
Diagnóstico de la Generación en América Latina y el Caribe: Bolivia



Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization
Organisation Latino-américaine d'Énergie
Organização Latino-Americana de Energia



Foreign Affairs, Trade and
Development Canada

Affaires étrangères, Commerce
et Développement Canada

Agosto de 2013

Este informe fue elaborado durante la Gestión de:

Victorio Oxilia Dávalos

Secretario Ejecutivo de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)

Néstor Luna

Director de Estudios y Proyectos

ISBN: (colocar el número una vez inscrito)

2013

Autor: ABS Consulting Group

Colaboración: Gabriel Salazar
Byron Chiquinga
Daniel Orbe

Esta publicación fue posible gracias al apoyo de la Cooperación Canadiense, en el marco del Proyecto Energía Sostenible para América Latina y el Caribe 2012-2017, como parte del programa: Mejora en el Acceso a La Electricidad por la Red: “Evaluación de la Generación Eléctrica en América Latina y el Caribe”

Las opiniones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad del autor y las mismas no necesariamente refleja las opiniones ni la posición oficial de OLADE y los que apoyaron el proyecto.

Se permite la reproducción parcial o total de éste documento siempre y cuando no se alteren los contenidos, ni los créditos de autoría.

ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO	8
ANTECEDENTES	13
1. INTRODUCCIÓN	14
2. MODELOS ECONÓMICOS APLICADOS A GENERACIÓN	14
2.1 Bolivia	14
2.1.1 El Precio Spot de Mercado	16
2.1.2 El Precio de Nodo de Aplicación.....	18
2.1.3 El Decreto Supremo 26037	19
2.1.4 Decreto Supremo 27302	19
2.2 Colombia	21
2.2.1 Regulación Tarifaria	22
2.2.2 Subsidios y Contribuciones.....	28
2.2.3 Constitución Política de Colombia de 1991.....	29
2.2.4 Ley 142 de 1994.....	30
2.2.5 Ley 143 de 1994.....	33
2.2.6 Ley 1340 de 2009.....	34
2.3 Ecuador.....	34
2.3.1 Regulación Tarifaria	35
2.3.2 Subsidios.....	37
2.3.3 Art. 8.- Precio Referencial de Generación	39
2.3.4 Mandato No. 15, Art. 2	40
2.3.5 Regulaciones emitidas por el CONELEC, Mandato No. 15:.....	41
2.4 México.....	50
2.4.1 Regulación Tarifaria	51
2.4.2 Pago por Entrega de Energía.....	53
2.4.3 Subsidios	55
2.4.4 Criterios Técnicos de Despacho y Operación de la Interconexión del Generador o Permisionario con el Sistema – Resolución de la CRE	57

2.4.5	Artículo 3 – Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética.....	59
2.4.6	Decreto que Reforma el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.....	60
2.4.7	Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica	64
2.4.8	Ley del servicio público de Energía Eléctrica	68
2.4.9	Reglamento de la Ley del Servicio Público de energía Eléctrico.....	69
2.4.10	Órgano Regulador (CRE).....	70
3.	Descripción de los Modelos Utilizados	71
3.1	Supuestos.....	71
3.2	Demanda.....	71
3.3	Costos e Impuestos.....	72
3.4	Precio del Gas Natural.....	73
3.5	Experiencia Internacional.....	74
3.6	Descripción del Modelo	75
3.6.1	VARIABLES UTILIZADAS	75
3.6.2	Cálculo de Impuestos	76
3.6.3	Cálculo del Costo de Oportunidad del Capital	77
3.6.4	Cálculo de la Tarifa.....	78
3.6.5	Generación Termoeléctrica.....	79
4.	Resultados Encontrados	80
5.	Conclusiones y Recomendaciones	90
	Bibliografía	96

ANEXOS

Anexo 1: Flujo económico para Termoeléctrica Genérica	99
Anexo 2: Flujo Económico para Actuales Generadoras - Valle Hermoso	103
Anexo 3: Flujo Económico para Actuales Generadoras - Guaracachi	107
Anexo 4: Flujo Económico para Actuales Generadoras - Bulo Bulo	111
Anexo 5: Flujo Económico para Actuales Generadoras - Corani	115
Anexo 6: Flujo Económico para Actuales Generadoras - COBEE.....	119
Anexo 7: Flujo Económico para el Proyecto Miguillas.....	123
Anexo 8: Flujo Económico para el Proyecto Misicuni.....	125
Anexo 9: Flujo Económico para el Proyecto San José	127
Anexo 10: Flujo Económico para el Proyecto Rositas	129
Anexo 11: Resultados Escenario C.....	131
Anexo 12: Resultados Escenario D.....	134
Anexo 13: Resultados Escenario E.....	137
Anexo 14: Alcance y Productos.....	140
Diagnóstico de la Generación en America Latina y El Caribe: Bolivia	140

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Costos de Operación y Capital	73
Tabla 2: Precios de Generación - Escenario A - Descuento 10% - Precio Gas 1.3 (US\$/kWh)	80
Tabla 3: Precios de Generación - Escenario A - Descuento 10% - Precio Gas 10 (US\$/kWh).....	81
Tabla 4: Precios de Generación - Escenario A - Descuento 20% - Precio Gas 1.3 (US\$/kWh).....	81
Tabla 5: Inversión Futura - Escenario A (MM US\$).....	82
Tabla 6: Costo de Generación - Escenario A - Precio Gas 1.3 (MM US\$)	83
Tabla 7: Costo de Generación - Escenario A - Precio Gas 10 (MM US\$)	83
Tabla 8: Precios de Generación - Escenario B - Descuento 10% - Precio Gas 1.3 (US\$/kWh).....	84
Tabla 9: Inversión Futura - Escenario B (MM US\$).....	86
Tabla 10: Costo de Generación - Escenario B - Precio Gas 1.3 (MM US\$)	87
Tabla 11: Costo de Generación - Escenario B - Precio Gas 10 (MM US\$)	87

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Precios de generación en Bolivia - Escenario B (US\$/kWh).....	85
Figura 2: Resumen de los precios de generación en cada escenario (US\$/kWh).....	88
Figura 3: Inversión en generación 2013-2027 (MM US\$)	89
Figura 4: Costo de generación (MM US\$)	90

RESUMEN EJECUTIVO

Este documento presenta una descripción de los mercados de generación de energía eléctrica de Colombia, Ecuador, México y Bolivia con el fin de crear un estudio que contribuya de forma positiva al análisis del sector de generación eléctrica boliviana. Para su desarrollo, se consideraron aspectos como la descripción del mercado eléctrico de cada país, generación por fuentes de tecnología, tarifas, leyes y subsidios.

En Colombia, Ecuador y México, se observa que si bien existe una política de regulación de tarifas para la transmisión y distribución de energía eléctrica, los precios de generación tienden a no ser regulados; es decir, la tasa de ganancia de las empresas generadoras tienden a ser aquella propuesta por éstas. Sin embargo, el organismo regulador realiza un seguimiento continuo para evitar que estos precios sean desproporcionadamente elevados. En todo caso y quizás como instrumento para atraer la inversión en generación, la recuperación del capital tiende a ser definida por el inversionista.

Respecto al caso Boliviano se puede afirmar que la generación termoeléctrica tiende a ganar espacio dentro del total, debido, entre otras cosas, a los bajos precios del gas natural en el país. En efecto, los precios en Boca de Pozo de este producto destinado al mercado interno son diez veces inferiores al precio de exportación al Brasil y Argentina, ello usualmente se conoce como "precios del gas subsidiados en el mercado interno". Naturalmente, este subsidio es del tipo "costo de oportunidad" que puede o no estar relacionado con los costos de producción.

Los resultados del modelo empleado muestran que la tasa de descuento utilizada como aproximación al retorno al capital tiene un impacto importante sobre las tarifas. Con un retorno sobre el capital del 30% los precios se sitúan entre los 0,11 y 0,12 US\$/kWh; más aún, si a ello se suma un precio

desregulado del gas natural, dichos precios sobrepasan los 0,16 US\$/kWh. Es así que el trade off está planteado, menores tasas de retorno permiten precios bajos de la energía; sin embargo, para lograr ello el Estado debería asegurar el retorno a la inversión, con el consecuente riesgo e ineficiencia asociados.

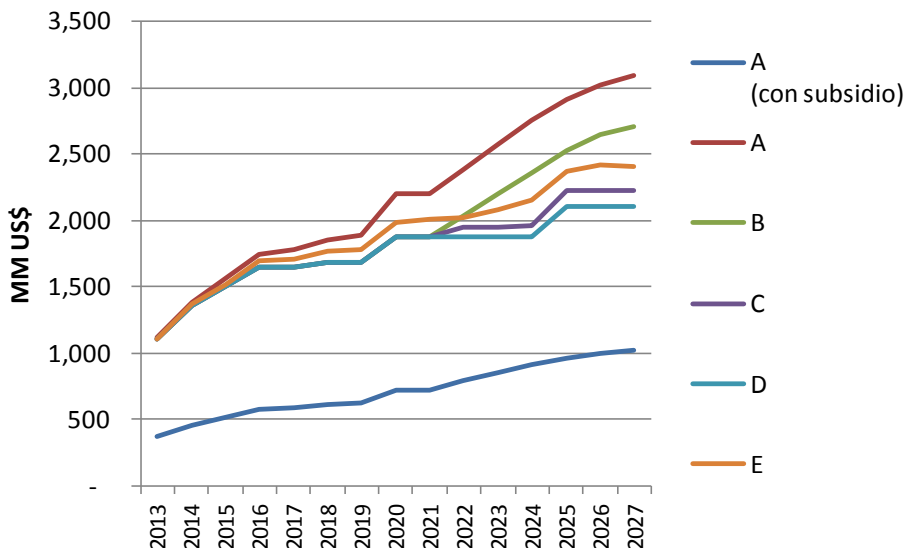
También se realizó un estudio sobre precios, costos de generación e inversión en los siguientes escenarios posibles de generación futura: En el escenario "A" se consideran que toda la generación futura será realizada con energía termoeléctrica, uno de los objetivos de este escenario es verificar el impacto del subsidio al precio del gas natural en Bolivia. El escenario "B" se consideran todos los proyectos dentro el "Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2012-2022" publicado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, bajo el siguiente detalle respecto a las capacidades máximas de los proyectos considerados: Miguillas - Hidroeléctrica 212 MW, Misicuni - Hidroeléctrica 120 MW, San José - Hidroeléctrica 120 MW, Rositas - Hidroeléctrica 400 MW, Geotermia 100 MW, Biomasa 49,5 MW, finalmente respecto a la generación termoeléctrica se prevé una capacidad adicional de 13,700 GWh/año. Respecto al escenario "C" éste añade al escenario "B" 377 MW en un proyecto de generación hidroeléctrico adicional "X" e incrementa la capacidad de Miguillas a 262 MW. El escenario "D" considera un proyecto hidroeléctrico "X" de 500 MW y finalmente en el escenario "E" sólo considera un proyecto hidroeléctrico "X" de 300 MW porque se prevé mayor energía solar y eólica.

