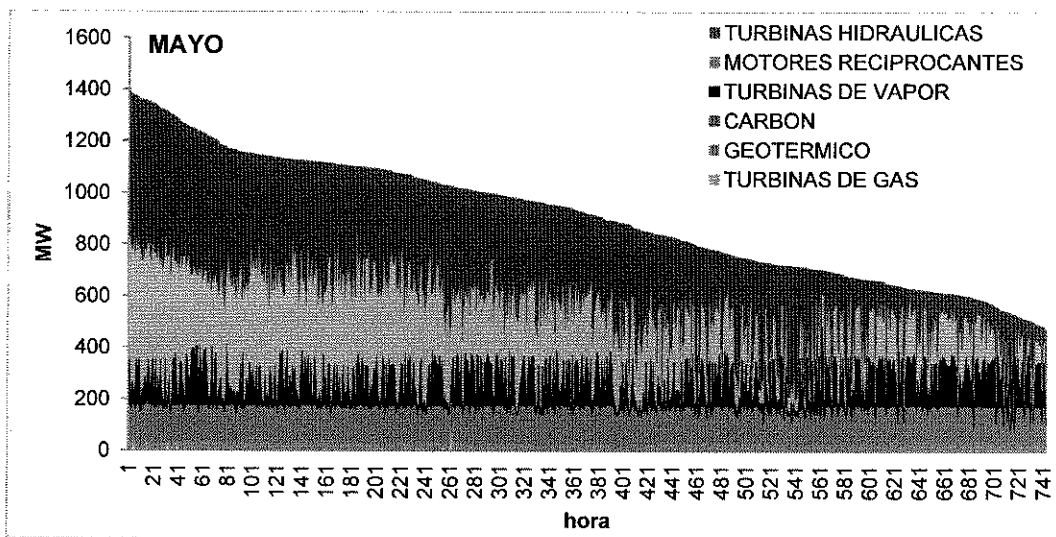
Figura 52. **Curva de carga horaria por tipo de tecnología noviembre 2010**



Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar en el gráfico anterior las turbinas de vapor representan la generación con biomasa (ingenios azucareros), marcando en el mes de noviembre el inicio de la época de zafra. A finales del mes de abril e inicio del mes de mayo concluye la época de zafra en el territorio nacional, estableciendo por tanto un período de seis meses para la generación con biomasa para este tipo de centrales.

Figura 53. Curva de carga horaria por tipo de tecnología mayo 2010



Fuente: elaboración propia.

El combustible que se propone utilizar a partir del mes de mayo hasta el mes de octubre en cada año ofertado es el carbón, para ambas centrales HIBRIDO I e HIBRIDO II.

Lo anterior repercute que se tenga un factor de planta igual a uno durante todo el período de análisis, estableciendo la siguiente oferta de potencia y energía, para las dos centrales propuestas que utilizan biomasa-combustible para la generación de energía eléctrica:

Tabla XXXI. Energía mensual estimada para centrales HIBRIDO I y II

mes	días	Energía mes megavatios-hora	Recurso de Generación
enero	31	37 200	biomasa
febrero	28	33 600	biomasa
marzo	31	37 200	biomasa
abril	30	36 000	biomasa
mayo	31	37 200	carbón
junio	30	36 000	carbón
julio	31	37 200	carbón
agosto	31	37 200	carbón
septiembre	30	36 000	carbón
octubre	31	37 200	carbón
noviembre	30	36 000	biomasa
diciembre	31	37 200	biomasa

Fuente: elaboración propia.

Como parte de la evaluación se considera que la biomasa es un recurso renovable y al presentar seis meses de generación con biomasa, se puede considerar como una central de generación con recursos renovables. Por otra parte la curva de carga horaria durante todo el período debe ser igual a 50 megavatios-hora para cada una de las horas del período de análisis.

4.4.1.4. Central eólica

Para el análisis de la central eólica se estudia la información disponible en la base de datos de NREL¹⁴ para mediciones de viento, correspondiente a un

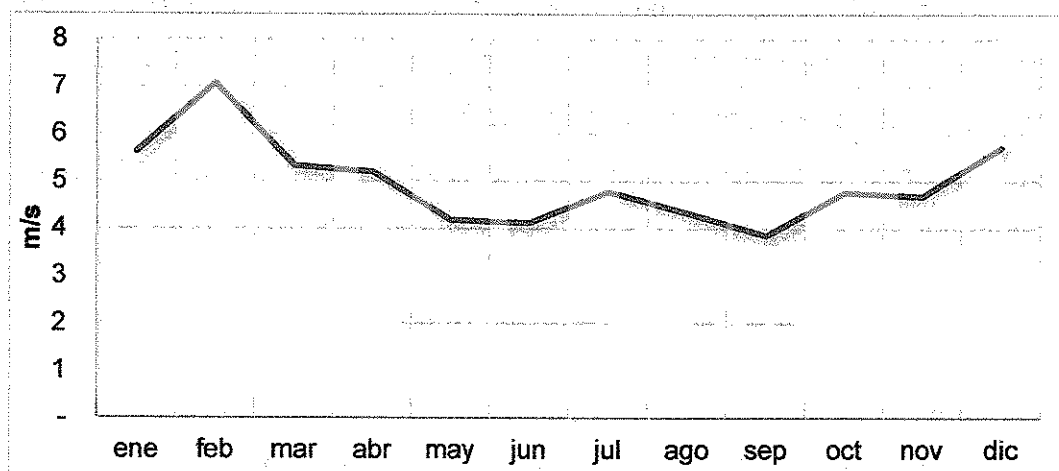
¹⁴ National Renewable Energy Laboratory (Laboratorio Nacional de Energía Renovable), el cual pertenece al U.S. Department of Energy

año meteorológico típico (TMY por sus siglas en inglés) y al información de mediciones de velocidad de viento del MEM¹⁵.

La información del año meteorológico típico corresponde a la estación meteorológica de La Aurora, cuyas coordenadas son 14° 35' N y 90° 31' E con una elevación de 1 469 metros sobre el nivel del mar. Por otra parte los datos corresponden a 8 760 mediciones de diferentes años, comprendidos entre 1973 y el 2002.

Las características del año meteorológico típico no permitirán obtener una estimación de la velocidad de viento en la región central del país en donde se ubicará la central eólica propuesta.

Figura 54. **Velocidad del viento de un año meteorológico típico (1973-2002)**

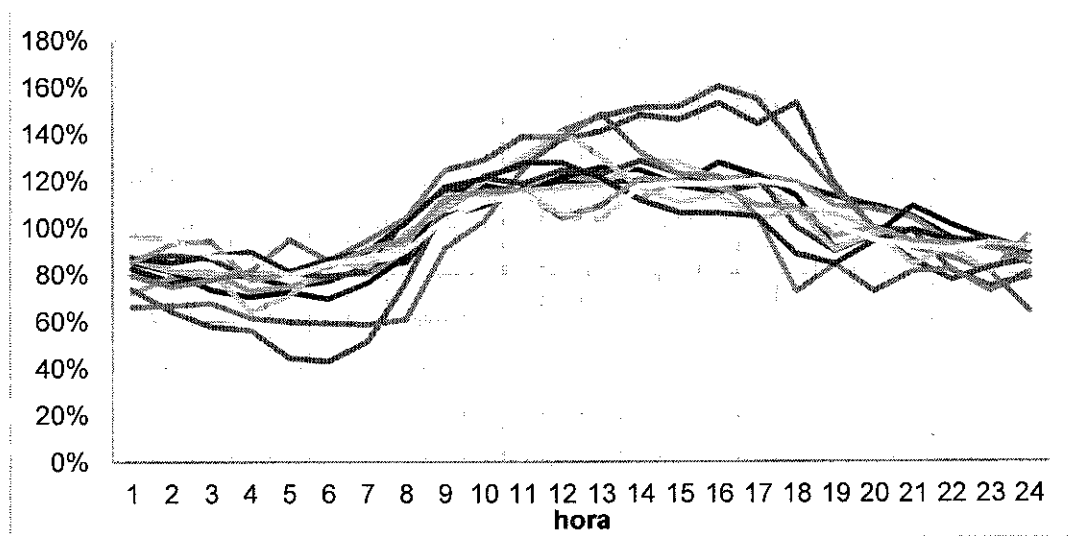


Fuente: elaboración propia.

¹⁵ Informe "Resultados del proyecto mediciones del viento en Guatemala", del Ministerio de Energía y Minas -MEM-.

En cuanto a la distribución de los valores de velocidad de viento durante el día se modela el porcentaje sobre el valor medio de velocidad mensual las curvas horarias de viento:

Figura 55. **Porcentaje sobre el promedio diario de cada mes del año meteorológico típico**

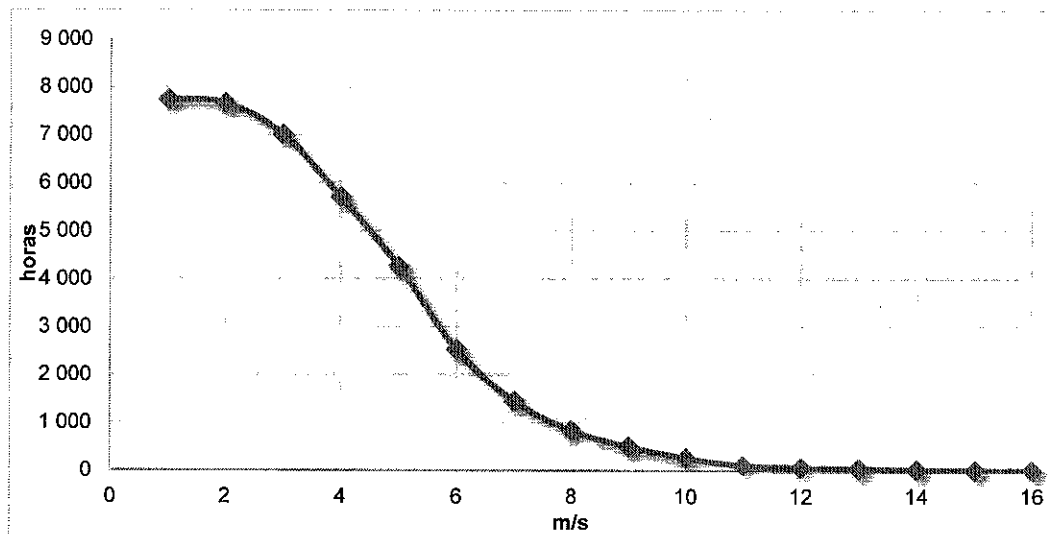


Fuente: elaboración propia.

Se puede apreciar en el gráfico anterior que los valores que sobre pasan el promedio mensual de forma horaria durante el año es de las 8 a las 18 horas, es decir la mayor generación de energía se produce durante éste intervalo de tiempo, en otras palabras la mayor cantidad de energía se aporta durante la banda horaria intermedia.

Otro dato importante para determinar la cantidad de energía y la estimación del dimensionamiento de los aerogeneradores es la frecuencia de las velocidades de viento, la cual para el año típico es la siguiente:

Figura 56. **Frecuencia acumulada de la velocidad del viento de un año meteorológico típico**



Fuente: elaboración propia.

Con las características anteriormente analizadas de la región central del país durante el período 1974 – 2002 se estiman los valores de energía diarios para las mediciones en el municipio de Villa Canales, en el departamento de Guatemala, parte de la región central del país. La ubicación de la central meteorológica de Villa Canales es 14° 23' Norte y 90° 20' Este, a una altura 1 126 metros sobre el nivel del mar.

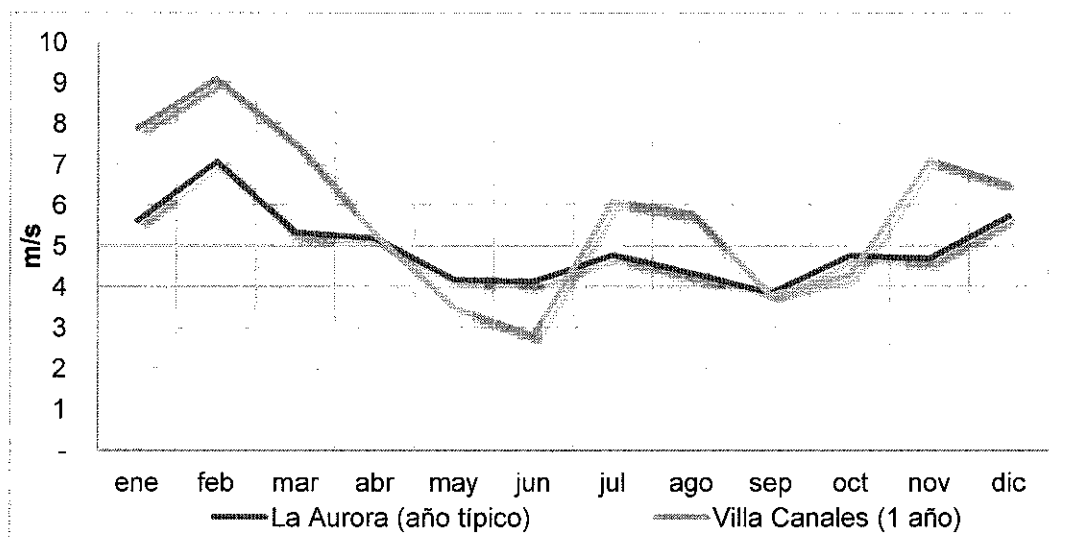
La comparación entre los datos de año meteorológico típico de la estación de La Aurora y la de Villa Canales, se puede observar en la siguiente tabla:

Tabla XXXII. **Comparación de ubicación de estaciones meteorológicas**

Nombre Estación	Municipio	Departamento	Latitud Norte	Longitud Este	msnm	altura
La Aurora	Guatemala	Guatemala	14° 35'	90° 31'	1469	-
Villa Canales	Villa Canales	Guatemala	14° 23'	90° 20'	1126	30

Fuente: elaboración propia.

Figura 57. **Comparación de velocidad de viento medidas en estaciones meteorológicas**



Fuente: elaboración propia.

A través de una extrapolación entre los datos mensuales de la estación Villa Canales y los porcentajes horarios de viento sobre el promedio mensual del año meteorológico típico obtenemos los valores de viento de forma horaria para la ubicación seleccionada (Villa Canales):

Tabla XXXIII. Valores de velocidad de viento extrapolados para Villa Canales en metros/segundo

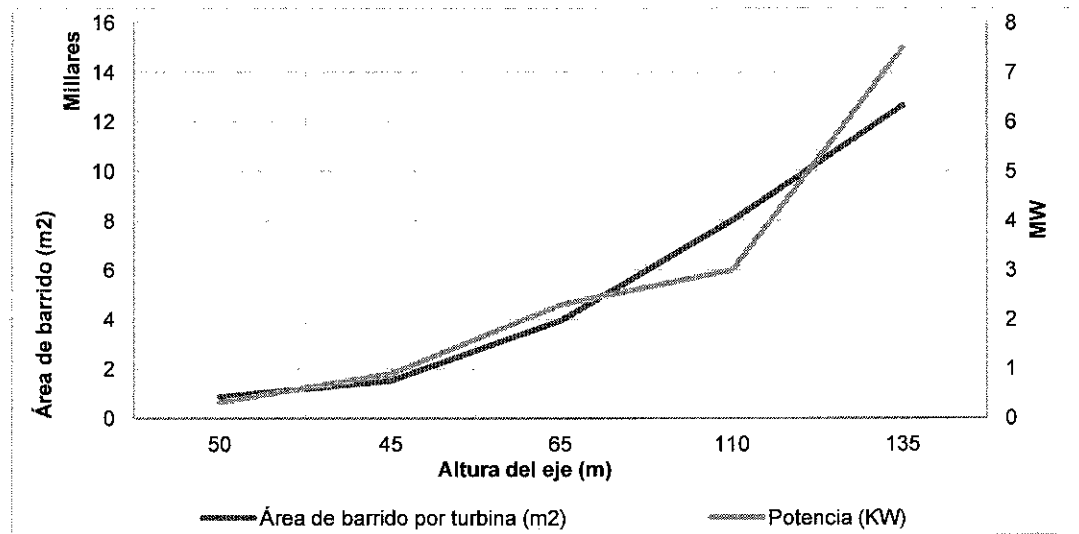
hora	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
1	6,5	6,6	5,5	4,5	2,3	2,4	5,3	5,1	3,0	3,8	6,1	6,3
2	6,1	7,2	4,8	4,3	2,3	2,3	5,4	4,7	2,8	3,7	6,6	6,2
3	6,3	7,4	4,3	3,9	2,4	2,3	5,3	4,6	3,0	3,8	6,7	5,7
4	6,3	6,7	4,2	3,7	2,2	1,8	4,8	4,7	3,1	3,9	5,5	5,7
5	5,9	6,8	3,3	3,8	2,1	2,0	4,9	4,6	3,6	3,5	5,7	5,2
6	6,1	7,3	3,2	3,7	2,1	2,4	4,8	5,0	3,3	3,7	5,9	5,5
7	6,6	7,3	3,9	4,1	2,1	2,5	5,0	4,8	3,6	3,9	6,5	5,7
8	6,7	8,0	5,8	4,7	2,1	2,6	6,4	5,7	4,0	4,4	6,7	5,9
9	8,3	9,8	8,2	6,0	3,2	3,2	7,1	6,3	4,7	5,0	8,0	6,7
10	8,6	10,7	9,2	6,3	3,6	3,2	7,4	7,0	4,9	5,2	8,2	7,2
11	9,2	10,5	9,5	6,1	4,4	3,2	7,2	7,5	5,3	5,5	8,2	7,4
12	9,5	11,1	10,3	6,4	5,0	3,3	7,6	8,2	5,3	5,5	7,4	6,9
13	9,4	11,0	10,6	6,7	5,2	3,3	7,5	7,6	5,6	5,2	7,8	6,7
14	9,5	10,2	11,1	6,6	5,3	3,6	7,8	6,8	5,0	4,8	8,6	7,7
15	9,3	11,0	11,0	6,3	5,3	3,6	7,5	6,4	4,7	4,6	8,5	7,7
16	9,1	11,0	11,5	6,8	5,6	3,4	7,1	6,6	4,6	4,6	8,3	7,7
17	9,3	11,1	10,8	6,5	5,4	3,3	7,4	6,0	4,0	4,5	7,8	7,8
18	9,3	10,9	11,5	6,0	4,7	3,0	6,1	6,2	2,8	3,8	7,7	7,6
19	8,9	9,9	8,9	4,8	4,1	2,9	5,5	5,2	3,2	3,6	6,8	6,5
20	8,6	9,8	7,5	5,1	3,5	2,8	5,9	5,6	2,8	4,0	7,1	6,1
21	8,3	9,4	7,4	5,8	3,2	2,6	5,2	4,9	3,1	4,3	6,7	6,0
22	7,5	8,4	6,1	5,3	3,0	2,5	4,7	5,3	3,1	4,0	6,6	5,9
23	7,3	8,3	5,6	5,0	2,8	2,3	5,1	5,3	2,8	4,1	6,5	6,1
24	6,7	8,1	5,9	4,8	2,2	2,7	5,3	5,0	3,1	3,9	6,5	5,9

Fuente: elaboración propia.

Derivado que tenemos la frecuencia y la magnitud de los valores de velocidad de viento, seleccionaremos un aerogenerador a partir de la base de datos de RETScreen, para obtener modelar la energía mensual de la oferta técnica para la central eólica simulada.

En el siguiente gráfico se muestra las características de megavatios-hora generados a partir con un aerogenerador, contemplando sus características de altura del eje y el área de barrido:

Figura 58. Variación de la potencia generada a partir de altura del eje y área de barrido de varios aerogeneradores



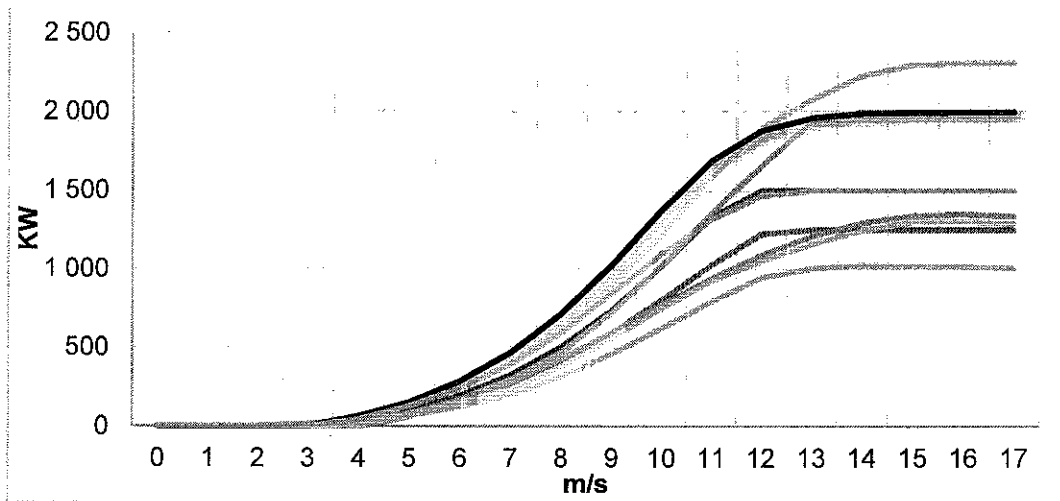
Fuente: elaboración propia.

Un aerogenerador cuya altura del eje es 64 metros no presenta no mucha variación de potencia en comparación con un aerogenerador cuyo eje se encuentra a 110 metros de altura, ya que la diferencia entre potencia es 0,7 megavatios entre ambos aerogeneradores, mientras que un aerogenerador que pueda producir más de 5 megavatios debe tener una altura por encima de los 135 metros de altura, es por ello que se utilizará un aerogenerador con una altura del eje aproximado de 65 metros.

Para la selección del aerogenerador se han recopilado la información de eficiencia de varias marcas de proveedores de estos equipos entre los que se encuentra AAER, DEWIND, ENERCON, GAMESA, HUSUMER, MADE ENERGÍAS, NORDEX, SIEMENS, entre otras, las cuales se encuentran dentro de la base de datos de RETScreen.

La comparación entre cada una de ellas permitirá seleccionar un aerogenerador para poder modelar la energía mensual de la oferta técnica para la central eólica:

Figura 59. **Comparación entre eficiencias de aerogeneradores**

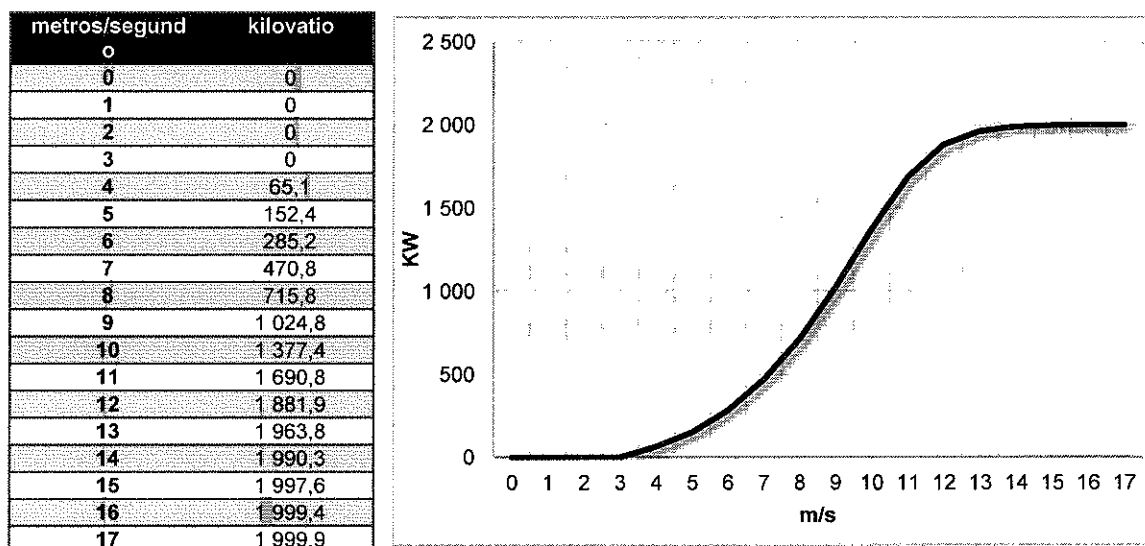


Fuente: elaboración propia.

De color negro se puede observar en el gráfico anterior el tipo de aerogenerador que presenta la mayor eficiencia antes de llegar a los 12 metros/segundo, ya que como se puede observar los valores máximos de velocidad obtenidos a través de la extrapolación no supera dicho valor.

A continuación se presentan los valores de conversión de energía eólica a energía eléctrica del aerogenerador seleccionado:

Figura 60. Eficiencia del aerogenerador seleccionado para la simulación de energía de la central eólica



Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXIV. Simulación de energía para la oferta técnica de la central eólica propuesta

Mes	Energía día (megavatios-hora)/ Unidad	días	Energía mes (megavatios-hora)/ Unidad	Energía Total mes (megavatios-hora)
enero	21,63	31	670,42	6 704,18
febrero	29,17	28	816,89	8 168,94
marzo	20,91	31	648,18	6 481,79
abril	7,02	30	210,71	2 107,08
mayo	2,36	31	73,19	731,94
junio	0,65	30	19,53	195,30
julio	10,43	31	323,25	3 232,49
agosto	8,50	31	263,40	2 634,01
septiembre	2,47	30	74,00	739,95
octubre	3,45	31	106,91	1 069,07
noviembre	14,98	30	449,47	4 494,72
diciembre	11,34	31	351,66	3 516,58

Fuente: elaboración propia.

Como se muestra en la tabla anterior, se ha seleccionado 10 unidades de 2 megavatios cada una, con la eficiencia mostrada en el gráfico anterior, para obtener un total de 20 megavatios y una energía total anual de 40 076 megavatios-hora distribuida mensualmente, lo cual corresponderá a la oferta técnica simulada para la central de generación eólica propuesta:

4.4.1.5. Centrales fotovoltaicas

El análisis de una central fotovoltaica se iniciará con la localización del proyecto con la finalidad de obtener un aproximado de la energía que se puede obtener a través de las celdas fotovoltaicas y la formulación para la obtención de dicha cantidad de energía:

La energía se calcula de la siguiente forma:

$$E_{AC} = \frac{P * A * \left(\frac{G_{daeff}}{G^*}\right) * FS * PR}{1\ 000}$$

Donde:

E_{AC} = energía producida mensualmente en kilovatio-hora.

P = potencia nominal o potencia máxima que entrega el generador en condiciones estándar (1 000 vatios/m² de iluminación y 25° de temperatura).

G_{daeff} = Radiación mensual efectiva que incide sobre la superficie del panel fotovoltaico

FS = factor de pérdidas por sombreado

PR = factor de pérdidas por conversión de energía DC/AC, igual a 0,75

A= área de incidencia de la instalación o central fotovoltaica

Las constantes que se utilizarán para el cálculo de la energía son los indicados en la siguiente tabla:

Tabla XXXV. **Parámetros de cálculo de energía fotovoltaica**

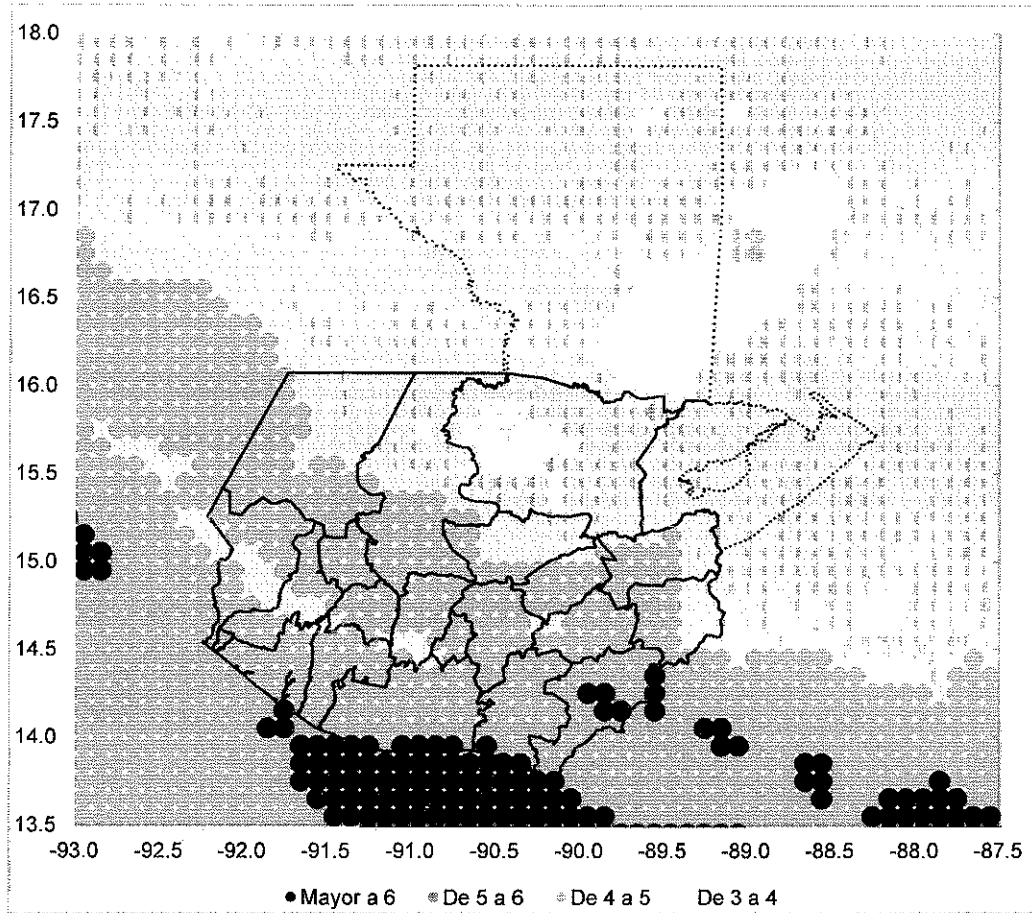
Constante	Valor	Observación
FS	1,00	Se estima 0% de pérdidas por sombreado, ya que se estima que los valores de radiación mensual considera dichas pérdidas
PR	0,80	Se estiman pérdidas de alrededor del 25% por conversión de energía DC/AC

Fuente: elaboración propia.

Después de establecer de forma muy general la función que define la energía mensual, se define el área de ubicación de la central, para poder estimar la radiación mensual de acuerdo a la base de datos de OPENEI¹⁶.

¹⁶ Base de datos de Open Energy Info, que contiene la radiación directa normal a la superficie de forma mensual con una resolución satelital de 10 Km, a través del modelo GOES de la Universidad Estatal de Nueva York (SUNY), actualizado para el 2007.

Figura 61. Mapa de radiación en kwh/m2/día¹⁷



Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar en mapa anterior la región que presenta mayor radiación promedio durante el año es el sur oriente del país, por lo que se tomará como referencia los siguientes puntos de muestra para la selección de los datos:

¹⁷ Base de datos de Open Energy Info

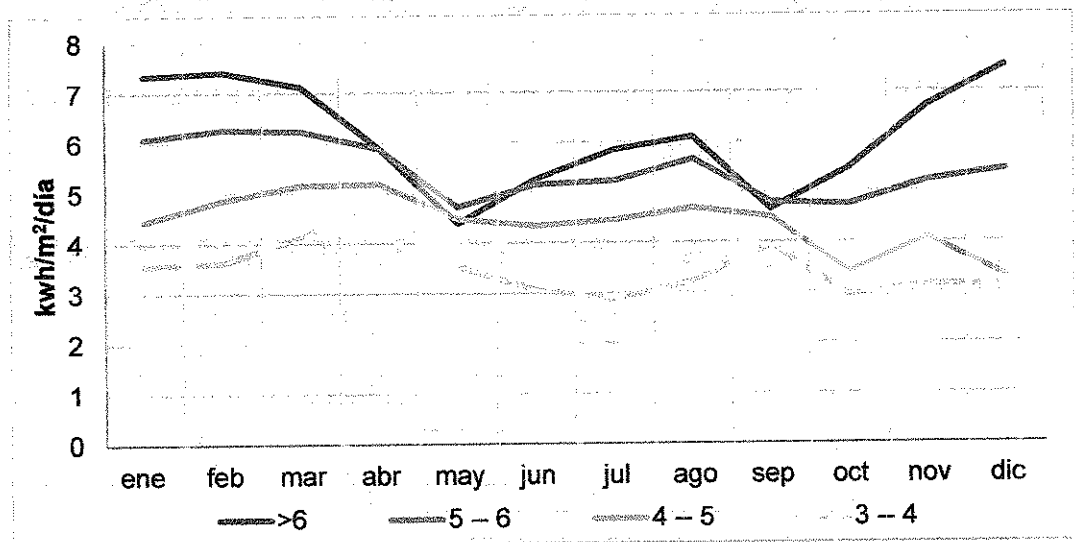
Tabla XXXVI. Muestra de los puntos para selección de datos

Punto de Muestra	Lon	Lat	Rango kwh/m2/dia Promedio Anual	kwh/m2/dia Promedio Anual
1	-89,55	13,35	>6	6,139
2	-90,15	14,85	5 - 6	5,45
3	-90,35	17,15	4 - 5	4,404
4	-83,95	14,15	3 - 4	3,497

Fuente: elaboración propia.

Cada uno de los puntos descritos en la tabla anterior presentan valores de radiación mensual, y los valores promedio de la muestra se representa en el siguiente gráfico:

Figura 62. Muestra de radiación mensual de algunos puntos de muestra en Guatemala



Fuente: elaboración propia.

De forma conveniente se utilizarán los valores del punto 1 de la muestra seleccionada, ya que presenta el área con mayor radiación dentro el margen seleccionado.

Finalmente utilizaremos las especificaciones técnicas de un panel con una eficiencia del 19 por ciento, el cual se puede comparar con los otros tipos de paneles presentados en la tabla del apéndice 2.

Las especificaciones técnicas de un panel solar fotovoltaico con eficiencia del 19 por ciento son: 1,63 metros cuadrados de área por unidad, 193 vatios/m², tecnología monocristalina, 315 Vatios de salida, 54,7 voltios pico, 600 voltios máximos del sistema.

Utilizando 1 200 unidades de paneles solares, obtendremos 0,23 megavatios, requiriendo un área aproximada de 1 956 metros cuadrados para generar aproximadamente 680 megavatios-hora al año, lo cual representará la simulación de la oferta técnica para la central fotovoltaica propuesta.

Tabla XXXVII. Energía mensual de la oferta técnica simulada para la central fotovoltaica

Mes	kilovatio-hora/m ² /día	megavatios-hora día	Días del mes	megavatio-hora mes
Enero	7,34	2,23	31,00	69,11
Febrero	7,42	2,25	28,00	63,10
Marzo	7,13	2,16	31,00	67,08
Abril	5,90	1,79	30,00	53,77
Mayo	4,39	1,33	31,00	41,34
Junio	5,27	1,60	30,00	48,01
Julio	5,85	1,77	31,00	55,01
Agosto	6,11	1,85	31,00	57,46
Septiembre	4,65	1,41	30,00	42,38
Octubre	5,46	1,66	31,00	51,40
Noviembre	6,70	2,03	30,00	60,98
Diciembre	7,50	2,28	31,00	70,53

Fuente: elaboración propia.

4.4.2. Centrales de generación con recursos no renovables

De forma similar a las oferta técnicas de centrales que utilizan recursos renovables, se utilizará como referencia las centrales de las ofertas del PEG-1-2010 y las centrales candidatas de las Premisas del Plan Indicativo del Sistema de Generación.

Las centrales con recursos no renovables únicamente requieren el valor de la potencia ofrecida como parte de la simulación, ya que la energía asociada corresponde a un factor de planta igual a la unidad y su variable de decisión dentro del problema de optimización se encuentra vinculado con la eficiencia de cada una de las centrales, lo cual se analizará en el apartado de ofertas técnicas.

Tabla XXXVIII. **Ofertas técnicas propuestas para el planteamiento del problema**

No.	Nombre	Departamento	Potencia (megavatios)
1	GAS NATURAL I	Izabal	G01-G1 150,00
2	GAS NATURAL II	Izabal	G02-G1 111,00
3	CARBÓN I	Escuintla	C01-C1 45,00
4	CARBÓN II	Escuintla	C01-C1 50,00
5	BUNKER I	Escuintla	B01-B1 50,00

Fuente: elaboración propia.

4.5. Simulación de ofertas económicas

La simulación de las ofertas económicas se divide en dos, derivado de las variables que intervienen en cada una de las tecnologías. Para ambos casos se utilizarán especificaciones técnicas de centrales nuevas y en operación de otros países.

La información corresponde a la utilizada en la formulación de proyectos de inversión en México¹⁸ y una proyección de costos de generación de energía eléctrica de Estados Unidos¹⁹.

Para las centrales de generación con recursos no renovables se analizarán las siguientes variables, para determinar los precios de las ofertas económicas:

- Consumo Térmico Unitarios Neto Garantizado (CTUNG), o se equivalente de eficiencia, para determinar el consumo de combustible por megavatios-hora.
- Costo de operación y mantenimiento.
- Costo aproximado de inversión de una nueva central de generación.
- Tiempo de vida útil estimado de la central de generación.