Utilizando un retorno al capital del 10% la situación de los precios de generación en cada escenario es: en el escenario A (sólo generación termoeléctrica) y con el precio del gas natural subsidiado, se obtiene el menor precio posible; sin embargo, cuando dicho subsidio se elimina, los precios son los más altos. Por otra parte, en los escenarios C y D (con alta penetración de la energía hidroeléctrica) los precios son mayores a los del escenario A (con subsidio) pero

tienden a caer, de hecho, ello se acentúa en el escenario E. Por tanto y como es usual en la industria, cuando la inversión en hidroelectricidad tiene un costo elevado al principio, pero luego tiende a disminuir.

Respecto al nivel de inversión en los escenarios B, C, D y E es mayor a aquél que sólo considera inversión en termoeléctricas, la razón se debe al elevado costo inicial de los proyectos hidroeléctricos. En tanto permanezca el subsidio al precio del gas natural, el incentivo para invertir en plantas hidroeléctricas (u otros tipos de generación) es pequeño. Sólo considerando aquellos escenarios con plantas hidroeléctricas (sin contar con el escenario E) la inversión total oscila entre US\$ 4 000 y 5 000 millones, es necesario remarcar que no se utilizó una tasa de descuento para obtener estas cifras totales y; 4) esta información no considera la inversión adicional que necesitaría el sector hidrocarburífero en Bolivia para suministrar gas natural a las plantas termoeléctricas.

La figura presenta el costo de generación para todos los escenarios, se observa que el análisis previo (con precios e inversión) se confirma con esta variable, dado que el escenario A otorga los límites superior e inferior en el costo de generación. Por otra parte, es interesante notar que el escenario D, con fuerte participación de la hidroelectricidad, presenta el costo de generación más bajo, aun cuando los niveles de inversión son elevados (ver FIGURA 3). Finalmente, notar cómo los costos de generación de los escenarios A (con subsidio) y D tienden a aproximarse en el largo plazo; por ello, estos resultados sugieren que mantener el precio del gas natural subsidiado es ineficiente en el mediano y largo plazo.



La atracción de inversión privada al sector de generación de energía eléctrica es siempre complicada, dado que los riesgos de la actividad generalmente son asumidos por el sector privado. En este sentido, las tasas de retorno al capital usuales oscilan entre 20% y 30%, ello, naturalmente, tiene un impacto importante sobre las tarifas al consumidor final. En este sentido, es necesario considerar dicho impacto (sobre las tarifas) al momento de evaluar cualquier apertura a la inversión.

La experiencia internacional analizada en este documento da cuenta que los precios de generación de energía tienden a ser desregulados, sin embargo, ello no implica la ausencia de regulación. En este sentido, una regulación que razonablemente observe y analice los precios de la energía es recomendable, naturalmente considerando atractivas tasas de retorno al capital.

Cuando se aplican tasas de retorno entre el 20% y 30% al caso Boliviano, se observan que las tarifas de generación podrían alcanzar los 0,11 y 0,12 US\$/kWh. En este sentido, si el Estado Boliviano decide regular el retorno al capital (con el afán de no incrementar demasiado los precios al consumidor final)

será necesario estimar cuidadosamente la tasa de descuento en el análisis económico, dado que es una de las variables de mayor impacto sobre las tarifas.

Finalmente, para fomentar la inversión en plantas hidroeléctricas, será necesario eliminar el subsidio al precio del gas natural en el mercado interno. De esta forma, si bien los precios al consumidor final se incrementan en el corto plazo, los beneficios (menores costos) de mediano y largo plazo son sustanciales.

ANTECEDENTES

En el mes de julio de 2012, la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), convocó la contratación de una consultoría para la realización del estudio sobre “Diagnóstico de la Generación en América Latina y El Caribe - Bolivia”. Ante dicho llamado la empresa Advanced Business Strategies Consulting Group SRL, presentó propuesta y fue seleccionada para la ejecución del contrato, el mismo que fue suscrito en fecha 10 de octubre de 2012.

Posteriormente, como resultado de la misión de presentación de la consultoría por el responsable de OLADE para el desarrollo del estudio al Gobierno Boliviano, se identificó que el Gobierno de Bolivia había estado avanzando en los aspectos requeridos por la consultoría y que por tanto era necesario incorporar ajustes, para que el producto pueda tener aportes reales a las necesidades de Bolivia en el presente momento.

En este sentido, luego de realizar reuniones de coordinación con autoridades del Gobierno de Bolivia, se realizaron modificaciones en el alcance del trabajo para enfatizar aspectos relacionados con la caracterización del modelo económico que rige la actividad de generación en Bolivia y, con fines de comparación y propuesta de mejora analizar los modelos de otros países de la región, sugiriéndose considerar Ecuador, Colombia y México.

A partir de esto se realizaron modificaciones en el alcance del servicio, para abordar los aspectos señalados precedentemente. Los cambios en el alcance se presentan en el Anexo 14 del presente documento.

Conforme con el Anexo 14 antes mencionado, se establece que uno de los productos es la presentación de un informe final con Recomendaciones sobre mejoras al modelo económico para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica de Bolivia. El presente informe corresponde a este tercer entregable de la consultoría.

El presente documento recoge además lo presentado en el primer y segundo informes por tanto en él se encuentran los resultados de todo el trabajo de la consultoría.

1. INTRODUCCIÓN

Este documento presenta una descripción de los mercados de generación de energía eléctrica de Colombia, Ecuador, México y Bolivia con el fin de crear un estudio que contribuya de forma positiva al análisis del sector de generación eléctrica boliviana. Para su desarrollo, se consideraron aspectos como la descripción del mercado eléctrico de cada país, generación por fuentes de tecnología, tarifas, leyes y subsidios.

En las últimas décadas, los mercados energéticos de Latinoamérica han sufrido procesos de reestructuración legales que buscan mejorar la regulación y garantizar óptimas condiciones para la calidad, penetración y competitividad. Se debe tomar en cuenta, que el consumo de energía eléctrica tiene una relación directa con el desempeño de la economía. Por ello, el ritmo de la economía en cada país será un factor determinante para la evolución del sector energético en los siguientes años

La generación de energía depende de diferentes factores que varían de una región a otra, tal es el caso de la disponibilidad de recursos económicamente competitivos, la volatilidad en los precios de los energéticos, la disponibilidad de los combustibles, el impacto social y la normatividad de cada país.

2. MODELOS ECONÓMICOS APLICADOS A GENERACIÓN

2.1 Bolivia

Actualmente en Bolivia la generación eléctrica está compuesta de dos fuentes, principalmente, la termoeléctrica y la hidroeléctrica. Para el año 2011, el total de

energía bruta generada fue de 6 611 942 MWh, de los cuales el 35,2% es generación hidroeléctrica y el 64,8% termoeléctrica. Ello contrasta severamente con el año 2006, cuando el primer tipo de generación representaba el 47,3% y el resto provenía de las plantas termoeléctricas. Dando cuenta que la generación termoeléctrica cada vez cobra mayor importancia en el país, siendo el precio del gas natural (muy por debajo de su oportunidad internacional) uno de los causantes de ello.

Por otra parte, la composición de la matriz energética actual tiene una fuerte participación de combustibles fósiles no renovables. De acuerdo a información publicada por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, el año 2009 el petróleo y gas natural representaron el 81,3% de la oferta energética en Bolivia, dejando un 3,51% a la hidroenergía y 15,21% a la biomasa, en este último rubro, el uso de leña como combustible para el hogar es de gran importancia. En este sentido, el uso de energía renovables y el fomento a la generación hidroeléctrica, poseen amplio espacio de crecimiento.

En el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se remuneran tres bienes o servicios: la energía, la potencia y la transmisión. Las transacciones de energía y potencia pueden realizarse en dos mercados paralelos: el mercado de contratos y el mercado spot. En el mercado de contratos el precio se pactará entre los agentes participantes, tomando siempre como referencia el precio de nodo o sus aproximaciones. En el mercado spot por otra parte, nacen 3 tipos de precios: (1) El precio spot de mercado, el cual será relevante para los consumidores no regulados que acceden directamente al mercado spot; (2) el precio de nodo, el cual está regulado y por tanto debería ser el pagado por los distribuidores; y (3) el precio de aplicación, una variante del precio de nodo que nace con la creación de los fondos de estabilización y se convierte en el precio que efectivamente paga el distribuidor.

2.1.1 El Precio Spot de Mercado

El precio spot de mercado es calculado en base al costo marginal de la energía, éste es el costo en que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar un kWh adicional de energía, a un determinado nivel de potencia. Se determina para la operación real correspondiente a un despacho económico del sistema. Tanto las unidades de generación que operan en condición de forzadas como las unidades asignadas al servicio de la Reserva Fría deben ser remuneradas a su costo variable. El costo marginal sólo puede ser determinado por una unidad térmica a gas. Los costos marginales se determinan sobre la base de la oferta de precios de gas de las empresas generadoras.

El precio de nodo es un precio de referencia calculado por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) y aprobado por la Autoridad de Electricidad (AE) semestralmente y de manera coincidente con el año hidrológico (períodos abril-octubre y noviembre-mayo de cada año). Este precio determina el valor máximo al cual el distribuidor puede transferir la electricidad al usuario final y es una referencia obligada para los contratos de suministro entre generadores y distribuidores en el mercado de contratos.

El precio de nodo es el conjunto de precios constituidos por: (a) el precio de nodo de energía, (b) precio de nodo de potencia de punta, (c) el peaje unitario atribuible a los consumos y el (d) cargo por reserva fría.