Para las centrales de generación con recursos renovables se analizarán las siguientes variables, para determinar los precios de las ofertas económicas:

- Costo de operación y mantenimiento.
- Costo aproximado de inversión de una nueva central de generación.
- Tiempo de vida útil estimado de la central de generación.
- Factor de planta de la central de generación.

Las variables anteriores son utilizadas para determinar las dos componentes de un costo monómico de energía eléctrica, con el objetivo de poder determinar las variables de precios de la expresión que minimiza el costo de adquisición del proceso de licitación.

¹⁸ Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico 2009, de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), de México.

¹⁹ Anual Energy Outlook 2010 y 2011 del Administrador de Información Energética.

La expresión que será utilizada en el siguiente capítulo, para la simulación del proceso de licitación es la misma que se encuentra en los términos de referencia de la licitación PEG-1-2010:

$$\text{Minimizar } \left\{ \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^K [(PG_{jk} \times PPG_k) + (EG_{jk} \times PEO_{jk})] \right\}$$

Donde las variables que se determinarán en los siguientes puntos, para cada una de las centrales son:

PPG_k = precio de la potencia ofertado en US\$/kW-mes para la planta de Generación “k”.

PEO_{jk} = precio de la energía en US\$/megavatio-hora del mes “j” y la panta de generación “k”.

Para ambos casos el precio de la potencia se puede obtener directamente de la estimación de los costos de inversión, mientras que el precio de la energía depende del recurso de generación de la planta candidata.

En el caso de las centrales de generación que utilizan recursos no renovables se consideran los precios internacionales de los combustibles y sus tendencias para el período de estudio.

Los valores iniciales de los precios de los combustibles son estimados para el período de análisis.

4.5.1. Centrales de generación con recursos no renovables

En los siguientes puntos se describen los costos unitarios de inversión, eficiencia de las centrales, costos de operación y mantenimiento, el cálculo de las ofertas económicas y el tipo de contrato de las centrales con recursos no renovables.

4.5.1.1. Costos unitarios de inversión

Los precios de referencia de potencia de las centrales de generación que utilizan recursos no renovables, se encuentran en las siguientes tablas:

Tabla XXXIX. Costo de inversión unitario de referencia de la Comisión Federal de Electricidad (CFE)

REF	Tecnología	Combustible	Potencia Nominal (megavatios)	Costo Unitario (US\$/kilovatio)
1	Termoeléctrica convencional	Bunker/Gas Natural	350	1 540,10
2	Termoeléctrica convencional	Bunker/Gas Natural	160	1 829,40
3	Termoeléctrica convencional	Bunker/Gas Natural	84	2 133,94
4	Termoeléctrica convencional	Bunker/Gas Natural	38	2 497,78
5	Ciclo combinado gas	Gas Natural	282	1 013,82
6	Ciclo combinado gas	Gas Natural	567	972,65
7	Ciclo combinado gas	Gas Natural	787	973,57
8	Ciclo combinado gas	Gas Natural	400	882,33
9	Ciclo combinado gas	Gas Natural	800	841,99
10	Combustión interna	Bunker	42	1 787,20
11	Combustión interna	Bunker	18	2 925,69
12	Combustión interna	Bunker	4	3 507,82
13	Carboeléctrica	Carbón	350	2 482,59
14	Carb. supercrítica s/desulf.	Carbón	700	2 322,67
15	Carb. supercrítica c/desulf.	Carbón	700	2 516,29

Fuente: elaboración propia.

Tabla XL. **Costo de inversión unitario de referencia de AEO2011
(Estados Unidos)**

REF	Tecnología	Combustible	Potencia Nominal (megavatios)	Costo Unitario (US\$/kilovatio)
16	Single Unit Advanced PC	Carbón	650	3 167
17	Single Unit Advanced PC with CCS	Carbón	650	5 099
18	Dual Unit Advanced PC with CCS	Carbón	1 300	4 579
19	Single Unit IGCC	Carbón	600	3 565
20	Dual Unit Advanced PC	Carbón	1 300	2 844
21	Dual Unit IGCC	Carbón	1 200	3 221
22	Single Unit IGCC with CCS	Carbón	520	5 348
23	Conventional NGCC	Gas Natural	540	978
24	Advanced NGCC	Gas Natural	400	1 003
25	Advanced NGCC with CCS	Gas Natural	340	2 060
26	Conventional CT	Gas Natural	85	974
27	Advanced CT	Gas Natural	210	665

Fuente: elaboración propia.

Tabla XLI. **Costo de inversión unitario de referencia de *Electricity Market Module*²⁰ (Estados Unidos)**

REF	Tecnología	Combustible	Potencia Neta (megavatios)	Costo Unitario (US\$/kilovatio)
28	Scrubbed Coal New	Carbón	1 300	2 809
29	Integrated Coal-Gasification Comb Cycle (IGCC)	Carbón	1 200	3 182
30	IGCC with CARBÓN sequestration	Carbón	520	5 287
31	Adv CC with carbon sequestration	Gas Natural	340	2 036
32	Conv Gas/Oil Comb Cycle	Bunker/Gas Natural	540	967
33	Adv Gas/Oil Comb Cycle (CC)	Bunker/Gas Natural	400	991
34	Conv Comb Turbine	Gas Natural	85	961
35	Adv Comb Turbine	Gas Natural	210	658

Fuente: elaboración propia.

²⁰ Módulo de estudio de la EIA, correspondiente a The NEMS Electricity Market Module.

A continuación se describe las abreviaturas de los tipos de tecnología, sin detallar los mecanismos o sistemas de generación de cada una de ellas, asignando un número de referencia "REF", que será utilizado durante el desarrollo del presente documento:

(1-4) Este tipo de plantas pueden utilizar combustóleo o gas natural como fuente energética primaria. Actualmente el 98 por ciento de dichas centrales utiliza combustóleo en México.

(5-9) Plantas integradas por dos tipos diferentes de procesos de generación; turbo gas y vapor. Algunas de ellas utilizan gas natural como combustible de generación.

(10-12) La tecnología de la central de combustión interna, son motores diesel, pero en la actualidad dichos motores pueden utilizar combustóleo (bunker) o diésel o ambos.

(13) Central térmica que utiliza el carbón como energético primario.

(14) Carboeléctrica que opera a una presión supercrítica de 240 a 250 bars y utiliza como combustible primario el carbón con un contenido de 1 por ciento de azufre.

(15) Carboeléctrica que opera a una presión supercrítica de 240 a 250 bars y utiliza como combustible primario el carbón con un contenido de 1,5 por ciento de azufre.

(16) Una sola unidad avanzada de carbón pulverizado para la combustión.

(17) Una sola unidad avanzada de carbón pulverizado para la combustión con captura de carbono y almacenamiento.

(18) Dos unidades avanzadas de carbón pulverizado para la combustión con sistema de captura de carbono.

(19) Una sola unidad de ciclo combinado con gasificador integrado de carbón.

(20) Dos unidades avanzadas de carbón pulverizado para la combustión

(21) Dos unidades de ciclo combinado con gasificador integrado de carbón.

(22) Una sola unidad de ciclo combinado con gasificador integrado de carbón y con sistema de captura de carbono.

(23) Unidad convencional de gas natural con ciclo combinado.

(24) Unidad avanzada de gas natural con ciclo combinado.

(25) Unidad avanzada de gas natural con ciclo combinado y con sistema de captura de carbono.

(26) Central térmica de gas natural convencional.

(27) Central térmica de gas natural avanzada.

(28) Central de carbón con lecho fluidizado.

(29) Central de ciclo combinado con gasificador integrado de carbón.

(30) Central de ciclo combinado con gasificador integrado de carbón y con sistema de captura de carbono.

(31) Unidad avanzada de Ciclo combinado de gas natural con captura de carbono.

(32) Ciclo combinado convencional de gas natural o bunker.

(33) Ciclo combinado avanzado de gas natural o bunker.

(34) Motores de combustión con gas natural convencionales (turbinas).

(35) Motores de combustión con gas natural avanzados (turbinas).

Otras referencias para los precios de centrales con recursos renovables, según la EIA²¹ son los presentados en la siguiente tabla:

Tabla XLII. **Otras referencias de los costos unitarios de inversión**

Institución	Año	Tecnología	Recurso	US\$/kilo vatio
MIT ²²	2009	Combustión de carbón pulverizado	Carbón	2 300,00
EPRI ²³	2008	Combustión de carbón pulverizado	Carbón	2 450,00
EPRI	2008	Ciclo Combinado con Gasificación Integrada	Carbón	2 900,00
EPRI	2008	Turbogas con un ciclo combinado	Gas Natural	800,00
MIT	2009	Turbogas con un ciclo combinado	Gas Natural	850,00

Fuente: elaboración propia.

²¹ International Energy Agency a través de su documento Projected Costs of Generating Electricity 2010.

²² Massachusetts Institute of Technology (2009), Update on the cost of nuclear power, Cambridge, Estados Unidos

²³ Electric Power Research Institute (2008), Programa on Technology Innovation: Power Generation (Central Station) Technology Options

Finalmente las perspectivas del Plan Indicativo del Sistema de Generación 2012-2026 de la CNEE, estima costos de centrales de carbón entre 2 300,00 y 2 400,00 US\$/kilovatio, mientras que para las centrales que utilizan gas natural sin ciclo combinado y bunker estiman 1 750,00 US\$/kilovatio y 800,00 US\$/kilovatio respectivamente.

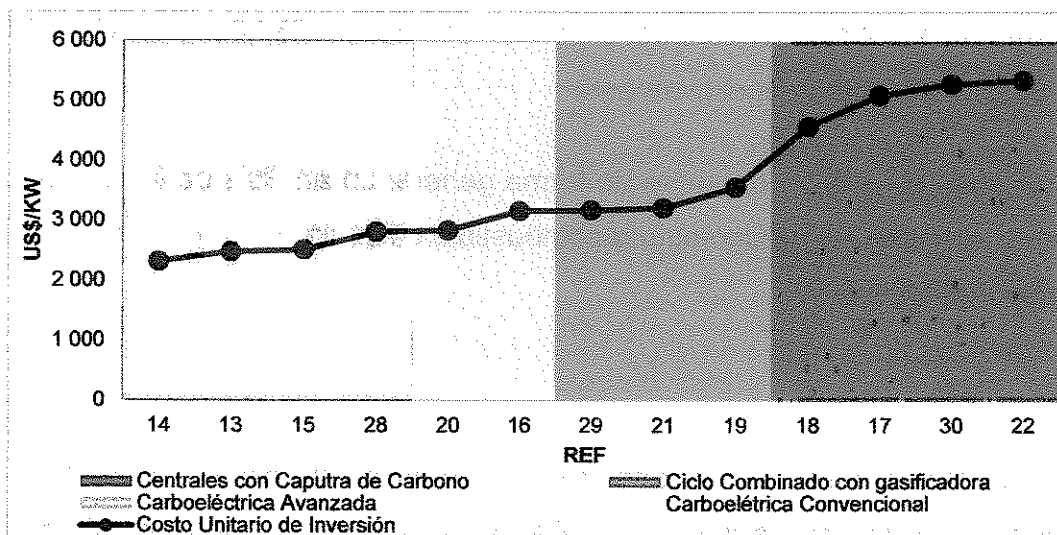
A continuación se presenta de forma general un análisis de los costos de inversión unitarios por tecnología o combustible utilizado para la generación de energía eléctrica:

- Carbón

La clasificación de las centrales por orden de precio se muestra que existen en los costos de inversión unitarios variaciones de acuerdo al tipo de tecnología de cada una de las referencias descritas en los párrafos anteriores.

Como se puede observar en la siguiente gráfica las tecnologías que presentan el mayor costo de inversión son aquellas que poseen sistemas de captura de carbono que oscilan entre 4 500 US\$/kilovatio y 5 500 US\$/kilovatio. Las centrales que utilizan carbón para la generación de energía eléctrica que poseen sistemas de gasificación integrados oscilan entre 3 000 US\$/kilovatio y 3 500 US\$/kilovatio. Finalmente las centrales convencionales y avanzadas sin captación de carbono ni gasificadora integrada de carbón oscilan entre 2 300 US\$/kilovatio y 3 000 US\$/kilovatio.

Figura 63. Clasificación de las centrales de carbón por tipo de tecnología y costo unitario de inversión



Fuente: elaboración propia.

Tabla XLIII. Variación de precios unitarios de inversión para centrales de carbón

REF	Tecnología	Combustible	megavattos	US\$/kilovatio
14	Carb. supercrítica s/desulf.	Carbón	700	2 323
13	Carboeléctrica	Carbón	350	2 483
15	Carb. supercrítica c/desulf.	Carbón	700	2 516
28	Scrubbed Coal New	Carbón	1 300	2 809
20	Dual Unit Advanced PC	Carbón	1 300	2 844
16	Single Unit Advanced PC	Carbón	650	3 167
29	Integrated Coal-Gasification Comb Cycle (IGCC)	Carbón	1 200	3 182
21	Dual Unit IGCC	Carbón	1 200	3 221
19	Single Unit IGCC	Carbón	600	3 565
18	Dual Unit Advanced PC with CCS	Carbón	1 300	4 579
17	Single Unit Advanced PC with CCS	Carbón	650	5 099
30	IGCC with carbon sequestration	Carbón	520	5 287
22	Single Unit IGCC with CCS	Carbón	520	5 348

Fuente: elaboración propia.

- Gas natural

Existe un rango de precios entre 800 y 1 000 US\$/kilovatio para las centrales que utilizan un ciclo combinado a partir de gas natural, pero las mismas no incluyen la central de almacenamiento de gas, por lo que su costo podría aumentar en un 100 por ciento lo cual también se puede reflejar en el costo ofrecido por la potencia.

Figura 64. **Clasificación de las centrales de gas natural por tipo de tecnología y costo unitario de inversión**



Fuente: elaboración propia.

Tabla XLIV. **Variación de precios unitarios de inversión para centrales de gas natural**

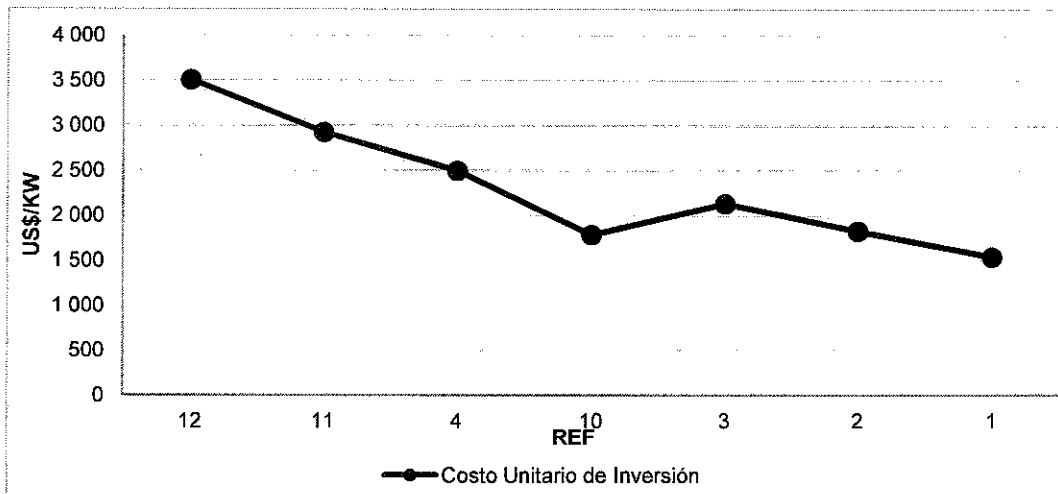
REF	Tecnología	Combustible	megavatios	US\$/kilovatio
35	Adv Comb Turbine	Gas Natural	210	658
27	Advanced CT	Gas Natural	210	665
9	Ciclo combinado gas	Gas Natural	800	842
8	Ciclo combinado gas	Gas Natural	400	882
34	Conv Comb Turbine	Gas Natural	85	961
32	Conv Gas/Oil Comb Cycle	Gas Natural	540	967
6	Ciclo combinado gas	Gas Natural	567	973
7	Ciclo combinado gas	Gas Natural	787	974
26	Conventional CT	Gas Natural	85	974
23	Conventional NGCC	Gas Natural	540	978
33	Adv Gas/Oil Comb Cycle (CC)	Gas Natural	400	991
24	Advanced NGCC	Gas Natural	400	1 003
5	Ciclo combinado gas	Gas Natural	282	1 014
31	Adv CC with carbon sequestration	Gas Natural	340	2 036
25	Advanced NGCC with CCS	Gas Natural	340	2 060

Fuente: elaboración propia.

- Bunker

Los costos de centrales que utilizan motores reciprocantes, derivado del desarrollo que existe hasta hoy en día, la principal diferencia que puede existir entre ellas es el tamaño de la central, es decir que se puede decir que la variable de economía de escala se aplica para este tipo de tecnología, por lo que lo que la asignación de costo unitario de inversión dependerá únicamente del tamaño estimado de la central.

Figura 65. **Clasificación de las centrales que utilizan bunker/gas natural para la generación de energía eléctrica**



Fuente: elaboración propia.

Tabla XLV. **Variación de precios unitarios de inversión para centrales de gas natural**

REF	Tecnología	Combustible	megavatios	US\$/kilovatio
12	Combustión interna	Bunker	4	3 508
11	Combustión interna	Bunker	18	2 926
4	Termoeléctrica convencional	Bunker/Gas Natural	38	2 498
10	Combustión interna	Bunker	42	1 787
3	Termoeléctrica convencional	Bunker/Gas Natural	84	2 134
2	Termoeléctrica convencional	Bunker/Gas Natural	160	1 829
1	Termoeléctrica convencional	Bunker/Gas Natural	350	1 540

Fuente: elaboración propia.

Los motores de combustión interna pueden utilizar como combustible el gas natural o bunker, por lo que se puede utilizar como opción para las centrales que utilizan gas natural para la generación de energía eléctrica.

4.5.1.2. CTUNG, costo de operación y mantenimiento

El precio de la energía es directamente proporcional con al costo de los combustibles y la eficiencia de la central de generación, este último expresado a través del Consumo Térmico Unitario Neto Garantizado (CTUNG), para el presente análisis.

La otra componente del precio de la energía es el costo de operación y mantenimiento variable el cual crecerá de acuerdo al índice anual de precios al productor como se define en el siguiente capítulo.

Tras conocer las variables que intervienen en la estimación de los costos de energía, en la siguiente tabla se muestran las referencias para cada una de las plantas candidatas, incluyendo la Consumo Térmico Unitario Neto Garantizado, expresado en BTU/kilovatio-hora y el costo variable de operación y mantenimiento, por tecnología:

Tabla XLVI. **CTUNG y costo variable de operación y mantenimiento de centrales térmicas de carbón**

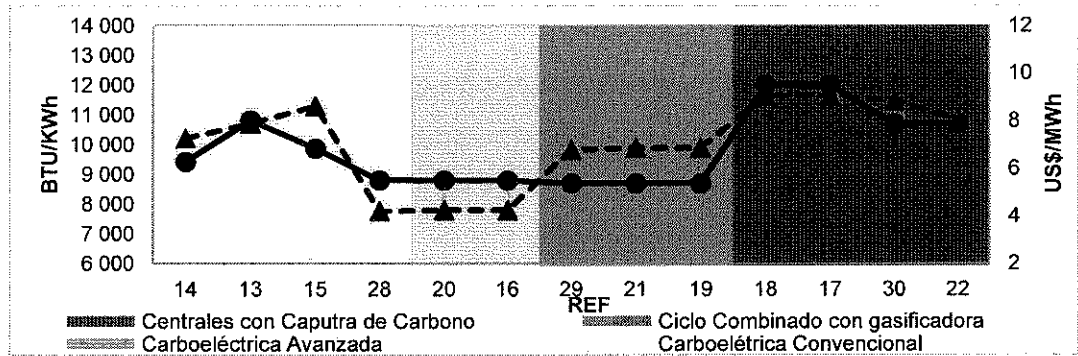
REF	Tecnología	megavatios	CTUNG (BTU/kilovatio- hora)	OyM (US\$/megavatio- hora)
14	Carb. supercrítica s/desulf.	700	9 420	7,26
13	Carboeléctrica	350	10 806	7,88
15	Carb. supercrítica c/desulf.	700	9 864	8,62
28	Scrubbed Coal New	1 300	8 800	4,2
20	Dual Unit Advanced PC	1 300	8 800	4,25
16	Single Unit Advanced PC	650	8 800	4,25
29	Integrated Coal-Gasification Comb Cycle (IGCC)	1 200	8 700	6,79
21	Dual Unit IGCC	1 200	8 700	6,87
19	Single Unit IGCC	600	8 700	6,87
18	Dual Unit Advanced PC with CCS	1 300	12 000	9,05
17	Single Unit Advanced PC with CCS	650	12 000	9,05
30	IGCC with carbon sequestration	520	10 700	8,83
22	Single Unit IGCC with CCS	520	10 700	8,04

Fuente: elaboración propia.

Para las centrales de carbón se puede observar que aquellas que posee tecnologías con procesos de recuperación de carbono, tienen una menor eficiencia que el resto de tecnologías, sin embargo en algunos países el factor ambiental, como por ejemplo las penalizaciones por emisiones de CO₂, que representan un costo adicional en el precio de generación de las centrales. Adicionalmente presentan un mayor costo de operación y mantenimiento.

En la siguiente figura se puede observar el consumo térmico unitario neto garantizado y el costo de la variable de operación y mantenimiento para cada una de las centrales de referencia que utilizan como combustible el carbón, ordenas por tipo de tecnología que utilizan:

Figura 66. Consumo térmico unitario neto garantizado y costo variable de operación y mantenimiento para centrales de carbón



Fuente: elaboración propia.

En la siguiente tabla se presentan los valores CTUNG y operación y mantenimiento para las centrales que utilizan gas natural:

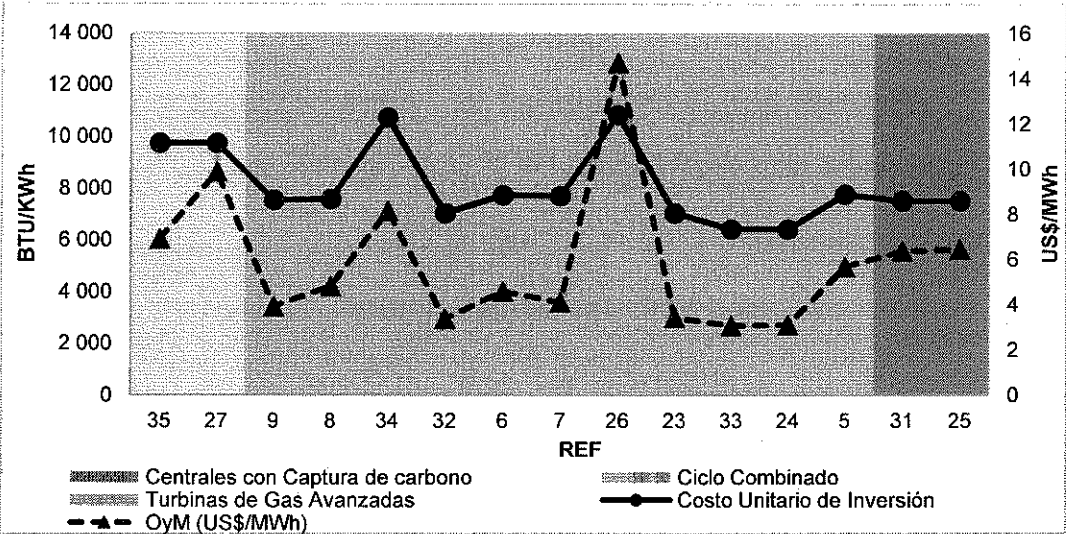
Tabla XLVII. CTUNG y costo variable de operación y mantenimiento de centrales térmicas de gas natural

REF	Tecnología	megavatios	CTUNG (BTU/kilovatio-hora)	OyM (US\$/megavatio-hora)
35	Adv Comb Turbine	210	9 750	6,9
27	Advanced CT	210	9 750	9,87
9	Ciclo combinado gas	800	7 554	3,92
8	Ciclo combinado gas	400	7 591	4,81
34	Conv Comb Turbine	85	10 745	8,15
32	Conv Gas/Oil Comb Cycle	540	7 050	3,37
6	Ciclo combinado gas	567	7 742	4,59
7	Ciclo combinado gas	787	7 713	4,11
26	Conventional CT	85	10 850	14,7
23	Conventional NGCC	540	7 050	3,43
33	Adv Gas/Oil Comb Cycle (CC)	400	6 430	3,07
24	Advanced NGCC	400	6 430	3,11
5	Ciclo combinado gas	282	7 783	5,68
31	Adv CC with carbon sequestration	340	7 525	6,37
25	Advanced NGCC with CCS	340	7 525	6,45

Fuente: elaboración propia.

Para las centrales que utilizan ciclos combinados se puede observar que existe diferentes valores de CTUNG, en su mayoría por debajo de los 8 000 BTU/kilovatio-hora, es decir que son los tipos de centrales térmicas con mayor eficiencia entre las centrales que se analizan dentro del presente análisis. Adicionalmente las centrales que utilizan gas natural para generación de energía eléctrica muestran que su costo variable de operación y mantenimiento se encuentra relacionado con su valor de CTUNG.

Figura 67. **Consumo térmico unitario neto garantizado y costo variable de operación y mantenimiento para centrales de gas natural**



Fuente: elaboración propia.

Finalmente se presentan los valores de CTUNG de los motores de combustión que utilizan bunker para la generación de energía eléctrica, así como los costos de operación y mantenimiento correspondientes, para cada una de las tecnologías:

Tabla XLVIII. CTUNG y costo variable de operación y mantenimiento de centrales térmicas de bunker

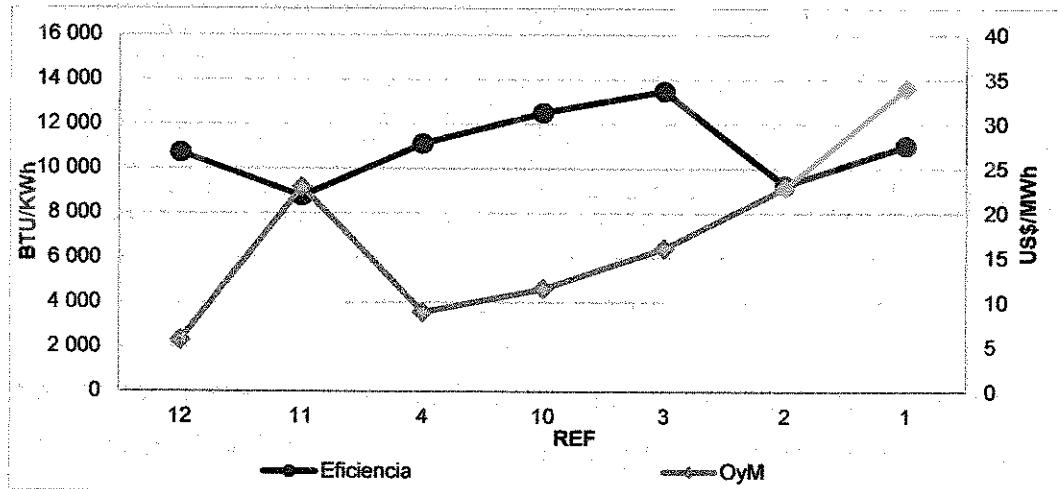
REF	Tecnología	megavatios	CTUNG (BTU/kilovatio-hora)	OyM (US\$/megavatio-hora)
1	Termoeléctrica convencional	350	10 727	5,77
10	Combustión interna	42,2	8 773	22,91
2	Termoeléctrica convencional	160	11 130	8,92
3	Termoeléctrica convencional	84	12 512	11,55
4	Termoeléctrica convencional	37,5	13 492	16,08
11	Combustión interna	18,4	9 277	22,9
12	Combustión interna	3,6	11 047	34,08

Fuente: elaboración propia.

Para las centrales térmicas que utilizan bunker para la generación, el consumo térmico unitario neto garantizado supera los 8 000 BTU/kilovatio-hora en todos los casos, por otra parte al igual que las tecnologías anteriores, su costo de operación y mantenimiento se encuentra relacionado directamente con su eficiencia.

En el siguiente gráfico, se puede observar la correlación que existe entre los costos de operación y mantenimiento de centrales térmicas que utilizan bunker para la generación de energía eléctrica, y el costo térmico unitario neto garantizado de dichas centrales de generación, reflejando una correlación entre ambas variables, que aumentar la eficiencia de la central de generación (CTUNG) aumenta el costo de operación y mantenimiento de la central.

Figura 68. Consumo térmico unitario neto garantizado y costo variable de operación y mantenimiento para centrales de bunker



Fuente: elaboración propia.

4.5.1.3. Cálculo de ofertas económicas

Para el cálculo de las ofertas económicas se estimará para cada una de las centrales propuestas un valor de pago por potencia expresado en US\$/kilovatio-mes, el cual tendrá como premisa una tasa de interés de 12 por ciento anual, un tiempo de recuperación de la inversión de 15 años el cual es diferente a la vida útil de las centrales, costo variable de operación y mantenimiento.

Finalmente como parte del próximo punto se estimará el valor el costo de generación para cada una de las centrales, ya que se utilizará para la determinación del precio de energía de las centrales que utilizan recursos renovables para la generación de energía eléctrica, ya que será la variable para indexar dichos precios de energía.

Las tecnologías seleccionadas para cada una de las centrales son:

Las tecnologías seleccionadas para cada una de las centrales son:

- Para las centrales que utilizan carbón: se utilizará una central supercrítica con desulfuración (REF 15) y una central convencional (REF 13).
- La tecnología seleccionada para las centrales que utilizan gas natural serán de ciclo combinado (REF 24 y 23). Para este tipo de centrales se adicionará un monto igual a 3 veces el costo unitario de inversión derivado que en los costos descritos en el punto anterior no se encuentra incluido los costos de las instalaciones de almacenamiento del gas natural, las cuales deben tener ciertas características técnicas que no son analizadas en el presente documento. Por otra parte el costo de operación y mantenimiento será 2 veces el valor de referencia originario de los costos adicionales de la central de almacenamiento del gas natural.
- La tecnología de la central de combustión interna es una termoeléctrica convencional (REF 1).

Para el cálculo del precio de la potencia se utiliza la función de pago la cual se representa en la siguiente expresión:

$$PP_{\text{mensual}} = \frac{\text{Pago}_{\text{anual}}}{12}$$

$$\text{Pago}_{\text{anual}} = \frac{VA * i}{1 - \frac{1}{(1 + i)^n}}$$

Donde:

PP_{mensual} = precio por potencia mensual en US\$/kilovatio-mes.

$Pago_{anual}$ = pago anual por la potencia instalada expresado en US\$.

P = potencia instalada expresada en kilovatio.

VA= valor actual de la central de generación o de la potencia instalada.

i = tasa de interés anual, 12 por ciento.

n = número de años para recuperar la inversión. 15 años.

Derivado que el CTUNG es la variable que define el precio de la energía ofertada, se estimará que dicho valor tendrá un incremento del 10 por ciento como parte de los dividendos que se pueden esperar por parte de las empresas generadoras.

Los resultados para las plantas seleccionadas se encuentran en la siguiente tabla resumen:

Tabla XLIX. Oferta económica de las centrales térmicas que utilizan recursos no renovables

Nombre de la Central	Potencia (kilovatio)	Costo Unitario de Inversión (US\$/kilovatio)	US\$/kilovatio-mes	CTUNG (BTU/kilovatio-hora) + 10%	OyM (US\$/megavatio-hora)
GAS NATURAL I	150 000	2 934	35,90	7 755	6,86
GAS NATURAL II	111 000	2 919	35,71	8 516	9,18
CARBÓN I	45 000	2 483	30,38	11 887	7,88
CARBÓN II	50 000	2 516	30,78	10 851	8,62
BUNKER I	50 000	1 540	18,84	11 800	5,77

Fuente: elaboración propia.

Con los valores de CTUNG, se estimarán los precios de la energía para cada una de las centrales:

Tabla L. Precios de energía de referencia de centrales térmicas de carbón, gas natural y bunker

Nombre de la Central	CTUNG (BTU/kilovatio-hora)	Precio de Referencia ²⁴	Unidad del Precio de Referencia	Poder Calorífico de referencia ²⁵	Unidad del poder calorífico	Estimación del precio de energía (US\$/megavatio-hora)
GAS NATURAL I	7 755	3,74	US\$/MMBTU	No aplica	No aplica	29,00
GAS NATURAL II	8 516	3,74	US\$/MMBTU	No aplica	No aplica	31,85
CARBÓN I	11 887	111,99	US\$/TON	23 758 612	BTU/TM	56,03
CARBÓN II	10 851	111,99	US\$/TON	23 758 612	BTU/TM	51,15
BUNKER I	11 800	98,46	US\$/BBL	5 903 016	BTU/Barril	196,81

Fuente: elaboración propia.

La estimación del precio de la energía para las centrales que utilizan recursos no renovables corresponde al 2012, los cuales no incluyen costos de internación de combustibles.

4.5.1.4. Tipos de contratos de ofertas

Para las centrales de generación con recursos no renovables se ofrecerán contratos de opción de compra, es decir que en el momento que el precio de la energía ofrecida sea inferior al del precio en el mercado de oportunidad se ejercerá la asignación de energía sin embargo se pagará el precio por potencia pactado, ya que como característica de este tipo de contrato se fija un valor de potencia que no cambiará durante la duración del contrato.

Al momento de presentar un contrato de opción de compra el oferente puede asegurar la recuperación de su inversión a través del costo de la

²⁴ Términos de referencia de las bases de licitación PEG-1-2010

²⁵ Poder Calorífico del carbón esta sobre 6 000 Kcal/Kg (términos de referencia de las bases de licitación PEG-1-2010) y el del búnker corresponde a un fuel oil "C" igual a 140 548 BTU/galón.

potencia y paralelamente ofrecer costos bajo de energía para que se le asigne energía al momento de aplicar la opción de compra. Lo cual se puede observar en los valores de las dos tablas anteriores.

4.5.2. Centrales de generación con recursos renovables

Para las centrales de generación con recursos renovables se estimarán los costos de inversión unitaria, de operación y mantenimiento con base a las referencias de otros países, mientras que los precios de energía se estimarán de acuerdo a los precios de energía de las centrales con recursos no renovables.

4.5.2.1. Costos unitarios de inversión, operación y mantenimiento

La estimación de los costos de inversión de las centrales que utilizan recursos renovables, tendrán como premisas los siguientes puntos:

- Los costos de inversión de las centrales hidroeléctricas, derivado de la explotación del recurso hídrico, el cual es un recurso nacional, se utilizarán los valores estimados en las Premisas del Plan Indicativo del Sistema de Generación 2012-2026, de la CNEE, en donde se estiman los costos de inversión de más de 40 proyectos de centrales hidroeléctricas. Por otra parte cabe mencionar que los costos unitario de inversión de centrales hidroeléctricas en otros países presentan muchas fluctuaciones por lo que es otro motivo que se utilizarán los valores antes mencionados. El costo de operación y mantenimiento será el máximo valor establecido en los términos de referencias de la licitación PEG-1-2010 (10% sobre el costo de la energía ofertado).

- Para las centrales que utilizan biomasa-combustible, se utilizarán los costos unitarios de las centrales que utilizan carbón, ya que se estimará que este tipo de centrales utilizará como combustible complementario para la época lluviosa el carbón. Es importante mencionar en este punto que este tipo de centrales se consideran mixtas en su recurso de generación es decir que son capaces de ofrecer energía eléctrica generada con recursos renovables durante un período del año y con recursos no renovables durante el resto del tiempo.
- Para las centrales eólicas y fotovoltaicas se utilizarán precios de referencia de la EIA y de la IEA, para el costo unitario de inversión y se utilizarán las condiciones de los términos de referencia de la licitación PEG-1-2010, para los costos de operación y mantenimiento.

A continuación se presenta de forma general un análisis de los costos de inversión unitarios por tecnología o recurso utilizado para la generación de energía eléctrica:

- Hidroeléctricas

A continuación se presenta un cuadro con las centrales hidroeléctricas que fueron planteadas en el presente documento y los costos de centrales hidroeléctricas con similar capacidad y características dentro del Plan Indicativos del Sistema de Generación 2012-2026:

Tabla LI. **Estimación del costo unitario de inversión de centrales hidroeléctricas**

Central	Capacidad estimada (megavatios)	Central de las Perspectivas PEG 2012-2026	Capacidad estimada (megavatios)	Costo de Inversión (Millones de US\$)	Costo Unitario de Inversión (US\$/kilovatio)
HIDRO I	180	HIDRO-ALTV XII	181	597	3 298,34
		HIDRO-ALTV IX	163	455	2 791,41
HIDRO II	90	HIDRO-QUIC II	90	270	3 000,00
		HIDRO-QUIC VI	140	448	3 200,00
HIDRO III	20,6	HIDRO-ALTV II	19	61	3 210,53
		HIDRO-ALTV VII	21	64	3 047,62
HIDRO IV	45,6	HIDRO-SNMA VII	40	128	3 200,00
		HIDRO-SNMA V	46	137	2 978,26
HIDRO V	32	HIDRO-ZACP I	32	99	3 093,75
HIDRO VI	74	HIDRO-HUEH II	114	342	3 000,00
		HIDRO-HUEH V	74	229	3 094,59

Fuente: elaboración propia.