El precio de Nodo de la Energía. Para cada nodo y para cada bloque horario, es el Precio Básico de la Energía del respectivo bloque horario, multiplicado por un factor de pérdidas. El cálculo del precio básico de energía para cada bloque horario y para el valor promedio se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$PBE = \left(\sum_{i=1}^{i=52} CMCP EE_i * D_i / (1 + T)_i \right) / \left(\sum_{i=1}^{i=52} D_i / (1 + T)_i \right)$$

En donde:

CMCPEE_i = Costo marginal de corto plazo de energía esperado para un bloque determinado o para el valor promedio de la semana *i*.

D_i = Demanda de energía de la semana *i* para el bloque horario determinado

T = Es la tasa de actualización semanal equivalente a la tasa de actualización anual estipulada en la ley de electricidad

El precio nodo de la Potencia. Para cada nodo, es el precio básico de la potencia multiplicado por el factor de pérdidas de potencia correspondiente. La base de cálculo para determinar el Precio Básico de la Potencia son los costos y características de las unidades de generación a gas publicadas en la Revista Gas Turbine World para un rango de 49.5 MW – 70 MW ISO.

El peaje unitario atribuible a los consumos. El monto del peaje atribuible a los consumos se calculará como la diferencia entre el valor del peaje total y el monto del peaje atribuible a los generadores. Para cada nodo del STI donde se conectan los consumos, el peaje unitario atribuible a los consumos será incluido en el precio de nodo de potencia correspondiente.

El cargo por reserva fría. La reserva fría del sistema se determina considerando la siguiente expresión:

$$RFs = RTS - (CE-PF)$$

En donde:

RFs = Reserva Fría del Sistema

PF = Potencia Firme del sistema

RTS = Reserva Total del Sistema (17.5% de la capacidad de las unidades asignadas con potencia firme)

CE = Capacidad efectiva de las unidades asignadas con potencia firme.

El precio de la Reserva Fría es del 50% del Precio Básico de la Potencia. Por lo tanto, la variación de los precios por reserva fría también está asociada a la variación del Precio Básico de la Potencia, a la oferta de generación (MW), al crecimiento de la demanda del MEM y a la seguridad de áreas.

2.1.2 El Precio de Nodo de Aplicación

Las variaciones en los precios de nodo presentaron modificaciones significativas e inestabilidad en los precios que los distribuidores en el SIN aplican a los consumidores regulados. Por este motivo, la autoridad de fiscalización decidió adoptar medidas para estabilizar los precios de electricidad, estableciendo valores máximos (3%) para las variaciones de los precios promedio de los distribuidores por efecto de las variaciones de precios del MEM.

La AE, para cada nodo en el MEM determina los factores de estabilización que deben ser aplicados a los precios de nodo vigentes para obtener los precios de energía y potencia de aplicación que serán utilizados para establecer las tarifas de distribución que cumplan con la restricción del 3% anteriormente nombrada.

En este sentido, se dispuso la creación de Fondos de Estabilización del MEM como cuentas individuales para cada agente generador y para cada agente distribuidor del SIN, en los que se incluyen los montos mensuales correspondientes a las diferencias entre los valores por venta de energía y potencia en el mercado spot del MEM y los determinados con los precios de nodo de aplicación.

2.1.3 El Decreto Supremo 26037

Este decreto supremo es sustantivo para la fijación de los precios de generación, dado que estableció precios para el gas natural que se utiliza en la generación termoeléctrica, en un contexto de precios distinto al actual, el texto es el siguiente:

"Artículo 1°. (Exclusión).- A partir del 1° de Enero del año 2001 se excluye a la actividad de generación termoeléctrica a gas natural del alcance de la metodología de cálculo establecida en el inciso b) del artículo 41 del Reglamento de Comercialización de Gas de la Ley de Hidrocarburos."

"Artículo 2°. (Fijación del precio máximo).- Hasta que se apruebe una metodología de cálculo que refleje el costo de oportunidad del uso de gas natural para la generación termoeléctrica a gas natural, transitoriamente a partir del 1° de enero del año 2001, se fija como precio máximo del gas natural para esta actividad 1,30 dólares estadounidenses por millar de pies cúbicos."

2.1.4 Decreto Supremo 27302

Desde enero de 2002 la superintendencia de electricidad, estableció un mecanismo de estabilización de tarifas de electricidad a usuarios finales conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN), con el objetivo de reducir el impacto de las variaciones en los precios en el mercado eléctrico mayorista en la tarifa final a los consumidores (Resolución SSDE N°014/2002) .

Mediante DS N° 27.302 de 23 de diciembre de 2003, se cierran los Fondos de Financiamiento y se consolida un solo fondo de estabilización del MEM con cuentas individuales para cada agente generador y para cada agente distribuidor del SIN.

En estas cuentas se incluyen los montos mensuales correspondientes a las diferencias entre los valores por venta de energía y potencia en el mercado spot del MEM y los determinados con los precios de aplicación en el MEM. Los saldos de las cuentas de los distribuidores en el Fondo son informados a la AE, la cual verifica los montos y emite un informe semestral con cada saldo.

En este contexto, de amplias barreas a la entrada para nuevas energías, el Ministerio de Hidrocarburos y Energía preparó un proyecto de Ley de Electricidad que intenta modificar esta coyuntura. En este sentido, se considera que la remuneración a la generación de energía eléctrica es parte sustantiva de la reforma que se desea aplicar, propone la siguiente redacción en este tema:

"Artículo 87. (REMUNERACIÓN DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD).

I. El MHE definirá la remuneración de la actividad de generación de la electricidad considerando el tipo de fuente de energía primaria, tecnología, costos de inversión, costos de operación y mantenimiento, costos de administración, la retribución al operador, costos financieros (cuando corresponda) y otros, que estarán definidos por reglamento específico, de manera diferenciada.

II. La remuneración para la generación a partir de fuentes de energías renovables será fijada de manera diferenciada por fuente y por central.

III. La remuneración para la generación termoeléctrica será determinada por cada unidad generadora según su capacidad garantizada (costo fijo). Adicionalmente, se reconocerán los costos variables, por unidad generadora.

IV. Las remuneración será actualizada por el MHE periódicamente considerando referencias del precio de tecnología, los precios nacionales para insumos y materiales y otras consideraciones pertinentes,

establecidas en reglamentos específico, en el marco de los objetivos de las políticas socio económicas del país."

De esta manera, queda claro que, de aprobarse esta norma, la remuneración a la generación eléctrica tendrá distintas tarifas, de acuerdo a la fuente de energía primaria utilizada.

2.2 Colombia

Actualmente Colombia convirtió a la generación¹ en una actividad que se desarrolla de forma única o combinada con otras actividades del sector. Esto se debe a que las empresas creadas con posterioridad a la promulgación de la Ley 143 de 1994², sólo pueden realizar una de las actividades de la cadena productiva.

En el año 2011, “la capacidad efectiva total de generación (MW) del SIN fue de 14 419 MW y la generación de energía eléctrica fue de 58,6 TWh.”³ Colombia, ha conformado una oferta por tipo de recurso aprovechado, especificada principalmente por el uso de Centrales Hidroeléctricas, Centrales Térmicas (gas y carbón), Plantas menores (Hidroeléctrica, Térmica y Eólica) y Cogeneradores.

Las centrales hidroeléctricas siempre han tenido una participación más significativa, en cambio, las centrales térmicas solo tienen mayor relevancia cuando las costas occidentales se ven afectadas por sequías (fenómenos del niño), como ocurrió durante el periodo 2009-2010. La capacidad hidráulica actual representa el 63,7% del total de la capacidad efectiva neta del SIN, la térmica el 31,6% y las plantas menores y cogeneradores el 4,8%.

¹ Generación: Producción de energía eléctrica mediante una planta conectada al SIN (Sistema Interconectado Nacional)

² Ley 143 de 1994: A diferencia de otros servicios públicos Domiciliarios, el sector de energía eléctrica fue reglamentado de forma específica por una Ley complementaria a la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios.

³ “Modelos de mercado, regulación económica y tarifas del sector eléctrico en América Latina y el Caribe – Colombia”

En el Mercado Mayorista se trata información entre los generadores y comercializadores de crecidos bloques de energía eléctrica, en este mercado se negocia una bolsa de energía y un mercado de contratos, con precios establecidos, bajo las siguientes características; 1) Bolsa de energía, es a corto plazo y los recursos de sus transacciones son recaudados y distribuidos por ASIC⁴, donde los generadores y comercializadores del mercado mayorista establecen actos de intercambio entre la oferta y demanda de energía, hora a hora y; 2) El Mercado de Contratos es de carácter financiero y corresponde ser inspeccionado ante la ASIC, por tanto la entrega física la realiza el mercado spot.

2.2.1 Regulación Tarifaria

2.2.1.1 Componente de Generación

El precio de compra de energía por parte del comercializador, simboliza el costo de producción de energía independientemente del lugar donde ésta sea generada. Se realiza a través del mercado spot o de contratos bilaterales. Para la determinación del precio de la energía que puede aplicar el comercializador a los consumos de los usuarios, la CREG ha previsto tres fases:

- **Primera Fase:** Sin aplicación del MOR (Mercado Organizado Regulado).
- **Segunda Fase:** Aplicación del MOR y contratos bilaterales vigentes con destino al mercado regulado.
- **Tercera Fase:** Aplicación del MOR.

Estas fases dependen del MOR, el cual es una propuesta regulatoria de la CREG, cuya meta es la creación de un mercado organizado y centralizado de contratos de energía para cubrir las demandas reguladas y no reguladas, estas compras harían parte de las transacciones de la Bolsa de Energía (mercado

⁴ ASIC: Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales

spot). La última versión de esta propuesta fue mediante la Resolución CREG 090 en el año 2011.