Para las centrales hidroeléctricas GDR se estima que de acuerdo al tamaño de las centrales los costos unitarios de inversión se encuentran por debajo de los valores correspondientes a centrales con mayores requerimientos constructivos, es por ello que se estimará un costo unitario de inversión para dichas centrales de 2 500 US\$/kilovatio, mientras que el precio de referencia de operación y mantenimiento se establecerá de acuerdo a lo contenido dentro de los términos de referencia de la licitación PEG-1-2010.

- Centrales eólicas

Para la estimación de los costos de inversión de las centrales de generación eólicas se consideran los valores mostrados en la siguiente tabla de datos:

Tabla LII. Costo unitario de inversión para centrales eólicas

Tecnología	Capacidad (megavatios)	Factor de Planta	Costo Unitario de Inversión US\$/kilovatio	OyM (US\$/megavatio-hora)	Costo monómico estimado (US\$/megavatio-hora)
Aerogenerador	3,6	37%	6 083	54,09	188,21
Aerogenerador	400,0	37%	4 498	35,50/34,55	137,26
Aerogenerador	120,0	34%	3 824	32,35	143,69
Aerogenerador	300,0	43%	4 893	46,26	137,94
Aerogenerador	5,0	41%	5 727	10,63	128,72
Aerogenerador	300,0	43%	3 953	23,63	101,02
Aerogenerador	100,0	37%	3 464	43,3	120,93
Aerogenerador	100,0	43%	4 409	53,97	137,17

Fuente: elaboración propia..

El dato del costo monómico estimado por la IEA, varía de acuerdo al despacho que se realice en cada uno de los países en lo que se encuentra la planta de generación, adicionalmente dicho costo incluye un 5 por ciento de interés durante el proceso de construcción de la central.

Los costos de operación y mantenimiento únicamente son de referencia, ya se aplicarán los criterios establecidos en los términos de referencia de la licitación PEG-1-2010 para este rubro.

- Centrales fotovoltaicas

Para las centrales fotovoltaicas se tomará como referencia los valores de costo unitario de inversión mostrados en la siguiente tabla:

Tabla LIII. **Costo unitario de inversión para centrales fotovoltaicas**

Tecnología	Capacidad (megavatios)	Factor de Planta	Costo Unitario de Inversión US\$/kilovatio	OyM (US\$/megavati o-hora)	Costo monómico estimado (US\$/megavati o-hora)
Fotovoltaico	1,0	13,00%	4 358	13,7	288,0
Fotovoltaico	1,0	20,00%	7 381	30,0	392,9
Fotovoltaico	0,5	11,00%	3 267	52,9	304,6
Fotovoltaico	1,0	23,00%	6 006	29,3	244,7

Fuente: elaboración propia.

Al igual que en las centrales eólicas, se debe resaltar que el dato del costo monómico estimado varía de acuerdo al despacho que se realice en cada uno de los países en lo que se encuentra la planta de generación, adicionalmente dicho costo incluye un 5 por ciento de interés durante el proceso de construcción de la central.

Adicional a la tabla anterior IEA presenta los resultados de algunos estudios anteriores en donde se estima que para el 2008, pequeñas centrales fotovoltaicas con un factor de planta del 11 por ciento tiene un costo unitario de inversión de entre 5 311 y 8 938 US\$/kilovatio.

4.5.2.2. Costos de energía y tipo de contrato centrales hidroeléctricas

El precio de la energía de las centrales que utilizan recursos renovables depende muchos del tipo de contrato que se ofrece, por lo que a continuación se describen algunas variables que pueden influir en los valores de potencia y energía y que deben ser consideradas al momento de establecer los valores de los precios de potencia y energía ofertados:

- Una de las principales variables es el factor de planta de la central y la época del año en la que ofrece la mayor cantidad de energía. Como por ejemplo una central eólica como se ha visto en capítulos anteriores, puede ofrecer la mayor cantidad de energía durante los meses de noviembre a marzo, lo cual coincide con la época en la que los ingenios azucareros utilizan la biomasa para la generación de energía eléctrica.
- Los factores de riesgo en la estimación de la energía ofrecida, ya que en el peor de los casos dicha energía puede estar sobrestimada, y el oferente necesite comprar el faltante de energía en el mercado de oportunidad a un precio mayor al que se ofrece en contratos.
- Los factores de riesgo en el precio de la potencia ofertada, ya que durante el proceso de construcción de las centrales de generación pueden incrementarse los costos estimados, repercutiendo en un valor de inversión más elevado que lo ofertado.
- Se deben de considerar todas las restricciones de los términos de referencia para disminuir los factores de riesgo de no adjudicación por restricciones técnicas y económicas de dichos términos.
- Análisis de los posibles oferentes que participan dentro del proceso de licitación, con la finalidad de definir una estrategia en la oferta presentada.

A continuación se analiza las opciones de ofertar los contratos de energía generada, por diferencias con curva de carga y de opción de compra para las centrales que utilizan recursos renovables:

- A través de un contrato de opción de compra los oferentes de centrales que utilizan recursos renovables aumenta el riesgo asociado al incremento de los costos de inversión antes de la fecha de inicio de operación. Por otra parte al utilizar este tipo de contrato ofrece el monto por potencia que les permita recuperar la inversión en un tiempo determinado. Por otra parte al ofrecer precios de potencia que les permita recuperar toda su inversión a través de este rubro se puede disminuir el costo variable de energía, ampliando su competitividad con el resto de oferentes en la asignación de energía durante la ejecución de opción de compra.
- Una limitante de este tipo de contrato para las centrales de opción de compra es que de ser adjudicado el total de la potencia ofertada, se compromete a dar la energía asociada a la potencia contratada, si existe una asignación de energía durante el proceso de aplicación de la opción, y de no generar toda la energía asociada a la potencia, deberá comprar dicha energía en el mercado de oportunidad, aumentando el riesgo de comprar a un precio más elevado que el ofertado. Es por ello que existe una gran desventaja en este tipo de contrato para las centrales de recursos renovables, provocado la estacionalidad que presentan los recursos renovables como el viento, la radiación solar y recurso hídrico.
- El contratos energía generada puede ser utilizados por centrales GDR de cualquier tecnología, centrales eólicas o fotovoltaicas, ya que no se ofrece una potencia durante el período del contrato, y el distribuidor estaría obligado a comprarle toda la energía que la central genere. Este tipo de contrato representa un riesgo para el distribuidor ya que puede incurrir en una sobrecontratación de energía y se vería obligado a vender los excedentes de energía en el mercado de oportunidad a un precio inferior

al establecido en el contrato. Es por ello que existen limitantes de contratación a través de este tipo de contratos.

- Dentro la serie de contratos que existen en la normativa actual, el contrato por diferencia con curva de carga puede representar una buena opción para las centrales con recursos renovables, ya que les permite variar y balancear los precios por potencia y energía para disminuir los riesgos de inversión o de estimación de energía.

Todo lo anterior se puede ver influenciado por variables externas, como criterios de decisión de las distribuidoras que no son analizadas en el presente documento, pero que pueden estar contenidas dentro de las bases de los procesos de licitación.

El procedimiento para la estimación de precios de energía de las centrales hidroeléctricas contempla las siguientes consideraciones:

- Rango superior de indexación del precio de la energía de las centrales hidroeléctricas al precio del carbón, derivado que la matriz energética proyecta un incremento en la generación con carbón derivado de la entrada en operación de una planta térmica de 200 megavatios, en el territorio nacional, que utiliza dicho combustible para la generación de energía eléctrica antes del 2015.
- Adicionalmente se analizará el costo de la energía generada con carbón para el 2030 a través de las tendencias de los precios de los combustibles.
- Rango inferior de indexación del precio de la energía de las centrales hidroeléctricas al precio del gas natural, derivado que se ha observado

que centrales que utilizan dicho combustible poseen ciclos combinados que aumentan la eficiencia de las instalaciones y por lo tanto tienden a disminuir el consumo de dicho combustible.

- Estimación de los límites superior e inferior de la energía de las centrales hidroeléctricas a través de la indexación del costo de la central en el precio de la energía, es decir sensibilidad de la variación de la indexación del costo de inversión en el precio por potencia y su repercusión en el precio de energía.
- Análisis de los costos monómicos en cada uno de los puntos anteriores, para verificar la competitividad de los precios antes el resto de ofertas durante el proceso de adjudicación.
- No se considera la internación de los costos del carbón y gas natural.

Con los puntos anteriormente descritos y colocando como referencia el precio de energía el obtenido con una central de gas natural con ciclo combinado, y con una indexación del 0 por ciento del costo de inversión en el precio de energía, se obtuvo lo siguiente:

Tabla LIV. Consideraciones iniciales para determinar el precio de energía de centrales hidroeléctricas

Nombre de la Central	Potencia (megavatios)	Costo Unitario de Inversión (US\$/kilovatio)	US\$/kilovatio-mes	Precio de Referencia US\$/megavatio-hora (PRC)	OyM (10% de PRC)	Factor de planta	Monómico US\$/megavatio-hora
HIDRO I	180,0	3 298,34	40,36	25,0	2,50	0,540	129,88
HIDRO II	90,0	3 000,00	36,71	25,0	2,50	0,450	139,24
HIDRO III	20,6	3 047,62	37,29	25,0	2,50	0,470	136,18
HIDRO IV	45,6	2 978,26	36,44	25,0	2,50	0,580	113,57
HIDRO V	32,0	3 093,75	37,85	25,0	2,50	0,470	137,83
HIDRO VI	74,0	3 094,59	37,86	25,0	2,50	0,550	121,81

Fuente: elaboración propia.

El costo unitario de inversión es el promedio de las centrales con características similares de las Perspectivas del Plan de Expansión 2012-2026, el precio por potencia (US\$/kilovatio-mes) considera una tasa de interés de 12 por ciento y un período de 15 años para la recuperación de la inversión.

Luego de obtener los valores iniciales del precio monómico, se obtiene los valores límites de energía al trasladar todo el costo de inversión al precio de la energía, es decir igual el precio por potencia a un monto de 0 US\$/kilovatio-mes.

Paralelamente se realiza un análisis de sensibilidad de la variación en la indexación del precio por potencia del costo total de inversión. El análisis corresponde a la central HIDRO III, donde su precio por potencia, sin indexar ningún porcentaje al precio de energía, es de 37,29 US\$/kilovatio-mes.

Tabla LV. **Límite de precio de energía para centrales hidroeléctricas con 0 US\$/kilovatio-mes**

Nombre de la Central	US\$/kilovatio-mes	Límite de Precio de energía para centrales hidroeléctricas (US\$/megavatio-hora)	OyM (US\$/megavatio-hora)	Monómico (US\$/megavatio-hora)
HIDRO I	0	118,07	11,81	129,88
HIDRO II	0	126,58	12,66	139,24
HIDRO III	0	123,80	12,38	136,18
HIDRO IV	0	103,25	10,32	113,57
HIDRO V	0	125,30	12,53	137,83
HIDRO VI	0	110,74	11,07	121,81

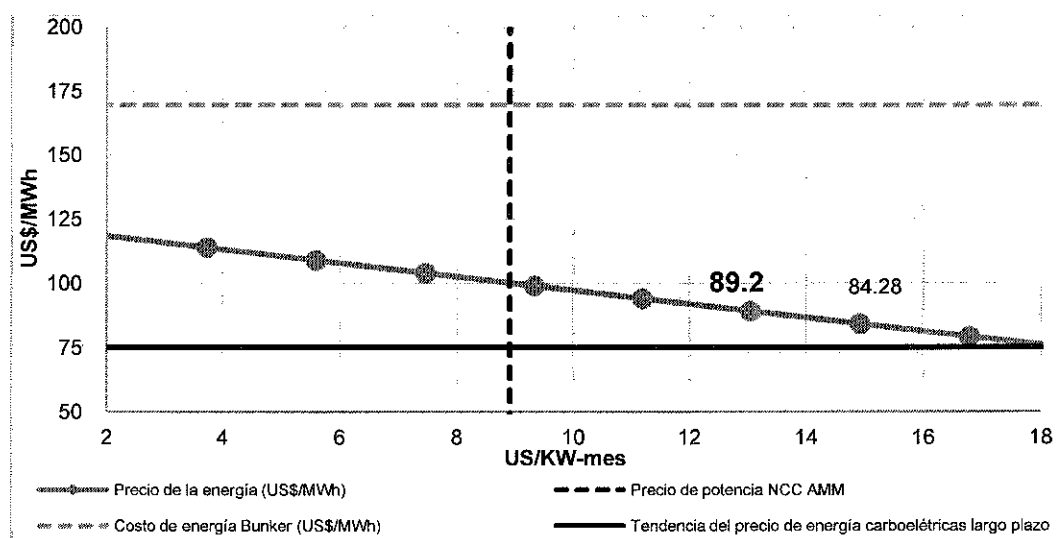
Fuente: elaboración propia.

Tabla LVI. Precios de la energía de la central HIDRO III contra variación de la indexación de costo de inversión en precio por potencia

Indexación de riesgo en el precio por potencia	US\$/kilovatio-mes	Precio de la energía (US\$/megavatio-hora)	OyM (US\$/megavatio-hora)
5%	1,86	118,86	11,89
10%	3,73	113,92	11,39
15%	5,59	108,98	10,90
20%	7,46	104,04	10,40
25%	9,32	99,10	9,91
30%	11,19	94,16	9,42
35%	13,05	89,22	8,92
40%	14,92	84,28	8,43
45%	16,78	79,34	7,93
50%	18,64	74,40	7,44

Fuente: elaboración propia.

Figura 69. Delimitación del área para la estimación del precio de energía de las centrales hidroeléctricas



Fuente: elaboración propia.

Como escenario crítico se coloca como límite el precio de la energía de las centrales que utilizan carbón para la generación de energía eléctrica, ya que el precio monómico del gas natural y del carbón son muy cercanos, pero el precio de la energía de las carboeléctricas es más elevado que el de las centrales que utilizan gas natural.

En el gráfico anterior se puede observar que al disminuir la indexación del costo de inversión en el precio de la energía, este disminuye, pero existe un límite para dicho precio y es la estimación del precio de la energía generada por centrales que utilizan carbón. Por otra parte se puede observar que los precios de energía más cercanos al límite marcado por el precio de energía del carbón proyectado son 89,20 US\$/megavatio-hora y 84,28 US\$/megavatio-hora, lo cual corresponde a una indexación del costo de inversión en el precio de energía de 65 y 60 por ciento respectivamente.

Derivado de lo anterior se utilizará un precio por potencia de entre 35 y 40 por ciento el precio inicial, el cual corresponde 0 por ciento de indexación del costo de inversión en el precio de energía.

Tabla LVII. **Estimación del precio de energía y precio por potencia de centrales hidroeléctricas**

Nombre de la Central	Indexación del costo de inversión en el precio de energía	US\$/kilovatio-mes	Precio de energía (US\$/megavatio-hora)	OyM (US\$/megavatio-hora)	Monómico (US\$/megavatio-hora)
HIDRO I	65%	14,12	85,50	8,55	129,88
HIDRO II	65%	12,85	91,03	9,10	139,24
HIDRO III	65%	13,05	89,22	8,92	136,18
HIDRO IV	60%	14,58	71,95	7,19	113,57
HIDRO V	60%	15,14	85,18	8,52	137,83
HIDRO VI	65%	13,25	80,73	8,07	121,81

Fuente: elaboración propia.

4.5.2.3. Costos de energía y tipo de contrato centrales eólicas, fotovoltaicas y GDR

El costo de la energía de las centrales de GDR, eólicas y fotovoltaicas, derivado de su fuente de energía, tiene como mejor opción los contratos de energía generada, en los cuales no se pacta un precio por potencia, y se suministra toda la energía generada durante todo el período del contrato.

Los contratos de energía generada únicamente ofrecen un precio de energía, el cual debe tener indexado el 100 por ciento del costo de inversión, adicionalmente para ser competitivos dentro del mercado se debe indexar un porcentaje del precio de la energía a los precios de generación de las centrales con recursos no renovables, en este caso el carbón o el gas natural, ya que el bunker puede ser desplazado derivado de las políticas energéticas del país.

El procedimiento para establecer los precios de energía es similar al utilizado para las centrales hidroeléctricas, con la diferencia que el precio por potencia es igual a cero. Y de acuerdo a los términos de referencia de la licitación PEG-1-2010, el valor de operación y mantenimiento para centrales que ofrezcan contratos de energía generada es como máximo el 20 por ciento del precio de la energía.

Tabla LVIII. **Valores iniciales para establecer el precio por energía de las centrales GDR, eólica y fotovoltaica**

Nombre de la Central	Potencia (megavatios)	FP	Costo Unitario de Inversión (US\$/kilovatio)	US\$/kilovatio-mes	Precio de energía Referencia (US\$/megavatio-hora)	OyM (US\$/megavatio-hora)	Monómico (US\$/megavatio-hora)
EOLICO I	20,00	0,23	2,000	24,47	27,0	5,40	178,15
SOLAR I	0,23	0,34	4,500	55,06	27,0	5,40	254,23
GDR I	2,40	0,56	2,000	24,47	50,0	10,00	119,86
GDR II	3,00	0,60	2,200	26,92	50,0	10,00	121,46

Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar en la tabla anterior, se colocó como precio de referencia del precio de energía para las centrales GDR hidroeléctricas el precio de energía del carbón, ya que durante la época de zafra puede existir a corto y mediano un plazo una complementariedad durante la época de lluvia de energía generada con carbón.

Por otra parte para las centrales fotovoltaicas y eólicas se ha colocado como precio de referencia el precio de energía generada con gas natural, derivado que sus altos costos de inversión (fotovoltaica) y sus bajos valores de factor de planta (eólica), aumentan los precios de energía y podrían disminuir su competitividad dentro del mercado.

Tabla LIX. **Precios de energía para central eólica, fotovoltaica y GDR**

Nombre de la Central	Precio de Energía (US\$/megavatio-hora)	OyM (US\$/megavatio-hora)
EOLICO I	148,96	29,78
SOLAR I	211,86	42,36
GDR I	99,88	19,97
GDR II	101,22	20,23

Fuente: elaboración propia.

4.5.2.4. Costos de energía y tipo de contrato centrales biomasa-combustible

Para las centrales que utilizan biomasa y otro combustible en épocas diferentes durante el año se tomará la opción de ofrecer un contrato de opción de compra para la época lluviosa, y un contrato de diferencia con curva de carga para la época seca.