Primera Fase:

A continuación se presenta la primera Fase, la cual se aplica actualmente:

$$G_{m,i,j} = Q_{c_{m-1,i}} * (\alpha_{i,j} * P_{c_{m-1,i}} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{c_{m-1}}) + (1 - Q_{c_{m-1,i}}) * P_{b_{m-1,i}} + A_{j_{m,i}}$$

$$Q_{c_{m-1,i}} = \text{Min} \left[1, \frac{C_{c_{m-1,i}}}{DCR_{i,m-1}} \right]$$

En donde:

- m = Mes en que se va a aplicar la tarifa.
- i = Comercializador minorista i.
- j = Mercado de comercialización j.
- DCR_{i,m-1} = Demanda Comercial Regulada del Comercializador Minorista i en el mes m-1.
- Q_{cm-1,i} = Representan la proporción de las cantidades contratadas (para atender el mercado regulado) por el comercializador que atiende al usuario, este valor no puede ser mayor a 1 para efectos de determinación del G.
- (1-Q_c) = Representa las cantidades no contratadas o compradas en bolsa.
- C_{cm-1,i} = energía comprada mediante contratos bilaterales por el comercializador Minorista i con destino al mercado regulado en el mes m-1.

- $P_{cm-1,i}$ = Costo promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de las compras propias del Comercializador Minorista i mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado, liquidados en el mes $m-1$.
- M_{cm-1} = Costo Promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista en el mes $m-1$ con destino al mercado regulado.
- $A_{i,j}$ = Ponderador de las compras propias y del mercado mediante contratos destinados al mercado regulado. (el α es un elemento heredado de la fórmula tarifaria anterior, era un elemento dinámico, pero en la Resolución CREG 119 de 2007, se estableció como un valor fijo correspondiente al valor vigente a enero de 2007).
- $P_{bm-1,i}$ = Precio de bolsa al cual compró el comercializador en la bolsa (no se diferencia si es para el mercado regulado o no regulado).
- AJ = Factor de ajuste que se aplica al precio máximo de compra de energía, expresado en \$/kWh. El cual busca mantener las variaciones de precio en un rango que no supere el 30% con respecto a un valor de referencia, determinado por los demás elementos del Q diferentes al AJ , en el periodo anterior. Este factor se calcula así:

$$AJ_m = \min \left[(Máx_m - CR_m), \frac{AD_m}{VR_{m-1}} \right]$$

$$Máx_m = REF_m * 1,3$$

$$AD_m = [AD_{m-1} + (CR_{m-1} - G_{m-1}) * VR_{m-1}] * (1 + i)$$

$$REF_m = Q_{C_{m-1,i}} * (\alpha_{i,j} * P_{C_{m-1,i}} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{C_{m-1}}) + (1 - Q_{C_{m-1,i}}) * M_{C_{m-1}}$$

$$CR_m = Q_{C_{m-1,i}} * (\alpha_{i,j} * P_{C_{m-1,i}} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{C_{m-1}}) + (1 - Q_{C_{m-1,i}}) * P_{b_{m-1,i}}$$

En donde:

- m = Mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.
- A_{Jm} = Factor de ajuste que se aplica al costo máximo de compra de energía expresado en \$/kWh del Comercializador i para el mes m.
- VR_m = Ventas de energía al Mercado Regulado para el mes m del Comercializador i, expresado en kWh.
- AD_m = Saldo acumulado de las diferencias entre el Costo Reconocido CR_{m,i} y el valor trasladado en la tarifa G_{m,i} del Comercializador i, expresado en \$.
- i = Tasa de interés nominal mensual que se le reconoce al Comercializador Minorista por los saldos acumulados en la variable AD. Este valor es el promedio de la tasa de créditos de tesorería reportada por los establecimientos bancarios a la Superintendencia Financiera para el último mes disponible.
- MAX_m = Valor Máximo a trasladar, expresado en \$/kWh, en el mes m, por el comercializador i.

- REF_m = Valor de Referencia, expresado en \$/kWh, que aplicará el Comercializador *i*, en el mes *m*.
- CR_m = Costo reconocido de compra de energía (\$/kWh) para el mes *m* del comercializador *i*. Este valor equivale al valor del componente *G_m* descontado la variable *AJ_m*.

Como se puede observar el componente *G* es bastante dinámico, puesto que muchos de los factores que lo determinan son dinámicos, entre otros eventos que pueden hacer variar a *G* están: La terminación de un contrato, la entrada de un nuevo contrato, el precio de bolsa, el precio promedio de los contratos del mercado con destino al mercado regulado.

Cuando se implementa el MOR, se prevé dos etapas, una primera con los contratos bilaterales (Segunda Fase) y una etapa final en la que no hay contratos bilaterales (Tercera Fase).

Segunda Fase:

Las fórmulas a aplicar, previstas en la Resolución CREG 119 de 2007, para estas etapas estarían dadas por las siguientes ecuaciones:

$$G_{m,i,j} = Q_{C_{m-1,i}} * (\alpha_{i,j} * P_{C_{m-1,i}} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{C_{m-1,i}}) + Q_{MOR_{m-1,i}} * P_{MOR_{m-1,i}} + Q_{b_{m-1,i}} * P_{b_{m-1,i}} + AJ_{m,i}$$

$$Q_{C_{m-1,i}} + Q_{MOR_{m-1,i}} + Q_{b_{m-1,i}} = 1$$

$$Q_{C_{m-1,i}} = \left[\frac{C_{C_{m-1,i}}}{DCR_{m-1,i}} \right] \quad Q_{MOR_{m-1,i}} = \left[\frac{C_{MOR_{m-1,i}}}{DCR_{m-1,i}} \right]$$

Siendo los *Q*'s (*Q_{C_{m-1,i}}*, *Q_{MOR_{m-1,i}}* y *Q_{b_{m-1,i}}*) las diferentes proporciones, con respecto a la demanda comercial del agente, de las compras en cada mercado: contratos, MOR o Bolsa, en el periodo anterior al de fijación del *G*.

El precio MOR ($PMOR_{m-1}$) corresponde a un promedio ponderado por cantidades de los diferentes precios de las cantidades compradas en este mercado para el periodo anterior al de fijación del precio del G.

Para calcular el AJ se sigue el mismo procedimiento establecido anteriormente, con la diferencia de que en el precio de referencia (REF_m), las cantidades compradas en bolsa se valoran con precio MOR ($PMOR_m$) y el Costo Reconocido de compra de energía (CR_m) se establece con la componente G del periodo anterior sin incluir el AJ, como se indica a continuación:

$$REF_m = Q_{C_{m-1,i}} * (\alpha_{i,j} * P_{C_{m-1,i}} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{C_{m-1}}) + Q_{MOR_{m-1,i}} * P_{MOR_{m-1}} + Q_{b_{m-1,i}} * P_{b_{m-1,i}}$$

$$CR_m = Q_{C_{m-1,i}} * (\alpha_{i,j} * P_{C_{m-1,i}} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{C_{m-1}}) + Q_{MOR_{m-1,i}} * P_{MOR_{m-1}} + Q_{b_{m-1,i}} * P_{b_{m-1,i}}$$

Tercera Fase:

En la última etapa, en la cual no existen contratos bilaterales la fórmula para establecer el precio de G estaría dada por:

$$G_{m,i} = Q_{MOR_{m-1,i}} * P_{MOR_{m-1,i}} + Q_{b_{m-1,i}} * P_{b_{m-1,i}} + AJ_{m,i}$$

$$Q_{MOR_{m-1,i}} + Q_{b_{m-1,i}} = 1$$

En esta etapa para el cálculo del AJ, el Precio de Referencia (REF_m) corresponde al precio MOR ($PMOR_m$), y el Costo Reconocido de compra de energía (CR_m) corresponde al G del periodo anterior sin incluir en AJ como se indica a continuación:

$$REF_m = P_{MOR_m}$$

$$CR_m = Q_{MOR_{m-1,i}} * P_{MOR_{m-1,i}} + Q_{b_{m-1,i}} * P_{b_{m-1,i}}$$

2.2.2 Subsidios y Contribuciones

Dentro del esquema del servicio de energía eléctrica, existen subsidios y contribuciones. El subsidio es la diferencia entre lo que se va a pagar por el servicio y el costo de éste, el sistema ha estratificado a los subsidios por estratos: Estrato 1 con 60% de subsidio, Estrato 2 con 50% y el Estrato 3 con 15% del costo unitario de la prestación del servicio. Cuando el costo del subsidio es mayor al pago que se recibe, este se refleja como el descuento en el valor de la factura a los usuarios de menores ingresos. Y los usuarios de los estratos 5, 6 y sector comercial contribuyen un 20% sobre el Costo Unitario de Prestación del Servicio.⁵

Los porcentajes de subsidios y contribuciones que contienen las tarifas finales, no dependen de la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) sino que son fijados por el Congreso a través de leyes (artículo 116 de la Ley 812 de 2003; Artículo 3 de la Ley 1117 de 2006; artículo 1 de la Ley 1428 de 2010). La tarifa, es entonces, el cobro que se le hace al usuario dependiendo de su estrato o caracterización socioeconómica (industrial o comercial).

Según las Memorias al Congreso de la República 2011-2012 del Ministerio de Minas y Energía, el año 2011 se entregó \$ 959 861 millones de pesos a través del Presupuesto General de la Nación y se otorgaron \$ 1 877 890 millones de pesos en subsidios. Asimismo, se aprecia que el promedio de usuarios beneficiados del Estrato 1 fueron: 2 853 422, Estrato 2: 4 179 825 y del Estrato 3: 2 366 951, obteniendo un total de usuarios beneficiarios de 9 400 198,6.

⁵ Modelos de mercado, regulación económica y tarifas del sector eléctrico en América Latina y el Caribe – Colombia – Documento 3: Subsidios y Fondos del Sector Eléctrico

⁶ Modelos de mercado, regulación económica y tarifas del sector eléctrico en América Latina y el Caribe – Colombia – Documento 3: Subsidios y Fondos del Sector Eléctrico

Los subsidios han ido creciendo en mayor porcentaje respecto a las contribuciones y a los aportes del Presupuesto General de la Nación, PGN. El 2012 los subsidio otorgados para los Estratos 1 y 2 constituyeron el 46% respectivamente y el Estrato 3 el 8%. Se debe tomar en cuenta que el incremento de cobertura del servicio de energía eléctrica que experimentó Colombia en los últimos años, ha sido posible en gran parte por la presencia de estos subsidios que han logrado beneficiar a los sectores más pobres.

En 2012, las contribuciones han sufrido una disminución importante del 74% respecto al año anterior en el sector industrial, esto se debe a la implementación de la Ley 1430 de 2010 en la cual se estableció el desmonte de la contribución para los usuarios industriales a partir del año 2012, porque para el sector industrial la contribución se ha convertido en una carga significativa sobre la tarifa final. La contribución es un factor que le disminuye la competitividad al sector industrial; con los consecuentes impactos negativos para el crecimiento económico y posiblemente generación de empleo.

2.2.3 Constitución Política de Colombia de 1991

Los siguientes son algunos de los principios constitucionales que soportan el desarrollo legal e institucional del sector de energía en Colombia:

- El estado considera que los Servicios Públicos Domiciliarios - SPD son indispensables para que los ciudadanos tengan un nivel de calidad de vida adecuado.
- Por tanto el Estado se subroga la intervención en la prestación de estos servicios a través de la función de regulación y la vigilancia y control.
- Los agentes que desarrollen su actividad económica en la prestación de SPD la desarrollan bajo el principio de libre competencia y no abuso de la posición dominante.

2.2.4 Ley 142 de 1994

Esta Ley, denominada la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, cubija los servicios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, distribución de gas combustible, telefonía fija pública básica conmutada y la telefonía local móvil en el sector rural.

Establece de forma explícita y taxativa los criterios que deben acoger las Comisiones de Regulación para establecer las fórmulas tarifarias que deben aplicar los prestadores del servicio a los consumos de los usuarios, igualmente define el alcance de tales criterios. A continuación se presentan tales principios y su alcance:

“Artículo 87. Criterios para definir el régimen tarifario. El régimen tarifario estará orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia.

87.1. Por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no solo los costos sino los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo; y que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia. En el caso de servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, las tarifas deben reflejar siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda por éste.

87.2. Por neutralidad se entiende que cada consumidor tendrá el derecho a tener el mismo tratamiento tarifario que cualquier otro si las características de los costos que ocasiona a las empresas de servicios públicos son iguales. El

ejercicio de este derecho no debe impedir que las empresas de servicios públicos ofrezcan opciones tarifarias y que el consumidor escoja la que convenga a sus necesidades.

87.3. Por solidaridad y redistribución se entiende que al poner en práctica el régimen tarifario se adoptarán medidas para asignar recursos a "fondos de solidaridad y redistribución", para que los usuarios de los estratos altos y los usuarios comerciales e industriales, ayuden a los usuarios de estratos bajos a pagar las tarifas de los servicios que cubran sus necesidades básicas.

87.4. Por suficiencia financiera se entiende que las fórmulas de tarifas garantizarán la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitirán remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; y permitirán utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus usuarios.

87.5. Por simplicidad se entiende que las fórmulas de tarifas se elaborarán en tal forma que se facilite su comprensión, aplicación y control.

87.6. Por transparencia se entiende que el régimen tarifario será explícito y completamente público para todas las partes involucradas en el servicio, y para los usuarios.

87.7. Los criterios de eficiencia y suficiencia financiera tendrán prioridad en la definición del régimen tarifario. Si llegare a existir contradicción entre el criterio de eficiencia y el de suficiencia financiera, deberá tomarse en cuenta que, para una empresa eficiente, las tarifas económicamente eficientes se definirán tomando en cuenta la suficiencia financiera.

87.8. Toda tarifa tendrá un carácter integral, en el sentido de que supondrá una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras. Un cambio en estas características se considerará como un cambio en la tarifa.

87.9. Cuando las entidades públicas aporten bienes o derechos a las empresas de servicios públicos, podrán hacerlo con la condición de que su valor no se incluya en el cálculo de las tarifas que hayan de cobrarse a los usuarios de los estratos que pueden recibir subsidios, de acuerdo con la ley. Pero en el presupuesto de la entidad que autorice el aporte figurarán el valor de éste y, como un menor valor del bien o derecho respectivo, el monto del subsidio implícito en la prohibición de obtener los rendimientos que normalmente habría producido.

Parágrafo 1o. Cuando se celebren contratos mediante invitación pública para que empresas privadas hagan la financiación, operación y mantenimiento de los servicios públicos domiciliarios de que trata esta Ley, la tarifa podrá ser un elemento que se incluya como base para otorgar dichos contratos. Las fórmulas tarifarias, su composición por segmentos, su modificación e indexación que ofrezca el oferente deberán atenerse en un todo a los criterios establecidos en los artículos 86, 87, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95 y 96, de esta Ley. Tanto éstas como aquellas deberán ser parte integral del contrato y la Comisión podrá modificarlas cuando se encuentren abusos de posición dominante, violación al principio de neutralidad, abuso con los usuarios del sistema. Intervendrá asimismo, cuando se presenten las prohibiciones estipuladas en el artículo 98 de esta Ley. Con todas las tarifas y las fórmulas tarifarias podrán ser revisadas por la comisión reguladora respectiva cada cinco (5) años y cuando esta Ley así lo disponga.

Parágrafo 2o. Para circunstancias o regímenes distintos a los establecidos en el parágrafo anterior, podrán existir metodologías tarifarias definidas por las

comisiones respectivas. Para tal efecto, se tomarán en cuenta todas las disposiciones relativas a la materia que contiene esta Ley.

Artículo 88. Regulación y libertad de tarifas. Al fijar sus tarifas, las empresas de servicios públicos se someterán al régimen de regulación, el cual podrá incluir las modalidades de libertad regulada y libertad vigilada, o un régimen de libertad, de acuerdo a las siguientes reglas:

88.1. Las empresas deberán ceñirse a las fórmulas que defina periódicamente la respectiva comisión para fijar sus tarifas, salvo en los casos excepcionales que se enumeran adelante. De acuerdo con los estudios de costos, la comisión reguladora podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas; igualmente, podrá definir las metodologías para determinación de tarifas si conviene en aplicar el régimen de libertad regulada o vigilada.

88.2. Las empresas tendrán libertad para fijar tarifas cuando no tengan una posición dominante en su mercado, según análisis que hará la comisión respectiva, con base en los criterios y definiciones de esta Ley.

88.3. Las empresas tendrán libertad para fijar tarifas, cuando exista competencia entre proveedores. Corresponde a las comisiones de regulación, periódicamente, determinar cuándo se dan estas condiciones, con base en los criterios y definiciones de esta Ley.

2.2.5 Ley 143 de 1994

A diferencia de otros servicios públicos Domiciliarios, el sector de energía eléctrica fue reglamentado de forma específica por una Ley complementaria a la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios. La ley 143 detalla los siguientes aspectos:

- Especifica las funciones del Ministerio de Minas y Energía como entidad rectora de la política energética del País.
- Establece la función de la planeación del sector y ratifica la responsabilidad de la UPME frente al tema.
- Especifica las funciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, su estructura, su estructura presupuestal y financiera.
- Establece los mecanismos básicos de transacción de energía entre agentes.
- Define la actividad de interconexión como una actividad que debe estar separada de las demás actividades de la cadena productiva de la electricidad (generación, transporte, distribución y comercialización).

En materia tarifaria, el artículo 42 establece: *"las transacciones de electricidad entre empresas generadoras, entre distribuidoras, entre aquéllas y éstas y entre todas ellas y las empresas dedicadas a la comercialización de electricidad y los usuarios no regulados, son libres y serán remuneradas mediante los precios que acuerden las partes. Se incluyen en este régimen las transacciones que se realicen a través de interconexiones internacionales."*

2.2.6 Ley 1340 de 2009

Centralizó en la Superintendencia de Industria y Comercio – SIC la función de vigilancia y control de la competencia.

2.3 Ecuador

El 1 de octubre de 1996, el sector eléctrico ecuatoriano creó la Ley del Sector Eléctrico que buscó cambiar el rol del Estado y la forma de manejo del sector. En ésta se menciona que el Estado es quien debe satisfacer las necesidades de energía eléctrica de sus habitantes. Mientras que CONELEC será el único organismo que pueda concesionar o delegar las etapas de generación del sector eléctrico. Se debe tomar en cuenta, que Ecuador sufrió a lo largo de los años

cortes en el suministro eléctrico y racionamiento en las distintas zonas del país. Esto se debió a que la generación eléctrica es sensible a los valores que registren sus caudales afluentes y a que no se invirtió lo suficiente en temas de generación.

Actualmente la energía, se ha convertido en un sector estratégico para el gobierno ecuatoriano, y así lo demuestran los diferentes planes y programas que se han puesto en marcha. Es el Estado, a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable⁷, el actor principal del sector, se encarga de la planificación, control y desarrollo del sector, asimismo, se estableció un sistema permanente de planificación energética, el cual comenzó a implementar las “Políticas y Estrategias para el Cambio de la Matriz Energética del Ecuador”⁸. El propósito de un cambio en la matriz energética es aumentar de forma proporcional la generación de energía hidráulica, se plantea el objetivo del 93% de hidroelectricidad para el año 2016, eliminando el uso de combustibles fósiles. Proponiendo como objetivo, que Ecuador se convertirá en un país con una matriz energética más limpia.

El sistema energético ecuatoriano es un sistema basado en fuentes de energías renovables (hidráulicas, eólicas y solares) y no renovables (térmicas). El año 2012, el peso de cada fuente energética fue de un 54 % en energías renovables y 46 % en las no renovables. Si se analiza la producción de energía eléctrica, se tiene una capacidad efectiva de generación hidráulica de 64,3%, 33,8% corresponden a la generación térmica, 1,2% a la importación y 0,7% a otras fuentes.⁹

2.3.1 Regulación Tarifaria

⁷ MEER: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

⁸ Visión Sector Eléctrico Ecuatoriano Beneficios Proyecto Mazar; Esteban Albornoz Vintimilla - Cuenca, 09 De Octubre 2012 (MEER)

⁹ Visión Sector Eléctrico Ecuatoriano Beneficios Proyecto Mazar (MEER)

Para el estado ecuatoriano es una tarea bastante difícil la fijación de precios justos en el mercado regulado, generándose una problemática, más aún cuando se busca eliminar con ello una transferencia directa o imponer un precio máximo (precio arbitrario o precio moral). El estado establece precios máximos por lo que la demanda aumenta sin incrementarse la oferta, es decir, se crea escasez de dicho bien, en este caso a la electricidad.

En muchas ocasiones, se reduce el precio final del bien y los costos también se ven obligados a reducirse, lo que implica peor calidad de servicio, se producen cortes de energía, cambios en el flujo de energía eléctrica (bajadas de tensión) etc. Estos cortes pueden ser no perjudiciales para las actividades productivas a simple vista, pero pueden provocar daños en muchas máquinas y computadores, generando pérdidas a corto plazo para el sector empresarial.