Para la época lluviosa se utilizarán los precios de las centrales CARBÓN I y II para las centrales HIBRIDO I y II, y se utilizará un contrato de opción de compra. Para época seca los precios corresponden a los de CARBÓN I y II expresado en precios de potencia y energía con un contrato de diferencia con curva de carga:

Tabla LX. **Precios de energía para central biomasa-combustible contrato de diferencia con curva de carga**

Nombre de la Central	Precio de Energía (US\$/megavatio-hora)	OyM (US\$/megavatio-hora)
HIBRIDO I	48,28	7,88
HIBRIDO II	44,07	8,62

Fuente: elaboración propia.

5. SIMULACIÓN DE UN PROCESO DE LICITACIÓN

5.1. Metodología de Evaluación y Simulación

La evaluación de un proceso de licitación de compra de potencia y energía de largo plazo se acota por una serie de restricciones técnicas y económicas, las cuales se encuentran descritas en las bases de licitación de las empresas o instituciones que realizan el proceso.

Los términos de referencia del PEG-1-2010, presentan una serie de restricciones las cuales son utilizadas para evaluar las ofertas desde el punto de vista técnico y económico. El presente trabajo de investigación supone que las ofertas técnicas simuladas en el capítulo anterior son técnicamente solventes, es decir que pueden cumplir los requisitos necesarios para ser evaluadas dentro de la simulación de evaluación del presente capítulo.

Derivado que el presente trabajo de investigación evalúan únicamente las ofertas desde el punto de vista económico y técnico dentro del proceso de optimización, no se consideran otros aspectos que se encuentran dentro de los términos de referencia de la CNEE para los procesos de licitación, como por ejemplo garantías del sostenimiento de ofertas, garantías preoperativas, cartas de respaldo y experiencia de las empresas oferentes, detalle técnico de las instalaciones, estaos financieros, entre otros aspectos que por sus complejidad y fundamento no pueden ser desarrollados en el presente análisis.

5.1.1. Restricciones generales

Parte de las restricciones técnicas consideradas en el presente análisis fueron tomadas con base a los términos de referencia de la CNEE para el

proceso de licitación PEG-1-2010, mientras que otras corresponden a consideraciones propias del análisis.

A continuación se presentan las restricciones técnicas de las ofertas, las cuales están inmersas dentro de las ofertas técnicas simuladas en el capítulo anterior, reiterando que para el presente análisis cada una de ellas es establecida como técnicamente solvente:

- Todas las plantas de generación de energía eléctrica serán nuevas.
- El período de licitación es de 15 años.
- Las plantas de generación de los oferentes pueden iniciar operaciones durante los primeros cinco años del período de licitación. Cada año analizado, corresponde a un año estacional comprendido del 1 de mayo al 30 de abril del siguiente año.
- Deben ofrecer períodos consecutivos desde el año ofertado de entrada en operación hasta el período final de la licitación.
- No pueden variar la potencia ofertada, es decir que la oferta debe ser continua durante todo el período.
- Para el caso de las centrales que ofrezcan un contrato por diferencia con curva de carga, la energía horaria no puede superar la potencia ofertada.
- Todas las centrales deben ofertar toda su energía durante la las horas de la banda de máxima demanda, para el caso de las centrales que presenta un contrato por diferencia con curva de carga.

- Las centrales con contrato de opción de compra la energía debe ser toda la disponible durante la ejecución de la opción de compra.
- Las centrales que utilizan dos tipos de combustibles para la generación de energía eléctrica, como por ejemplo biomasa-carbón, serán consideradas como renovables si generan seis meses o más con recursos renovables.
- No se evaluarán centrales con cambio de tecnología, transacciones internacionales ni centrales en operación, a diferencia de lo establecido algunos procesos de licitación efectuados en el país.
- Los oferentes que presenten un contrato de energía generada no presentan un valor de potencia derivado de las características del contrato, sin embargo dentro del proceso de licitación tiene una limitación de adjudicación dentro del total de contratos de este tipo, el cual se detalla en el apartado de Restricciones de Evaluación, del presente documento.
- Existe una limitación en la de adjudicación de centrales con contrato de energía generada, la cual consiste en ser adjudicada si como resultado de la evaluación se utiliza por lo menos el 50 por ciento de la energía ofertada por la central de generación.
- Se establece como máximo de energía correspondiente a los contratos de energía generada, el 20 por ciento de la energía total.
- Se contratará hasta 600 megavatios y la curva horaria de energía establecida.

- Existe una oferta virtual que tiene la capacidad de cubrir los faltantes de potencia y energía a través de un contrato de opción de compra y con precios proyectados de mercado a través de las proyecciones de la Premisas del Plan de Generación 2012-2026 de la CNEE.
- El año 5 es el límite para el inicio de operación de las centrales de generación.
- No se consideran plantas que ofrezcan cambios de tecnología o que se encuentren en operación, las cuales puede provocar la sustitución de dichas plantas, por centrales de generación nuevas con mayores beneficios económicos o técnicos para el proceso de optimización.

5.1.2. Restricciones de evaluación

La fórmula de optimización de la evaluación de las ofertas corresponde a la utilizada en las bases de licitación PEG-1-2010:

$$\text{Minimizar } \left\{ \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^K [(PG_{jk} \times PPG_k) + (EG_{jk} \times PEO_{jk})] \right\}$$

En donde:

PG_{jk} = potencia garantizada (megavatios) para el año estacional “j” y la planta de generación “k”,

PPG_k = precio de la potencia ofertado en US\$/kW-mes para la planta de generación “k”.

EG_{jk} = energía eléctrica mensual garantizada o estimada (megavatios-hora) del mes "j" y la planta de generación "k", tomando en cuenta el tipo de contrato.

PEO_{jk} = precio de la energía en US\$/megavatio-hora del mes "j" y la planta de generación "k".

La misma fórmula de optimización se utilizará bajo los siguientes escenarios de evaluación:

5.1.2.1. Caso base: evaluación renovable / no renovable

Para este caso se evaluarán todas las tecnologías en el mismo proceso y las restricciones adicionales a las generales, son:

- Un valor máximo de adjudicación de centrales que utilizan recursos no renovables del 40 por ciento, como parte de la política energética del Ministerio de Energía y Minas.
- Un valor mínimo de adjudicación de centrales que utilizan recursos renovables del 60 por ciento, también como parte de la política energética del MEM y no se incluirá una oferta virtual.

5.1.2.2. Caso 1: evaluación renovable/ no renovable, con oferta virtual de potencia y energía

Para este caso se evaluarán todas las tecnologías en el mismo proceso y las restricciones adicionales a las generales, son:

- Un valor máximo de adjudicación de centrales que utilizan recursos no renovables del 40 por ciento y un mínimo de 60 por ciento para centrales con recursos renovables, como parte de la política energética del MEM.
- El precio de energía corresponde a una simulación del precio SPOT, analizado posteriormente.
- El precio por potencia de la oferta virtual es de US\$40.00 por kilovatios, correspondiente al valor máximo obtenido en los diferentes casos de la Perspectivas de los Planes de Expansión 2012-2026, de la CNEE.

5.1.2.3. Caso 2: evaluación por recurso de generación

Para el segundo caso de evaluación se consideran los siguientes criterios:

- Todas las restricciones generales.
- No se incluye la oferta virtual para evaluar cada una de las tecnologías por separado, por lo que el proceso de optimización corresponderá a un cumplimiento de cuota, sin existir un precio de potencia y energía límite.
- Una limitación en potencia por recurso de generación, tomando como referencia los porcentajes de un escenario de las Perspectivas del Plan Indicativo de Generación 2012-2026, en donde se consideran varias plantas de generación, exceptuando la generación con geotermia. Los valores de potencia por recurso de generación corresponden a un porcentaje de los 600 megavatios a ser licitados:

5.1.2.6. Caso 5: ofertas de generación con energía renovable no pueden ofrecer recursos no renovables durante todo el período

El presente escenario corresponde al caso base con la variación que las centrales que ofrecen recursos renovables y no renovables para la generación de energía eléctrica no son consideradas como renovables dentro de las cuotas de contratación.

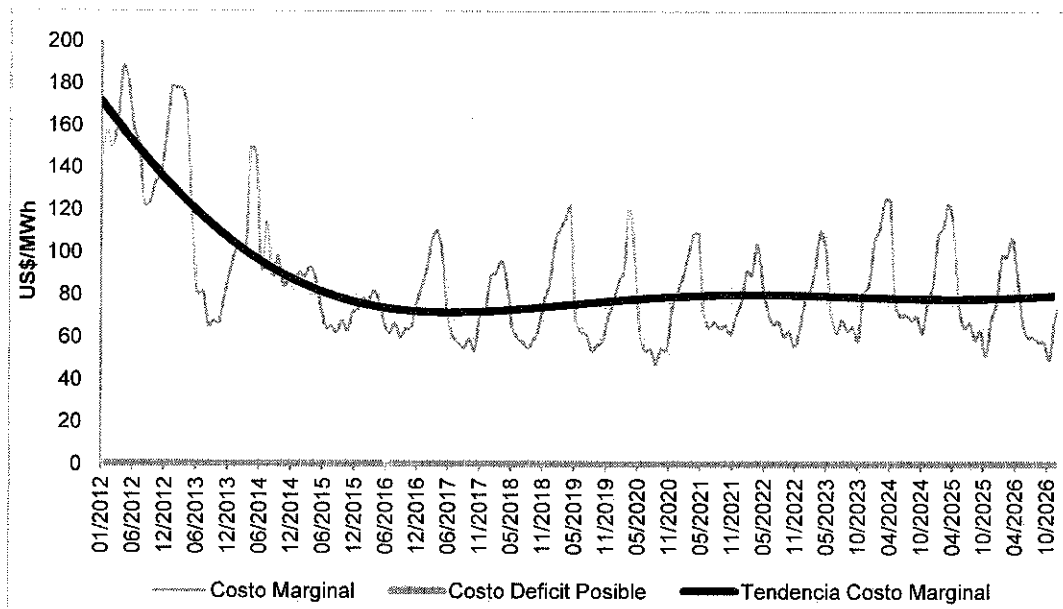
5.2. Estimación del precio SPOT

El precio SPOT en el proceso de evaluación, corresponde al precio de energía de la oferta virtual, y se estima a partir de un escenario de expansión del sistema de generación que incluye las tendencias de combustibles altos y las centrales de generación que se encuentran dentro de las Perspectivas del Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2012, exceptuando las centrales geotérmicas las cuales no son consideradas como un recurso de generación dentro de las ofertas del presente trabajo de investigación.

La estimación del precio SPOT, resulta de la optimización de un conjunto de centrales de generación nuevas combinadas con el parque de generación de energía eléctrica que actualmente se encuentra instalado en el territorio nacional. La optimización corresponde al mínimo costos de inversión y operación de las centrales de generación de energía eléctrica con un horizonte de largo plazo.

A continuación se presentan los resultados de la tendencia del precio SPOT que será utilizado como parte del proceso de optimización en cada una de los casos mencionados en el apartado anterior:

Figura 70. Tendencia del costo marginal para la optimización



Fuente: elaboración propia.

La optimización de las centrales de generación reflejan una tendencia del costo marginal entre 70 y 80 US\$/megavatio-hora derivado del ingreso de centrales de carbón a partir del segundo año de análisis, sin embargo para cada uno de los períodos, dicho costo marginal varía dependiendo de la época del año, ocasionado por las plantas planificadas y existentes que operan en cada uno de los períodos de simulación. El programa utilizado para realizar la simulación del despacho y la obtención del costo marginal es el SDDP.

Adicionalmente se considera un precio por potencia, igual a 30 US\$/kilovatio-mes para el período de los 15 años, correspondiente al promedio de las tendencias obtenidas en las Perspectivas de los Planes de Expansión 2012 de la CNEE.

La premisa de establecer el precio de potencia 30 US\$/kilovatio-mes, es respaldar el precio SPOT establecido anteriormente, ya que el mismo es obtenido, si y solo si, se realizan inversiones en centrales de generación nuevas, con tecnología que permitan disminuir el costo de la energía.

Los precios de energía y potencia serán utilizados en aquellos escenarios en donde se limiten por precio ofertado, es decir que durante el proceso de optimización la oferta virtual tendrá una oferta de potencia y energía lo suficientemente grande para poder hacer factible la solución del problema con los precios establecidos en el presente apartado. Como se ha mencionado anteriormente la oferta virtual corresponde a un contrato de opción de compra.

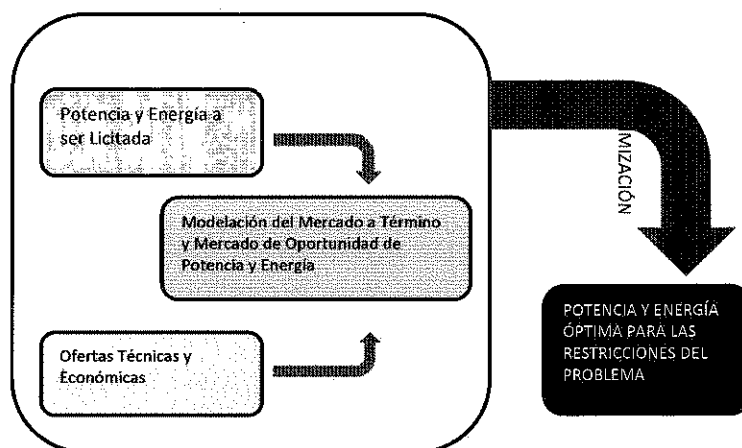
5.3. Descripción general del software de optimización

El programa utilizado para la optimización es el OPTBID, el cual cuenta con varios algoritmos de modelación del mercado eléctrico nacional (contratos de compra de potencia y energía, asignación de energía, compra de energía en el SPOT, etc.), que permiten resolver problemas de subastas para compra de potencia y energía.

El OPTBID dimensiona, configura y resuelve el problema de programación entera mixta que define la optimización de un proceso de compra de potencia y energía. Entre las variables de entrada se encuentran los datos de las ofertas técnicas y económicas, así como las restricciones del problema de optimización.

Para el desarrollo del problema planteado en el presente documento en el OPTBID se ingresan cada una de las ofertas técnicas y económicas, con las restricciones establecidas, las cuales se encuentran basadas en los términos de referencia del proceso de licitación PEG-1-2010.

Figura 71. **Esquema general de la solución del problema de subasta de compra de potencia y energía**



Fuente: elaboración propia

De forma general la adaptación del problema de optimización que se plantea en el presente documento contempla:

- Ofertas técnicas y económicas desarrolladas en el capítulo anterior.
- Restricciones generales basadas en los términos de referencia de la licitación PEG-1-2010.
- Restricciones específicas de evaluación que representan cada uno de los casos propuestos en el presente documento.

Tabla LXI. **Potencia por tecnología a ser adjudicada**

Recurso	Porcentaje	Potencia (MW)	Criterio
Biomasa-Carbón	17,33	104	Mínimo
Carbón	5,43	32	Máximo
Gas Natural	14,33	86	Máximo
Bunker	0	0	Máximo
Hídrico	62,9	378	Mínimo

Fuente: elaboración propia

- Las centrales de generación que corresponde a contratos de energía generadas no se incluyen dentro de las cuotas de potencia.
- El procedimiento de evaluación por cada una de las tecnologías, se realizará a través de la optimización de cada uno de los recursos, compitiendo contra una proyección del precio SPOT, el cual se analizará en el siguiente apartado.
- Dentro del proceso independiente de optimización de cada una de las tecnologías se obtendrá un valor de potencia contratada, el cual será utilizado para la optimización final donde se incluyen todas las centrales seleccionadas.

5.1.2.4. Caso 3: indexación de los recursos no renovables a los costos de transporte e internación

En el análisis de las ofertas económicas se estableció que los precios de energía de las tecnologías no renovables, no incluían los costos de transporte e internación, por lo que para el presente caso se realizará una simulación de la indexación de dichos costos a los costos del gas natural y carbón.

- Todas las restricciones generales.
- Restricciones de evaluación del caso base.
- El indexador del precio de gas natural se supondrá de 3 veces el costo por MMBTU y el del carbón de 1,2 el costo por tonelada métrica, los cuales son únicamente de referencia.

5.1.2.5. Caso 4: modificación de las ofertas técnicas de las centrales con contratos de seguimiento de curva de carga

Para el presente caso se realiza una variante en la optimización de la curva de carga horaria ofertada por centrales hidroeléctricas con un contrato de seguimiento de curva de carga, bajo el enfoque de maximizar el ingreso del oferente a través de la venta de energía en el SPOT. Las restricciones del presente caso corresponden al del caso base.

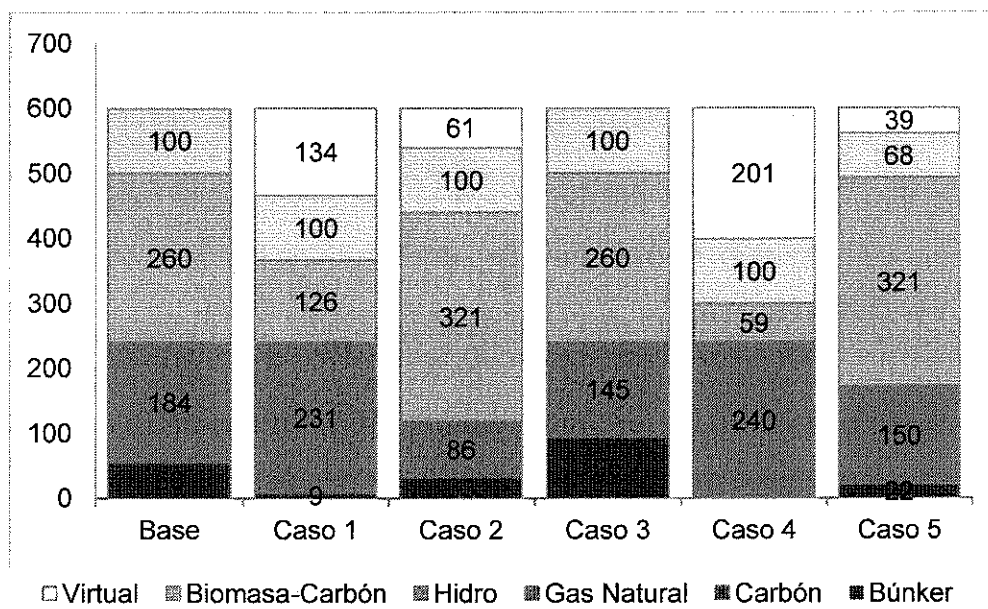
- Un valor máximo de adjudicación de centrales que utilizan recursos no renovables del 40 por ciento, como parte de la política energética del Ministerio de Energía y Minas.
- Un valor mínimo de adjudicación de centrales que utilizan recursos renovables del 60 por ciento, también como parte de la política energética del MEM.
- No se incluirá una oferta virtual.

- Simplificación del problema y proyección de un precio SPOT para la evaluación de cada uno de los escenarios.

5.4. Resultados de los procesos de optimización

Luego de realizar el proceso de optimización para cada uno de los escenarios planteados se obtuvieron los siguientes resultados de potencia adjudicada:

Figura 72. Potencia adjudicada por tecnología



Fuente: elaboración propia.

A continuación se describen algunas observaciones de la variación del Caso Base, de acuerdo a los criterios de evaluación planteados y las ofertas elaboradas en el capítulo anterior:

- Al momento de incorporar una oferta virtual de potencia y energía se reduce la cantidad de potencia adjudicada, disminuyendo la adjudicación de aquellas ofertas con recursos renovables, casi en un 50 por ciento, dejando incompleta la cuota de recursos renovables.
- En la optimización por tipo de tecnología se completan todas las cuotas, excepto el del recurso hídrico, por la cantidad y características de las ofertas utilizadas, sin embargo más adelante se analizará el impacto que tiene sobre el precio monómico total de adjudicación.
- Derivado de la indexación de los combustibles de gas natural y carbón, se reduce la potencia de centrales con gas natural, ya que posee un factor de indexación mayor al del carbón, pero el desplazamiento de dicho recurso no están significativo, ya que se reduce en aproximadamente 40 megavatios, teniendo un factor de indexación de 3 y el carbón de 1,2.
- Si las ofertas de las centrales hidroeléctricas presentan una tendencia a no ofertar su energía en las horas intermedias, enfocando por tanto su beneficio a la venta de energía en el SPOT durante esa banda horaria, reduce en gran medida la potencia de este tipo de centrales, al ser comparado con una oferta virtual.
- Las centrales que utilizan dos tipos de recursos para la generación de energía eléctrica, al ser clasificados por no renovables disminuyen en casi 40 por ciento la potencia adjudicada ya que entran a competir con recursos como el gas natural, carbón o bunker, y por tanto dentro de una cuota de potencia menor.

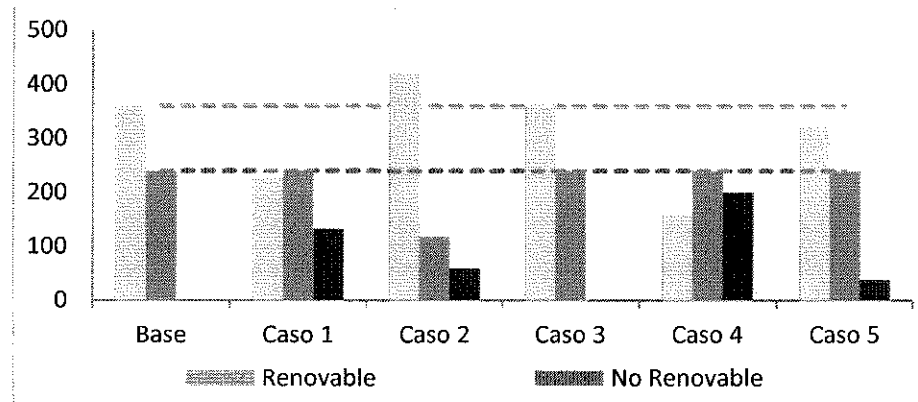
Para todos los casos de simulación el bunker no es seleccionado como un tipo de tecnología que cumpla con las restricciones de evaluación. En los apéndice se puede observar el detalle de las centrales y la cantidad de potencia asignada, para cada uno de los casos de optimización. A continuación se muestra un resumen por recursos, renovable y renovable, para cada uno de los casos:

Tabla LXII. **Resumen de potencia adjudicada por caso de evaluación**

Caso / Recurso	No Renovable	Renovable	Mercado	TOTAL
Base	240	360	0	600
Caso 1	240	226	134	600
Caso 2	119	421	61	600
Caso 3	240	360	0	600
Caso 4	240	159	201	600
Caso 5	240	321	39	600

Fuente: elaboración propia.

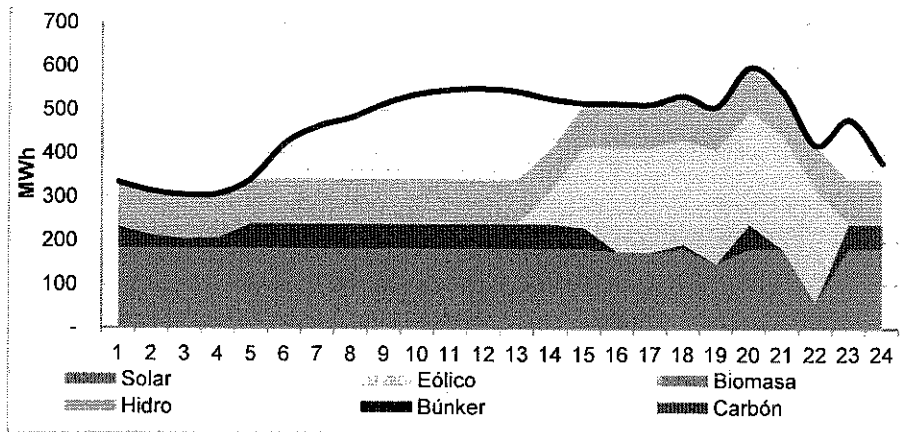
Figura 73. **Resumen de potencia seleccionada por caso de evaluación y las restricciones de cuotas del caso base**



Fuente: elaboración propia.

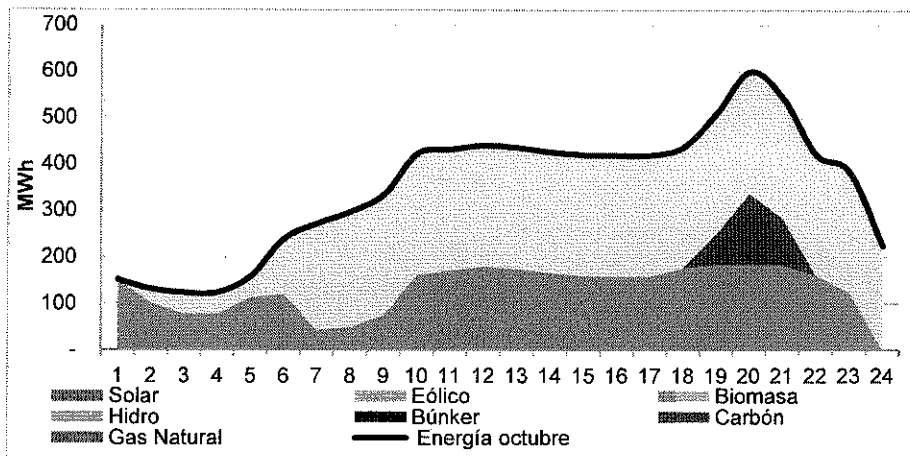
A continuación se muestran los resultados de la distribución de la energía en la curva de carga horaria planteada, para el caso base:

Figura 74. **Distribución de energía del caso base para época seca**



Fuente: elaboración propia.

Figura 75. **Distribución de energía del caso base para época lluviosa**



Fuente: elaboración propia.

Derivado de la distribución de la energía horaria de las ofertas seleccionadas y analizadas en el capítulo anterior, durante la época seca, no completan la energía de las distribuidoras, se simula que dicho faltante es comprado en el mercado de oportunidad.

Finalmente el análisis del precio monómico complementa los resultados obtenidos en el proceso de optimización, estableciendo que el precio de la energía en el mercado de oportunidad tendrá un precio constante en el tiempo de 300 US\$/megavatio-hora, el cual es superior a todos los precios de energía de cada una de las ofertas utilizadas para el proceso de optimización. Por otra parte para los casos en donde la oferta virtual representa el limitante de compra por precios de potencia y energía, los mismos corresponden a los establecidos en puntos anteriores.

Tabla LXIII. Simulación del precio monómico total de las centrales adjudicadas

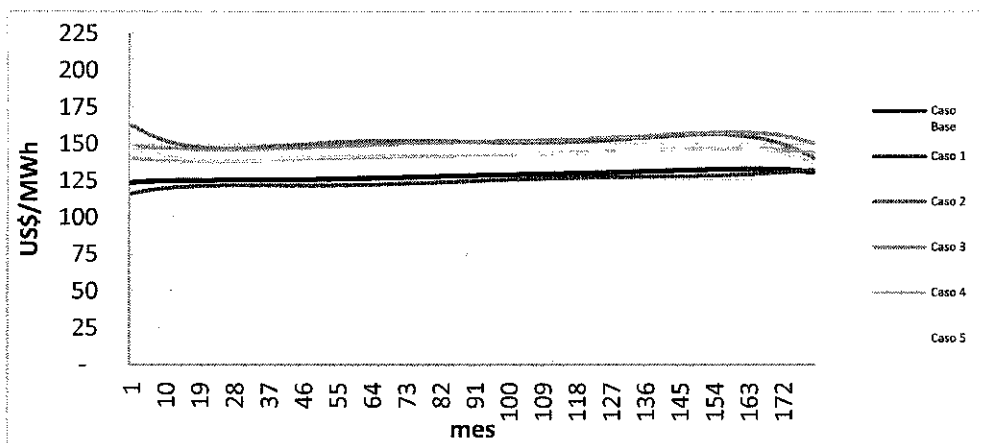
Caso / Tecnología	Monómico US\$/megavatio-hora	% de Potencia Adjudicada
Base	128,8157	100%
Caso 1	124,2145	78%
Caso 2	154,6310	90%
Caso 3	152,4881	100%
Caso 4	143,5406	66%
Caso 5	145,0124	93%

Fuente: elaboración propia.

Con relación al caso base se puede observar los siguientes resultados, respaldados con la gráfica de la tendencia de los costos monómicos de cada uno de los casos propuestos:

- El caso en donde se agrega la oferta virtual como limitante de precio de potencia y energía se obtiene el costo monómico total más bajo, sin embargo únicamente se adjudica el 78 por ciento del total de la potencia.
- Al realizar la simulación por tecnología el costo monómico total aumenta 20 por ciento con respecto al caso base y adicionalmente solo se logra adjudicar el 90 por ciento.
- Al indexar los costos de transporte e internación del gas natural y carbón que representan los combustibles base tanto en el época seca como en época lluviosa, el costo monómico total aumenta en un 18 por ciento, adjudicando el 100 por ciento de la potencia.
- El escenario en donde se presentan ofertas de centrales hidroeléctricas con una distribución de energía en la carga de curva horaria, mayoritariamente en la banda valle y pico, durante la época lluviosa, se adjudica únicamente el 66 por ciento de la potencia con un costo monómico 11 por ciento mayor al caso base.
- Si se consideran las centrales con recursos mixtos, como no renovables el costo monómico total aumenta en un 13 por ciento, con una adjudicación del 93 por ciento de la potencia total.

Figura 76. Tendencias de los costos monómicos



Fuente: elaboración propia.

CONCLUSIONES

1. Los procesos de licitación de potencia y energía de corto y largo plazo son mecanismos con diferentes enfoques, el primero de ellos busca cubrir la demanda en un plazo menor a 3 años mostrando indicadores de precio del mercado a término, por otra parte los procesos de licitación de largo plazo permiten aplicar estrategias de país, como por ejemplo la modificación de la matriz energética, obtener precios más bajos en el bloque base de energía, incentivar las inversiones en el país, etc.
2. La curva de la carga horaria de las centrales hidroeléctricas planteadas en el presente documento, maximiza el costo de energía con relación al precio SPOT lo cual enfoca las ofertas técnicas a satisfacer la curva de la demanda de las distribuidoras (caso base), sin embargo, dicho planteamiento no refleja las estrategias reales de oferentes de centrales hidroeléctricas, ya que pueden ofertar su energía para maximizar sus ingresos de forma inversa al precio SPOT (caso 4).
3. Como parte de la transformación de la matriz energética los combustibles que pueden sustituir al bunker y diésel, son el gas natural y el carbón, sin embargo, se ha podido observar a través del caso de indexación de precios que la competencia de dichas tecnologías en precios, representan la balanza para poder ser integrados a la matriz energética con precios competitivos.
4. Derivado de la estacionalidad de los recursos naturales de los que dispone el país, las centrales que utilizan biomasa para la generación

durante la época seca son las centrales con recursos naturales que mejor se acoplan a la estacionalidad de generación de las centrales hidroeléctricas. Por otra parte la definición de este tipo de centrales como renovables o no renovables afecta los resultados de la optimización, haciendo que disminuya la selección de la misma al participar dentro de cuotas más pequeñas, como parte de las políticas de eficiencia energética.

5. La optimización de un proceso de licitación de compra de potencia y energía por tecnología, sin utilizar el precio de una oferta virtual que limite la adjudicación, puede resultar más caro que al realizar el proceso considerando todas las tecnologías aunque no se adjudique la totalidad de la potencia y energía licitada.

RECOMENDACIONES

1. Realizar un análisis de restricciones con bloques de energía por tipo de recurso para los contratos de energía generada, en donde generalmente se incluyen las centrales de recursos renovables como centrales eólicas, pequeñas centrales hidroeléctricas, centrales fotovoltaicas o cualquier GDR.
2. Analizar de forma detallada los costos de internación de los combustibles de las centrales que utilizan recursos no renovables para la generación de energía eléctrica, ya que los mismos representan una variable que pondera la potencia seleccionada para las centrales afectadas por dichos factores.
3. Realizar un análisis de economía aplicada para determinar el comportamiento de los oferentes ante una subasta holandesa o inglesa para determinar las cuotas de potencia por tecnología con una limitante por precio y no únicamente por potencia.
4. Realizar un análisis adicional para identificar las ventajas que tiene el incrementar la cantidad de restricciones a la energía ofertada en contratos de seguimiento de curva de carga, ya que en el presente trabajo de investigación únicamente se evaluó la restricción de ofrecer de forma obligada toda la energía asociada a la potencia adjudicada durante la banda horaria pico, de la curva de carga.

BIBLIOGRAFÍA

1. Administrador del Mercado Mayorista. *Normas de Coordinación Comercial*. Guatemala: AMM, 2000. 120 p.
2. . *Informe Estadístico 2009*. Guatemala: AMM, 2010. 28 p.
3. . *Informe Estadístico 2010*. Guatemala: AMM, 2011. 29 p.
4. . *Informe Estadístico 2011*. Guatemala: AMM, 2012. 29 p.
5. *Anual Energy Outlook 2011 with Proyections to 2035*. USA: US Energy Information Administration, US Department of Energy, 2011. 217 p.
6. *Costos y parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico 2009*. México: Comisión Federal de Electricidad, 2009. 297 p.
7. HALL, Douglas G.; HUNT, Kelly. *Estimation of economic parameters of US hydropower resources*. USA: 2003. 74 p.
8. Guatemala. Congreso de la República. *Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96*. Guatemala: Congreso de la República, 1996. 35 p.

9. _____ . *Reglamento de la Ley General de Electricidad, Acuerdo Gubernativo 256-97*. Guatemala: Congreso de la República, 1997. 51 p.
10. _____ . *Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, Acuerdo Gubernativo 299-98*. Guatemala: Congreso de la República, 1996. 63 p.
11. Guatemala. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Resolución CNEE-191-2010*. Guatemala: CNEE, 2010. 12 p.
12. _____ . *Resolución CNEE-223-2010*. Guatemala: CNEE, 2010. 10 p.
13. _____ . *Resolución CNEE-185-2011*. Guatemala: CNEE, 2010. 20 p.
14. _____ . *Resolución CNEE-47-2010*. Guatemala: CNEE, 2010. 12 p.
15. _____ . *Perspectivas de los Planes de Expansión 2012*. Guatemala: CNEE, 2012. 220 p.
16. _____ . *Planes de expansión sistema eléctrico guatemalteco*. Guatemala: CNEE, 2008. 120 p.

17. Guatemala. Ministerio de Energía y Minas. *Aprobación del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2012-2021 y el Plan indicativo del Sistema de Generación 2012-2026, Acuerdo Ministerial 006-2012*. Guatemala: MEM, 2012. 16 p.
18. PEREYRA, Andrés; TRIUNFO, Patricia. *Economía de la Regulación, Módulo 1 del curso Economía de la Regulación de la Actividad de Distribución para Clientes Regulados*. Uruguay: Universidad de la República, Facultad de Ciencias Sociales, 2009. 15 p.
19. *Power generation from coal*. Francia: International Energy Agency, 2010. 112 p.
20. *Projected costs of generating electricity*. Francia: International Energy Agency; Nuclear Energy Agency, 2010. 207 p.
21. ROUBIK ROJAS, Andrés Eduardo. *Subastas de energía eléctrica en Chile: modelación en base a un supuesto sobre la valoración de contratos a través de portafolios óptimos*. Tesis de Magíster en Ciencias de la Ingeniería. Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, 2008. 125 p.

27. *Control de Energía y Medio Ambiente*.
 7. *Control de Energía y Medio Ambiente*.
 7. *Control de Energía y Medio Ambiente*.
 7. *Control de Energía y Medio Ambiente*.

28. *Control de Energía y Medio Ambiente*.
 7. *Control de Energía y Medio Ambiente*.
 7. *Control de Energía y Medio Ambiente*.
 7. *Control de Energía y Medio Ambiente*.

29. *Control de Energía y Medio Ambiente*.
 7. *Control de Energía y Medio Ambiente*.
 7. *Control de Energía y Medio Ambiente*.
 7. *Control de Energía y Medio Ambiente*.

30. *Control de Energía y Medio Ambiente*.
 7. *Control de Energía y Medio Ambiente*.
 7. *Control de Energía y Medio Ambiente*.
 7. *Control de Energía y Medio Ambiente*.

31. *Control de Energía y Medio Ambiente*.
 7. *Control de Energía y Medio Ambiente*.
 7. *Control de Energía y Medio Ambiente*.
 7. *Control de Energía y Medio Ambiente*.