Dentro el cálculo de la tarifa de generación eléctrica, ésta es reajustada de forma mensual ya que tiene un efecto directo sobre la tarifa del consumidor final, para lo cual se usa una formula polinómica. Asimismo, el encargado de realizar el cálculo Promedio del Componente de Energía de los Costos Referenciales de Generación es el CENACE.¹⁰ La forma de calcular el C_{mgm} ¹¹ puede representarse como:

$$C_{mg} = \frac{C_{ms_4} + C_{ms_5} + C_{ms_6} + C_{m_{ll_1}} + C_{m_{ll_2}} + \dots + C_{m_{ll_6}} + C_{ms_1}}{10}$$

En donde:

C_{mg} = Promedio de la componente de energía de los Costos Referenciales de Generación, actualizado al mes "m".

¹⁰ CENACE: Centro Nacional de Control de Energía

¹¹ Al 31 de Diciembre de 1998 se conformará la siguiente fórmula que estará constituida por 10 sumandos en el numerador y un valor en el denominador.

Cms_i = Promedio Mensual de la Componente de Energía del Costo Referencial de Generación para el mes "i" de estación seca, aplicable a los meses comprendidos entre Octubre a Marzo. Sin embargo, para la aplicación del Pliego Tarifario para el período comprendido entre el 1º. de Enero de 1999 y el 30 de octubre de 1999, se considerarán para el cálculo únicamente los meses de Enero, Febrero, Marzo y Octubre de 1999, cuyos promedios mensuales de la componente de energía del costo referencial de generación son: Cms_4 , Cms_5 , Cms_6 y Cms_1 , respectivamente.

Cm^{ll_i} = Promedio Mensual de la Componente de Energía del Costo Referencial de Generación para el mes "i" de estación lluviosa, aplicable a los meses comprendidos entre Abril y Septiembre, cuyos promedios mensuales de la componente de energía del costo referencial de generación son Cm^{ll_1} , Cm^{ll_2} , Cm^{ll_3} , Cm^{ll_4} , Cm^{ll_5} y Cm^{ll_6} , respectivamente.

El Cm_{gm} que se utiliza en la formula, es el que el CENACE determina como el promedio real de los costos marginales de cada mes y con este reemplaza el valor el Cms_i o Cm^{ll_i} . Esta fórmula, será igual al componente de energía del costo referencial de generación para el 31 de diciembre.¹²

2.3.2 Subsidios

Existen varios subsidios en el sector de generación de energía eléctrica del Ecuador, el primero de ellos es el "déficit tarifario"¹³, que es ocasionado por la diferencia entre los costos de generación y la Tarifa Única a nivel nacional. La

¹² OLADE: Organización Latinoamericana de Energía

¹³ Mandato No. 15 de la Asamblea Nacional Constituyente

Tarifa única es fijada por el CONELEC y el Ministerio de Finanzas Publicas es quien se preocupa de pagar el déficit de forma mensual, asimismo, realiza todos los ajustes que considere pertinentes.

El déficit tarifario tiene un comportamiento aleatorio, varía de mes a mes. El costo por generación aumenta en épocas de verano e invierno, ya que según cifras de CONELEC el año 2009 registro que la época de más alto consumo de energía eléctrica fue entre septiembre y diciembre de ese año.

La Operación de Sistemas Aislados, es el segundo subsidio aplicado, este actúa de forma aislada al Sistema Interconectado Nacional (SIN), generando energía termoeléctrica. Este tipo de sistema opera con costos muy altos, los cuales se trata de cubrir con la diferencia entre el costo real de generación y el costo medio de generación.¹⁴

El último problema, es el subsidio al combustible¹⁵, debido a que las termoeléctricas usan petróleo subsidiado y diesel importado para su funcionamiento. Este punto es una de las razones por las que Ecuador opto por un cambio de matriz Energética, ya que apunta a una generación de energía eléctrica en base a hidroeléctricas, las cuales eliminarían el uso de combustibles y forjarían una energía más limpia.

Los costos de los subsidios, le implican al Estado una alta carga ya que el sistema de generación no está siendo del todo eficiente. El costo real de generación se halla compuesto por la reposición, operación, mantenimiento, combustibles y administración. Con el fin de disminuir los subsidios se elaboró un “Plan Integral de Estabilización y Mejoramiento del Sector Eléctrico”, con el

¹⁴ Ministerio Coordinador de la Producción, Empleo y Competitividad. Informe final del estudio: Los Subsidios Energéticos en el Ecuador - Septiembre 2010

¹⁵ Decreto Ejecutivo No. 338, publicado en el Registro Oficial No. 73 del 02 de agosto de 2005

que se desea llegar a una estabilidad financiera para el sector eléctrico mediante la disminución de pérdidas de energía en las plantas de Generación, reducir costos de operación y aumentar la recaudación.

2.3.3 Art. 8.- Precio Referencial de Generación

El precio referencial de generación cuatrienal será calculado por el Consejo Nacional de Control de Energía, CENACE, y sometido a consideración y aprobación del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, considerando los siguientes componentes:

a) *Componente de Energía.- Corresponde al promedio ponderado de los costos marginales de generación de corto plazo, para un período de simulación de cuatro años del despacho de carga de mínimo costo, proveniente de la planificación operativa del sistema de generación elaborado por el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, con el objeto de mitigar las variaciones que pueden experimentar los costos, tanto diaria como estacionalmente. Para efecto de este cálculo, el CONELEC preparará y entregará al CENACE las hipótesis referentes al equipamiento previsto que opere en ese período.*

Se obtendrán seis valores promedio para períodos horario - estacionales. Se considerarán dos estaciones al año: estación lluviosa y estación seca. Los valores correspondientes a la estación lluviosa se aplicarán a los consumos de los meses de abril a septiembre y los correspondientes a la estación seca se aplicarán a los consumos de octubre a marzo. En cada una de estas estaciones se considerarán los siguientes períodos horarios:

- 1) De punta: Desde las 17h00 hasta las 22h00 de lunes a domingo,*
- 2) De demanda media: Desde las 07h00 hasta las 17h00 de lunes a viernes;*
y,
- 3) De base: Las restantes horas de la semana.*

Para los días festivos nacionales se considerarán horas de punta y base similares a las del día domingo.

Este componente será calculado incluyendo el costo de las restricciones que impidan la ejecución de un despacho a mínimo costo, para mantener condiciones operativas apropiadas; o, aquéllas aprobadas por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, respecto de la generación requerida para superar deficiencias en los sistemas de transmisión y distribución.

- b) Componente de Capacidad.- Corresponderá a la anualidad de las inversiones consideradas a la Tasa de Descuento y para una vida útil aprobadas por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, para poner en funcionamiento un equipamiento marginal de mínimo costo, para cubrir la demanda máxima del sistema, a la que se agregarán los costos fijos de operación y mantenimiento correspondientes.*

El Consejo Nacional de Control de Energía, CENACE, entregará al Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, los resultados de estos cálculos, anualmente, hasta el último día laborable del mes de mayo, junto con las observaciones que considerara pertinentes.

En el caso de sistemas eléctricos no incorporados, el precio referencial de generación será calculado por el concesionario y sometido a la aprobación del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

2.3.4 Mandato No. 15, Art. 2

Artículo 2.- *El Ministerio de Finanzas, cubrirá mensualmente las diferencias entre los costos de generación, distribución, transmisión y la tarifa única fijada para el consumidor final determinada por el CONELEC; para tal efecto, el Ministerio de Finanzas deberá realizar todos los ajustes presupuestarios pertinentes que permitan cumplir con este Mandato.*

En caso de incumplimiento de las obligaciones previstas en el presente Mandato, por parte del Ministerio de Finanzas, será causal de pleno derecho para solicitar la destitución del titular de esta Cartera de Estado.

Las Empresas Eléctricas de Distribución que a la fecha de expedición de este mandato tengan una tarifa inferior a la tarifa única, mantendrán dicho valor.

2.3.5 Regulaciones emitidas por el CONELEC, para aplicar este Mandato No. 15:

Regulación No. 006/008:

En su numeral 9 dispone que la diferencia entre el valor de la tarifa única aprobada a nivel nacional y el valor de los costos propios de cada distribuidora sea valorada por el CONELEC para fines de establecer el valor de la compensación que el Ministerio de Finanzas debe cancelar. Igualmente se dispone que, en este cálculo, el CONELEC incluya todos los subsidios o compensaciones que el Estado haya otorgado a través de la propia normativa eléctrica o de otra Leyes, Decretos Ejecutivos, Acuerdos Ministeriales y Mandatos Constituyentes.

Regulación No. 013/08:

Complementa la regulación anterior incluyendo la compensación del déficit operacional de los sistemas de generación aislados. Además, ratifica la compensación que el Ministerio de Finanzas deberá pagar por los subsidios que el estado haya establecido y establece la liquidación que debe realizar el CENACE sobre las transacciones realizadas a partir de la aprobación de la regulación 006 /008.

Declaración De Costos Variables De Producción - Regulación No. CONELEC 003/03

Considerando:

Que, el artículo 8 literal b) del Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado, establece que el CENACE calculará el

despacho económico horario para lo cual considerará, entre otros aspectos, los costos variables de las unidades de generación.

Que, el artículo 14 del Reglamento antes citado, establece la obligación por parte de los generadores de proporcionar en forma veraz y oportuna la información que el CENACE les solicite para efectuar la planificación operativa, el despacho central y la operación integrada del Sistema Eléctrico.

Que, el artículo 13 literal a) del Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista establece que el costo de generación, en operación normal, estará determinado por el Costo Variable de Producción de la unidad marginal, para el caso de plantas térmicas e hidráulicas de pasada.

Que, es necesario regular la metodología para el cálculo y la declaración de los Costos Variables de Producción, por parte de los generadores.

En ejercicio de las facultades otorgadas por los literales a) y e) del artículo 13 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico:

RESUELVE:

1. Objetivo.

Establecer el procedimiento para definir y declarar los Costos Variables de Producción de las centrales de generación térmicas, hidráulicas de pasada e hidráulicas con capacidad de regulación inferior a la mensual, para que el CENACE determine el despacho económico de las unidades generadoras.

2. Costo Variable de Producción

Costo Variable de Producción es aquel necesario para operar y mantener la unidad o planta generadora y que cambia en función de la energía producida.

3. Componentes del Costo Variable de Producción

Los componentes del Costo Variable de Producción son:

- *Combustibles.*
- *Transporte de combustible*
- *Lubricantes, productos químicos y otros insumos para operación*

- *Agua potable*
- *Energía eléctrica para servicios auxiliares*
- *Mantenimientos programados (preventivos y correctivos), durante el ciclo operativo, entre dos mantenimientos mayores, que consideran el valor de los repuestos y otros insumos a utilizarse, así como la mano de obra adicional para la ejecución de dichos mantenimientos.*
- *Costos variables de Operación y mantenimiento de los equipos e instalaciones usados para el control y mitigación de impacto ambiental.*

No se considerarán aquellos costos correspondientes a mantenimientos destinados a repotenciar las unidades o a prolongar la vida útil original de las unidades generadoras. Los costos variables de mantenimiento serán detallados en el formulario correspondiente que distribuirá el CENACE según lo señala el numeral 9 de la presente Regulación.

4. Plazos para la declaración.

Hasta la fecha límite, indicada en los procedimientos del CENACE, según lo señala el numeral 9 de la presente Regulación, el Generador deberá declarar mensualmente al CENACE los Costos Variables de Producción de las unidades generadoras a ser considerados en el mes siguiente para el Despacho Económico, incluyendo las bases de cálculo de cada uno de los componentes.

En el caso que el generador no declare sus Costos Variables de Producción, el CENACE efectuará las siguientes acciones correctivas:

- a) La primera vez que el Generador no declare, se tomará el promedio de los valores declarados en los seis últimos meses.*
- b) Cuando por tres meses consecutivos el Generador no declare, el CENACE efectuará la Auditoría Técnica correspondiente, para*

determinar los Costos Variables de Producción. Los costos de la Auditoría serán cubiertos por el Generador propietario.

5. Cálculo de los componentes de los Costos Variables de Producción

Para el cálculo de los componentes de los Costos Variables de Producción se define:

- *GB Generación bruta estimada para un ciclo operativo; esto es, para un período entre dos mantenimientos mayores. Para efectos de determinar la producción se tomará la potencia efectiva actual.*

El ciclo operativo, en horas de operación y entre dos mantenimientos mayores,, para cada tipo de unidad, será parte de la declaración del Agente, justificando el período y mantenimientos a efectuarse con información del fabricante, suministrador o estadística de costos de mantenimiento de cada unidad.

- *Unidad de volumen: Para las unidades que consumen combustible líquido será el galón; y, para el caso de combustible gas será el pie cúbico.*
- *Potencia efectiva: Es la máxima potencia que puede alcanzar una unidad generadora en régimen de operación continuo.*

a) *Costos de combustible (CC) en US\$ / kWh.*

$$CC = \frac{PC}{RC}$$

En donde:

PC= Precio promedio de venta del combustible al generador, sin incluir tasas e impuestos, en dólares por unidad de volumen.

Con relación a los precios de los combustibles líquidos, se estará a lo establecido en la Regulación 002/99, numeral 2.3, y mientras se encuentre vigente dicha Regulación y sus reformas.

Para el caso del gas natural, si el Estado no fijare el precio del gas a usarse en la generación termoeléctrica, se considerará el precio de compra del gas que pague el generador

termoeléctrico al suministrador del combustible. El generador termoeléctrico, dentro de la declaración de costos, incluirá las facturas que respalden el precio del gas declarado.

RC= Rendimiento de la unidad tomado de los resultados de las pruebas operacionales para la determinación de las curvas de eficiencia, sobre el consumo de combustible referido a la generación bruta (kWh/unidad de volumen), declarado por el Agente. Se declararán rendimientos para cuatro valores de la curva de eficiencia, incluidos el de potencia efectiva y el de potencia mínima, con los que el Agente determinará la correspondiente curva polinómica de orden 2. El procedimiento y ajuste para la determinación de la curva lo indicará el CENACE conforme al numeral 9 de esta Regulación.

Si la unidad usa dos tipos de combustible, se consignarán los costos indicando las restricciones técnicas y condiciones operativas para el uso de cada tipo de combustible.

b) Costos de transporte de combustible (CTC) en US\$ / kWh.

$$CTC = \frac{PGT}{RC}$$

En donde:

PGT= Precio del transporte por unidad de volumen (US\$ / unidad de volumen)

RC= Rendimiento de la unidad ya definido en el literal a) del presente numeral.

c) Costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos (CLYO) en US\$ / kWh.

$$CLYO = \frac{\sum (PU_i \times MC_i)}{GB}$$

En donde:

PU_i = Precio unitario del insumo "i" para el mes de la declaración.

MC_i = Consumo del insumo "i" durante el ciclo operativo.

GB = Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh).

d) Costo del agua potable (CAP) en US\$/ kWh.

$$CAP = \frac{PA \times CAA}{GB}$$

En donde:

PA = Precio del agua potable (US\$/ m3) para el mes de la declaración

CAA = Consumo de agua potable (m3) durante el ciclo operativo.

GB = Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh).

e) Costos de Mantenimiento (CM) en US\$/ kWh.

$$CM = \frac{(RPTM + OIM + MOAM)}{GB}$$

En donde:

$RPTM$ = Valor de los repuestos para mantenimientos programados durante el ciclo operativo.

OIM = Valor de otros insumos para mantenimientos programados durante el ciclo operativo.

$MOAM$ = Valor de la mano de obra adicional a ser contratada para los mantenimientos programados.

GB = Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh).

- f) *Los costos variables de operación y mantenimiento de los equipos e instalaciones destinados al control y mitigación del impacto ambiental (CVIAM), durante el ciclo operativo, en US\$/kWh.*
- g) *Costo de Energía Eléctrica para servicios auxiliares (CEE) en US\$/kWh.*

$$CEE = \frac{(CC + CTC + CLYO + CAP + CM + CVIAM)}{(1 - CAX/GB)} \times \frac{CAX}{GB}$$

En donde:

CAX = Consumo de energía exclusivamente para servicios auxiliares de la unidad, estimada durante el ciclo operativo, en kWh.

GB = Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh).

- h) *Los Costos Variables de Producción (CVP), en US\$/kWh, serán iguales a la suma de los costos señalados en los literales anteriores, esto es:*

$$CVP = CC + CTC + CLYO + CAP + CM + CVIAM + CEE$$

6. Actualización de la información.

Los Generadores ejecutarán las pruebas operacionales para determinar las nuevas curvas de rendimiento luego de cada overhaul o mantenimiento mayor, siguiendo la metodología preparada por el CENACE y aprobada por el CONELEC.

7. Verificación de la información y auditoría

El CENACE verificará la información que, sobre los Costos Variables de Producción, declaren los Generadores y mantendrá informado al CONELEC sobre los resultados de dichas verificaciones.

El CENACE podrá efectuar las verificaciones que se requieran sobre cualquiera de los valores declarados por los Agentes, en base a Auditorías Técnicas que tomarán en cuenta resultados de pruebas operacionales, información de los fabricantes o suministradores de equipo, estándares internacionales, y cualquier otro procedimiento o información relacionada.

Cuando los resultados de las auditorías no difieran de los valores declarados, en más o menos 5%, se considerarán que éstos están correctos y pasan la verificación; en caso contrario, el CENACE informará de esta falta al CONELEC para proceder con la sanción correspondiente al Agente, conforme al contrato de concesión, permiso o licencia.

El CONELEC se reserva el derecho de efectuar auditorías de los valores declarados por los Generadores en cualquier momento, o cuando lo solicite, justificadamente, un agente del Mercado Eléctrico Mayorista.

Los costos de las pruebas de verificación o de las Auditorías Técnicas serán a cargo del propietario de la unidad cuando lo solicite el CENACE o el CONELEC. En el caso que otro Agente solicite la Verificación o Auditoría y los resultados de las mismas estén dentro de los valores declarados por el Agente auditado, los gastos de las pruebas correrán a cargo del Agente solicitante; caso contrario, correrán a cargo del Agente auditado. En cualquier caso, al Agente propietario de la unidad sometida a verificación se le remunerará, por la energía producida, con el costo marginal del mercado, durante el período de prueba.

Los Generadores presentarán un informe de los mantenimientos ejecutados anualmente y los correspondientes costos incurridos, durante el período anterior, junto con la información para la planificación operativa del CENACE, en cumplimiento a lo que dispone los Artículos 12 y 14 del Reglamento de Despacho y Operación.

8. Reconocimiento del pago de impuestos y tasas por la compra de combustible.

El CENACE determinará los volúmenes de combustibles líquidos (bunker, diesel y nafta) consumidos únicamente para la energía termoeléctrica que se pone en el mercado ocasional de acuerdo a la información ex-post. A estos volúmenes de combustibles, se aplicarán los porcentajes de impuestos y tasas que correspondan considerando los precios de combustibles vigentes en el mes de facturación, para así determinar los valores en dólares que se reconozcan a cada uno de los Generadores Termoeléctricos. Dichos valores serán recaudados de todos los Agentes, en forma proporcional a la energía retirada del Mercado Ocasional en el mes de facturación.

Para esta liquidación, los generadores presentarán copias de las facturas de compra de combustible líquido correspondientes al combustible usado en el mes de la declaración.

Este procedimiento se lo aplicará al gas, en el caso que este combustible tenga un precio de venta que incluya impuestos y tasas.

9. Aplicación de la Regulación por parte del CENACE

El CENACE elaborará los formularios y procedimientos de aplicación de la presente regulación, para el conocimiento y aplicación de los Agentes.

DISPOSICION TRANSITORIA PRIMERA

Para la aplicación del numeral 5 de la presente Regulación, en consideración a que los programas computacionales que dispone actualmente el CENACE no pueden manejar varios puntos de rendimientos y que, no todas las unidades térmicas han ejecutado las pruebas operacionales, la declaración de los Costos Variables de Producción para las unidades térmicas serán entregados para su potencia efectiva y para la potencia mínima de operación. Para la potencia mínima, los generadores termoeléctricos presentarán sus costos variables, justificando el rendimiento con las curvas del fabricante o resultados de las pruebas operacionales.

El rendimiento para su potencia efectiva (RC) será calculado como el promedio actual de la unidad, tomado del último mes de operación (excluido los períodos

de operación a potencia mínima), sobre el consumo de combustible referido a la generación bruta (kWh/unidad de volumen), declarado por el Agente.