APÉNDICES

Apéndice 1. Curva horaria de generación HIDRO I (megavatios-hora)

hora	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
00:00 a 00:59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
01:00 a 01:59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
02:00 a 02:59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
03:00 a 03:59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
04:00 a 04:59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
05:00 a 05:59	-	-	-	-	-	-	-	131	-	74	-	-
06:00 a 06:59	-	91	-	-	-	-	-	180	95	180	-	-
07:00 a 07:59	-	91	-	-	-	-	-	180	180	180	178	-
08:00 a 08:59	-	91	-	-	-	-	-	180	180	180	180	180
09:00 a 09:59	-	91	-	-	-	-	180	180	180	180	180	180
10:00 a 10:59	146	91	-	-	-	85	180	180	180	180	180	180
11:00 a 11:59	180	91	-	-	140	85	180	180	180	180	180	180
12:00 a 12:59	180	91	-	125	140	85	180	180	180	180	180	180
13:00 a 13:59	180	91	72	125	140	180	180	180	180	180	180	180
14:00 a 14:59	180	91	180	125	140	180	180	180	180	180	180	180
15:00 a 15:59	180	91	180	125	140	180	180	180	180	180	180	180
16:00 a 16:59	180	91	180	125	140	180	180	180	180	180	180	180
17:00 a 17:59	180	91	180	125	140	180	112	180	180	180	180	180
18:00 a 18:59	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
19:00 a 19:59	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
20:00 a 20:59	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
21:00 a 21:59	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
22:00 a 22:59	-	-	-	-	-	-	180	180	180	180	180	113
23:00 a 23:59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	180	-	-

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 2. Curva horaria de generación HIDRO II (megavatios-hora)

hora	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
00:00 a 00:59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
01:00 a 01:59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
02:00 a 02:59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
03:00 a 03:59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
04:00 a 04:59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
05:00 a 05:59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
06:00 a 06:59	-	21	-	-	-	-	-	-	90	90	-	-
07:00 a 07:59	-	21	-	-	-	-	3	90	90	90	9	-
08:00 a 08:59	-	21	-	-	-	-	90	21	90	90	90	-
09:00 a 09:59	-	21	-	-	-	-	90	90	90	90	90	-
10:00 a 10:59	-	21	-	-	-	19	90	90	90	90	90	-
11:00 a 11:59	-	21	-	-	16	19	90	90	90	90	90	-
12:00 a 12:59	-	21	-	10	16	19	90	90	90	90	90	90
13:00 a 13:59	41	21	-	10	16	90	90	90	90	90	90	90
14:00 a 14:59	90	21	-	10	16	90	90	90	90	90	90	90
15:00 a 15:59	90	21	48	10	16	90	90	90	90	90	90	90
16:00 a 16:59	90	21	48	10	16	90	90	90	90	90	90	89
17:00 a 17:59	90	21	48	10	16	90	90	90	90	90	90	90
18:00 a 18:59	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
19:00 a 19:59	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
20:00 a 20:59	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
21:00 a 21:59	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
22:00 a 22:59	-	-	-	-	-	-	90	90	90	90	90	-
23:00 a 23:59	-	-	-	-	-	-	-	-	15	25	-	-

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 3. Curva horaria de generación HIDRO IV (megavatios-hora)

hora	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
00:00 a 00:59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
01:00 a 01:59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30,4	-	-
02:00 a 02:59	-	-	-	-	-	-	-	-	3,6	45,6	-	-
03:00 a 03:59	-	-	-	-	-	-	-	-	45,6	45,6	-	-
04:00 a 04:59	-	-	-	-	-	11	33,5	9,0	45,6	45,6	-	-
05:00 a 05:59	-	-	-	-	-	46	45,6	45,6	45,6	45,6	-	-
06:00 a 06:59	-	7	-	-	-	46	45,6	45,6	45,6	45,6	24,5	-
07:00 a 07:59	-	7	-	-	-	46	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	-
08:00 a 08:59	-	7	-	-	-	46	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	-
09:00 a 09:59	-	7	-	-	-	46	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	-
10:00 a 10:59	-	7	-	-	-	46	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	-
11:00 a 11:59	-	7	-	-	46	46	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	-
12:00 a 12:59	-	7	-	19	46	46	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6
13:00 a 13:59	-	7	-	19	46	46	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6
14:00 a 14:59	38	7	-	19	46	46	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6
15:00 a 15:59	38	7	28	19	46	46	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6
16:00 a 16:59	38	7	28	19	46	46	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	43,9
17:00 a 17:59	46	7	28	19	46	46	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6
18:00 a 18:59	46	46	46	46	46	46	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6
19:00 a 19:59	46	46	46	46	46	46	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6
20:00 a 20:59	46	46	46	46	46	46	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6
21:00 a 21:59	46	46	46	46	46	46	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6
22:00 a 22:59	-	-	-	-	-	46	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6	-
23:00 a 23:59	-	-	-	-	-	46	45,6	45,6	45,6	45,6	-	-

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 4. Curva horaria de generación HIDRO V (megavatios-hora)

hora	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
00:00 a 00:59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
01:00 a 01:59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
02:00 a 02:59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
03:00 a 03:59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
04:00 a 04:59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
05:00 a 05:59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
06:00 a 06:59	-	19	-	-	-	-	-	-	-	-	16,9	-
07:00 a 07:59	-	19	-	-	-	-	-	3,4	15,3	32,0	-	-
08:00 a 08:59	-	19	-	-	-	-	-	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0
09:00 a 09:59	-	19	-	-	-	-	-	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0
10:00 a 10:59	12	19	-	-	-	24	32,0	-	32,0	32,0	32,0	32,0
11:00 a 11:59	32	19	-	-	11	24	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0
12:00 a 12:59	32	19	-	8	11	24	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0
13:00 a 13:59	32	19	-	8	11	32	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0
14:00 a 14:59	32	19	1	8	11	32	32,0	17,1	32,0	32,0	32,0	32,0
15:00 a 15:59	32	19	32	8	11	32	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0
16:00 a 16:59	32	19	32	8	11	32	17,2	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0
17:00 a 17:59	32	19	32	8	11	32	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0
18:00 a 18:59	32	32	32	32	32	32	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0
19:00 a 19:59	32	32	32	32	32	32	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0
20:00 a 20:59	32	32	32	32	32	32	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0
21:00 a 21:59	32	32	32	32	32	32	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0
22:00 a 22:59	-	-	-	-	-	-	-	32,0	32,0	32,0	32,0	7,7
23:00 a 23:59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 5. Curva horaria de generación HIDRO VI (megavatios-hora)

hora	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
00:00 a 00:59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
01:00 a 01:59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
02:00 a 02:59	-	-	-	-	-	-	-	-	64.9	1.0	-	-
03:00 a 03:59	-	-	-	-	-	-	-	-	74	74.0	-	-
04:00 a 04:59	-	-	-	-	-	-	-	-	74.0	74.0	-	-
05:00 a 05:59	-	-	-	-	-	-	74.0	74.0	74.0	74.0	26.9	-
06:00 a 06:59	-	26	-	-	-	-	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	-
07:00 a 07:59	-	26	-	-	-	-	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	-
08:00 a 08:59	-	26	-	-	-	-	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	-
09:00 a 09:59	-	26	-	-	-	-	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	11.2
10:00 a 10:59	-	26	-	-	-	67	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0
11:00 a 11:59	47	26	-	-	25	67	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0
12:00 a 12:59	47	26	-	21	25	67	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0
13:00 a 13:59	74	26	-	21	25	74	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0
14:00 a 14:59	74	26	-	21	25	74	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0
15:00 a 15:59	74	26	70	21	25	74	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0
16:00 a 16:59	74	26	70	21	25	74	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0
17:00 a 17:59	74	26	70	21	25	74	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0
18:00 a 18:59	74	74	74	74	74	74	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0
19:00 a 19:59	74	74	74	74	74	74	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0
20:00 a 20:59	74	74	74	74	74	74	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0
21:00 a 21:59	74	74	74	74	74	74	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0
22:00 a 22:59	-	-	-	-	-	-	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	-
23:00 a 23:59	-	-	-	-	-	-	20.5	39.2	74.0	74.0	74.0	-

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 6. Detalle de la potencia adjudicada por caso de evaluación, para cada una de las ofertas analizadas

Caso / Planta	GAS NATURAL I	GAS NATURAL II	CARBÓN I	CARBÓN II	BUNKER I	HIDRO I	HIDRO II	HIDRO III	HIDRO IV	HIDRO V	HIDRO VI	HIBRIDO I	HIBRIDO II	MERCADO	TOTAL
Base	150	34	6	50	0	177	6	21	46	11	0	50	50	0	600
Caso 1	150	81	0	9	0	43	0	0	46	23	15	50	50	134	600
Caso 2	86	0	0	33	0	90	61	21	46	32	72	50	50	61	600
Caso 3	145	0	45	50	0	177	6	21	46	11	0	50	50	0	600
Caso 4	150	90	0	0	0	0	0	0	46	0	13	50	50	201	600
Caso 5	150	0	0	22	0	162	61	21	46	32	0	18	50	39	600

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 7. Potencia adjudicada por tecnología y recurso de generación

Caso / Tecnología	Gas Natural	Carbón	Búnker	Hidro	Biomasa-Carbón	Virtual	TOTAL
Base	184	56	0	260	100	0	600
Caso 1	231	9	0	126	100	134	600
Caso 2	86	33	0	321	100	61	600
Caso 3	145	95	0	260	100	0	600
Caso 4	240	0	0	59	100	201	600
Caso 5	150	22	0	321	68	39	600

Fuente: elaboración propia.

ANEXOS

Anexo 1. **Cálculo del costo de capacidad por unidad de potencia efectiva**

CENTRAL TERMOELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		40 216.74		40 216.74
Repuestos iniciales	2.50%	1 035.42		1 035.42
Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	1 608.67		1 608.67
Avancees ad-valorem	0.00%		0.00	0.00
Gastos de desaduanaje	0.80%		342.65	342.65
Transporte local			217.15	217.15
Montaje electromecánico		541.81	1 106.22	1 648.04
Pruebas y puesta en marcha			523.92	523.92
Supervisión		246.29	502.76	748.96
Adquisición de terreno (incluye sub-estación)			303.93	303.93
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			129.02	129.02
Obras civiles			1 902.94	1 902.94
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 464.07	1 464.07
Suministro de sistema contra incendio			190.01	190.01
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 283.23	1 283.23
Intereses Durante la Construcción	5.35%	2 333.91	426.23	2 760.14
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CT ₁)		45 952.75	8 392.14	54 344.89

CONEXIÓN ELÉCTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		3 336.51		3 336.51
Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	133.46		133.46
Avancees ad-valorem	0.00%		0.00	0.00
Gastos de desaduanaje	0.80%		27.76	27.76
Transporte local			19.93	19.93
Obras civiles			39.17	39.17
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			139.59	139.59
Supervisión			51.15	51.15
Gastos Generales - Utilidad Contratista			24.98	24.98
Intereses Durante la Construcción	5.35%	185.67	16.19	201.86
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CT ₂)		3 655.64	318.77	3 974.41

Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/EnergiasRenovables.html>.

Consulta: abril de 2012.

Anexo 2. Cálculo del costo de capacidad

ANUALIDAD DE LA INVERSIÓN			
CENTRAL TERMoeLECTRICA			
		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Vida Útil (años)	20		
Factor de Recuperación de Capital	13,39%		
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica (aCT_{ct})		6 152,10	1 123,53
CONEXIÓN ELECTRICA			
		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Vida Útil (años)	30		
Factor de Recuperación de Capital	12,41%		
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (aCT_{ce})		453,82	39,57
Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento			
		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 049,91
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOM)		734,19	734,19
Participación		76,84%	23,16%
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOM)		9,91	US\$ / kW-año
Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta ($aINV$)		43,15	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)		60,66	US\$ / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Eléctrica (CCUPE)		55,74	US\$ / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)		76,26	US\$ / kW-año
Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE_{std})		180,05	MW
Potencia Eléctrica (P_{EP})		171,4	MW
Factor de Ubicación (FU)		1,0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MFFO)		32,70%	
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TF)		3,00%	

Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/EnergiasRenovables.html>.

Consulta: abril de 2012.

Anexo 3. Especificaciones técnicas de paneles solares fotovoltaicos

Manufacter	Width (mm)	Height (mm)	Area (Metre Squared)	Watts per metre squared	Efficiency %	Technology	Peak Output (Watts)	Peak Voltage	Peak Current	Maximum System Voltage
SunPower	1559	1046	1,63	193,17	19,32	Monocrystalline	315	54,7	5,76	600
SunPower	1559	798	1,24	184,88	18,49	Monocrystalline	230	41	5,61	600
SunPower	1559	798	1,24	180,86	18,09	Monocrystalline	225	41	5,49	600
Sanyo	1580	798	1,26	174,49	17,45	HIT	220	41,6	5,31	1000
Sanyo	1610	861	1,39	173,13	17,31	HIT	240	35,5	6,77	1000
SunPower	1559	798	1,24	172,82	17,28	Monocrystalline	215	39,8	5,4	600
Sanyo	1580	798	1,26	170,52	17,05	HIT	215	40,9	5,27	1000
Sanyo	1610	861	1,39	169,53	16,95	HIT	235	35,1	6,7	1000
SunPower	1559	798	1,24	168,8	16,88	Monocrystalline	210	40	5,25	600
Suntech	1580	808	1,28	152,74	15,27	Polycrystalline	195	36,6	5,33	1000
Suntech	1580	808	1,28	148,83	14,88	Polycrystalline	190	36,5	5,2	1000
Suntech	1482	992	1,47	146,24	14,62	Polycrystalline	215	26,3	7,8	1000
Sanyo	1630	862	1,41	145,9	14,59	HIT	205	41,3	4,97	1000
Suntech	1580	808	1,28	144,91	14,49	Monocrystalline	185	36,4	5,09	1000
Suntech	1956	992	1,94	144,3	14,43	Monocrystalline	280	35,2	7,95	1000
Sharp	1640	994	1,63	144,16	14,42	Monocrystalline	235	30	8,4	600
Romag	1640	994	1,63	144,16	14,42	Polycrystalline	235	30,6	7,7	1000
Yingli	1650	990	1,63	143,86	14,39	Polycrystalline	235	29,5	7,97	1000
Yingli	1970	990	1,95	143,57	14,36	Polycrystalline	280	35,5	7,89	1000
Yingli	1970	990	1,95	143,57	14,36	Polycrystalline	280	35,5	7,89	1000
Suntech	1482	992	1,47	142,84	14,28	Polycrystalline	210	26,4	7,95	1000
Romag	1482	994	1,47	142,56	14,26	Polycrystalline	210	27,54	7,6	1000
Yingli	1310	990	1,3	142,65	14,26	Polycrystalline	185	23,5	7,87	1000
Sanyo	1630	862	1,41	142,34	14,23	HIT	200	40,7	4,92	1000
Yingli	1810	990	1,79	142,31	14,23	Polycrystalline	255	32,5	7,85	1000
Yingli	1495	990	1,48	141,89	14,19	Polycrystalline	210	26,6	7,9	1000
Suntech	1956	992	1,94	141,73	14,17	Monocrystalline	275	35,1	7,84	1000
Kyocera	1500	990	1,49	141,41	14,14	Polycrystalline	210	26,6	7,9	1000
Romag	1318	994	1,31	141,21	14,12	Polycrystalline	185	24,5	7,7	1000
Sharp	1640	994	1,63	141,09	14,11	Monocrystalline	230	30	7,67	600
Romag	1640	994	1,63	141,09	14,11	Polycrystalline	230	30,3	7,6	1000
Yingli	1970	990	1,95	141	14,1	Polycrystalline	275	35,5	7,75	1000
Yingli	1970	990	1,95	141	14,1	Polycrystalline	275	35,5	7,75	1000
Suntech	1580	808	1,28	141	14,1	Monocrystalline	180	36	5	1000
Yingli	1650	990	1,63	140,8	14,08	Polycrystalline	230	29,5	7,8	1000
Yingli	1650	990	1,63	140,8	14,08	Polycrystalline	230	30	7,66	1000
Kyocera	1338	990	1,32	139,66	13,97	Polycrystalline	185	23,6	7,84	1000
BP Solar	1587	790	1,25	139,58	13,96	Polycrystalline	175	35,4	4,9	1000

Continuación del apéndice 8.

BP Solar	1593	790	1,26	139,06	13,91	Polycrystalline	175	35,4	4,9	1000
Yingli	1310	990	1,3	138,79	13,88	Polycrystalline	180	23	7,83	1000
Yingli	1310	990	1,3	138,79	13,88	Polycrystalline	180	23	7,8	1000
Yingli	1495	990	1,48	138,51	13,85	Polycrystalline	205	26,5	7,74	1000
Yingli	1970	990	1,95	138,44	13,84	Polycrystalline	270	35,3	7,65	1000
Yingli	1970	990	1,95	138,44	13,84	Polycrystalline	270	35,3	7,65	1000
Kyocera	1043	660	0,69	138,01	13,8	Polycrystalline	95	17,9	5,31	750
Romag	1640	994	1,63	138,02	13,8	Polycrystalline	225	29,9	7,5	1000
Yingli	1650	990	1,63	137,74	13,77	Polycrystalline	225	29	7,63	1000
Sharp	1640	994	1,63	137,41	13,74	Polycrystalline	224	29,3	7,56	600
Romag	1318	994	1,31	137,39	13,74	Polycrystalline	180	23,9	7,6	1000
Mitsubishi	1658	834	1,38	137,41	13,74	Polycrystalline	190	24,7	7,71	1000
Mitsubishi	1658	834	1,38	137,41	13,74	Polycrystalline	190	24,7	7,71	1000
Yingli	1810	990	1,79	136,73	13,67	Polycrystalline	245	32,2	7,61	1000
Suntech	1665	991	1,65	136,36	13,64	Polycrystalline	225	29,6	7,61	1000
Kyocera	778	660	0,51	136,32	13,63	Polycrystalline	70	17,9	3,92	750
Yingli	1970	990	1,95	135,88	13,59	Polycrystalline	265	35,3	7,5	1000
Yingli	1970	990	1,95	135,88	13,59	Polycrystalline	265	35,3	7,5	1000
Romag	1482	994	1,47	135,77	13,58	Polycrystalline	200	26,91	7,5	1000
BP Solar	1593	790	1,26	135,08	13,51	Polycrystalline	170	35,5	4,8	1000
Yingli	1495	990	1,48	135,13	13,51	Polycrystalline	200	26,3	7,6	1000
Romag	1640	994	1,63	134,96	13,5	Polycrystalline	220	29,4	7,5	1000
Yingli	1310	990	1,3	134,94	13,49	Polycrystalline	175	23	7,61	1000
Yingli	1310	990	1,3	134,94	13,49	Polycrystalline	175	23,5	7,5	1000
Kyocera	1500	668	1	134,73	13,47	Polycrystalline	135	17,7	7,63	1000
Kyocera	1500	668	1	134,73	13,47	Polycrystalline	135	17,7	7,63	750
Yingli	1650	990	1,63	134,68	13,47	Polycrystalline	220	29	7,59	1000
Schott	1685	993	1,67	134,47	13,45	Polycrystalline	225	29,8	7,55	600
Mitsubishi	1580	800	1,26	134,49	13,45	Polycrystalline	170	24,6	6,93	780
Yingli	1810	990	1,79	133,94	13,39	Polycrystalline	240	32,2	7,45	1000
Mitsubishi	1658	834	1,38	133,79	13,38	Polycrystalline	185	24,4	7,58	1000
Mitsubishi	1658	834	1,38	133,79	13,38	Polycrystalline	185	24,4	7,58	780
Mitsubishi	1658	834	1,38	133,79	13,38	Polycrystalline	185	24,4	7,58	1000
Sharp	1491	994	1,48	133,6	13,36	Polycrystalline	198	26,3	7,52	600

Fuente: www.solartronic.com. Consulta: mayo de 2012.