Los costos variables para potencia efectiva se usarán en el despacho de las unidades; y, los correspondientes a la potencia mínima, en la liquidación de los períodos en que efectivamente haya operado a esta potencia.

El CENACE comunicará al CONELEC sobre la disponibilidad de las curvas de eficiencia de todos los generadores térmicos así como del programa de aplicación computacional correspondiente para proceder a la cesación de la vigencia de esta Disposición Transitoria.

Certifico que esta Regulación fue aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 0178/03, en sesión de 13 de agosto de 2003 y sustituye a la Regulación 009/02 que fuera aprobada con Resolución No. 293/02 de 20 de noviembre de 2002.

2.4 México

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está conformado por el sector público y el privado. El sector público se integra por la infraestructura de la Comisión Federal de Electricidad (CFE¹⁶) y por las centrales construidas por los Productores Independientes de Energía (PIE), los cuales entregan la totalidad de su producción eléctrica a la CFE para suministro en el servicio público.

Las fuentes de generación mexicanas son: Hidroeléctricas, Termoeléctricas, Geotermoeléctricas, Carboeléctricas, Eoloeléctricas y Nucleoeléctricas, asimismo, se dispuso módulos de recolección de energía solar.

¹⁶ CFE es la entidad del sector público encargada de planificar la expansión del Sistema Eléctrico Nacional para cubrir el crecimiento de la demanda del servicio de energía eléctrica que requiere el país, en condiciones de cantidad, calidad y precio con la adecuada diversificación de fuentes de energía, cumpliendo con sus objetivos y misión en el corto y mediano plazo y también ha avanzado en sus procesos de modernización y competitividad, con el fin de consolidarse como una empresa de clase mundial que opere con base en indicadores internacionales de productividad, eficiencia, tecnología y desarrollo de sus trabajadores.

En el periodo septiembre 2010 – agosto 2011, la generación bruta de energía eléctrica de CFE, ascendió a 260 435 Gigawatts hora (GWh), superior en 2,7% a la obtenida el mismo periodo del año anterior. De este volumen, fueron generados 68,4% por la CFE (178 105 GWh) y 31,6% por los PIE para servicio público (82 330 GWh)¹⁷. La generación se integró en un 73% a base de hidrocarburos, 13,6% hidráulica, 6,8% carboeléctrica, 4,2% nucleoeléctrica, 2,3% geotermoeléctrica, 0,1% eoloeléctrica y 0,0004% fotovoltaica.¹⁸

El sector privado agrupa las siguientes modalidades: de cogeneración, autoabastecimiento, usos propios continuos, pequeña producción, importación y exportación. El año 2012, los productores independientes generaron el 30% de la electricidad en México, según datos de la CFE. Por lo que la CFE¹⁹ cerró varias plantas generadoras, ya que con la entrada de las nuevas productoras se registró más capacidad de producción que demanda. Asimismo, el “margen de reserva”²⁰ rebasó los límites al primer trimestre del 2012, con 26%.

2.4.1 Regulación Tarifaria

La fijación de las tarifas eléctricas es un mecanismo importante para la formulación de la política energética. Por ello, México se ha planteado una estructura tarifaria apropiada que promueva la economía y el uso eficiente de la energía eléctrica. Asimismo, el sector eléctrico mexicano tiene como objetivo alcanzar una relación precio/costo, con el cual planea realizar programas de expansión de su infraestructura eléctrica.

¹⁷ Sexto Informe de Labores CFE 2011 – 2012; Comisión Federal De Electricidad

¹⁸ Sexto Informe de Labores CFE 2011 – 2012; Comisión Federal De Electricidad

¹⁹ A un principio, la CFE era la única productora de energía eléctrica para México, con una disposición de 214 centrales generadoras de energía eléctrica. La CFE contaba con: 79 plantas Hidroeléctricas, 28 plantas Termoeléctricas, 7 plantas Geotermoeléctricas, 2 plantas Carboeléctricas, 3 plantas Eoloeléctricas y una planta Nucleoeléctricas, asimismo, se dispuso módulos de recolección de energía solar.

²⁰ El margen de reserva es la diferencia entre la capacidad de producción de electricidad y la demanda máxima consumida en determinado periodo. El margen de reserva está constituido por plantas generadoras de electricidad, a las que corresponde mantener la producción cuando hay un apagón o se realizan obras de mantenimiento. Internacionalmente se acepta que el margen de reserva alcance 20 por ciento.

La metodología aplicada para el cálculo de tarifas en el sector eléctrico, debe ser regulada por la Comisión Federal de Electricidad. Los Costos Totales de Corto y Largo Plazo de generación de electricidad varían de forma directa del tipo de combustible utilizado (carbón, diésel, gas, nuclear, etc.) y del nivel de participación de cada tipo de tecnología. La metodología utilizada para calcular el Costo Total de Corto Plazo²¹, busca asegurar los respectivos pagos a los permisionarios por la energía entregada al suministrador, mejorar la eficiencia global en el Sistema Eléctrico Nacional y crear un régimen transparente que no obstaculice el trabajo de los participantes.

Ya que el Costo Total de Corto Plazo²² (CTCP), contiene el costo unitario²³ de la energía eléctrica procedente de una planta, determinado durante un periodo específico que contiene el costo de los energéticos utilizados, costos variables de operación y mantenimiento. Estos costos resultan de las actividades de generación y transmisión de la energía hasta el punto de interconexión del permisionario.

En el punto de interconexión del permisionario, el cálculo del Costo Total de Corto Plazo de la energía eléctrica (CTCPpi) incluye: a) Costo unitario variable de generación y b) Costo unitario variable de transmisión.

Los Costos unitarios variables de generación, Cvargen, contienen costos energéticos utilizados. Los energéticos utilizados son: carbón, combustóleo, gas natural o diésel y su transporte. Asimismo, se incurren en otro tipo de costos

²¹ Se utilizara el cálculo del Costo Total de Corto Plazo para el pago de la energía eléctrica que les entreguen los permisionarios de generación eléctrica.

²² Costo Total de Corto Plazo: Se calcula como el costo marginal, en \$/kWh, que se refiere al costo variable por conceptos de combustibles, de operación y de mantenimiento de la planta generadora, obtenido como el menor precio o costo posible para suministrar un kWh adicional en una **Región**, tomando en cuenta las ofertas de los generadores, las restricciones de transmisión y las pérdidas en la Red. No se incluye a las unidades generadoras operadas en las condiciones de generación mínima que permita mantener la estabilidad de las mismas y que son utilizadas para garantizar la seguridad del **Sistema**

²³ RESOLUCION No. RES/156/2002- Secretaria de Energía

como el agua, productos químicos, lubricantes, manejo de cenizas y materiales consumibles.

Los Costos unitarios Variables de transmisión, $\Delta C_{vartrans}$, son el incremento o no en el costo, causados por los efectos originados por la transmisión entre la planta marginal y el puente de interconexión permisionario (\$/kWh). Por lo tanto:

$$CTCP_{pi} = C_{vargen} + \Delta C_{vartrans}$$

En dónde:

$CTCP_{pi}^{24}$ = Valor del CTCP que deberá ser utilizado para calcular el pago que se hará al permisionario por la energía que entregue al suministrador y que será aplicado como la variable CTCP1.

Para este cálculo no se incluirá la generación mínima de despacho obligatorio por confiabilidad. La Comisión Reguladora de Energía debe revisar los niveles de generación establecidos por el suministrador, en un plazo máximo de 30 días a partir de la divulgación de la metodología en el Diario Oficial de la Federación. Asimismo, durante los 10 primeros días, el suministrador debe publicar los valores de $CTCP_{pi}$ y los niveles de generación a través de medios electrónicos.²⁵

2.4.2 Pago por Entrega de Energía

El pago por entrega de energía, consiste, en que la energía que el Permisionario entregue se pagará por el Suministrador. Si el Permisionario utiliza alguna fuentes de generación basadas en fuentes de energía renovable o manifiesta

²⁴ Convenio de Compraventa de Excedentes de Energía Eléctrica (Energía Económica) autorizados por la Comisión Reguladora de Energía, cláusulas décima quinta fracciones XV.1 incisos ii) y iii), XV.2 y XV.3 inciso i) del modelo de Contrato de Interconexión y vigésima primera incisos c) y d).

²⁵ Según la RESOLUCION No. RES/156/2002 – Apéndice: Metodología para la Determinación del Costo Total de Corto Plazo de la Energía Eléctrica, disposición 5.1.

una eficiencia mayor a la eficiencia térmica promedio ponderada de Comisión Federal de Electricidad, se pagará a razón de 0.98 veces el Costo Total de Corto Plazo.²⁶

$$CEN_m = \sum_{d=1}^{nd} \cdot \sum_{h=1}^{24} EN_d^h * 0.98CTCP_d^h$$

En dónde:

CEN_m = Cargo por Energía Entregada en el mes “m”.

EN_{dh} = Energía Entregada en cada hora “h”, de cada día “d” en el mes “m”.

CTCP_{dh} = Costo Total de Corto Plazo incurrido en cada hora “h” de cada día “d” en el mes “m” de la región de que se trate.

Se pagara a razón 0,95 veces el Costo Total de Corto Plazo²⁷, si:

- La Central de generación del Permisionario no usa energías renovables o no tiene una eficiencia mayor a la eficiencia térmica promedio ponderada de CFE.
- si el Permisionario no informa acerca de sus previsiones de entregas horarios de energía, pero si utiliza cualquier fuente de energía renovable o manifiesta una eficiencia mayor a la eficiencia térmica promedio ponderada de CFE, la energía entregada será pagada de acuerdo con:

²⁶ Contrato De Compromiso De Compraventa De Energía Eléctrica Para Pequeño Productor En El Sistema Interconectado Nacional. Inciso XIV.1.2

²⁷ Se considerará inicialmente una eficiencia térmica promedio ponderada de 36.50%, misma que podrá ser modificada por la CRE a propuesta del Suministrador cada vez que los cambios en el Sistema así lo ameriten.

$$CEN_m = \sum_{d=1}^{nd} \cdot \sum_{h=1}^{24} EN_d^h * 0.95CTCP_d^h$$

Dentro de los procesos de generación de energía eléctrica, también existe el suministro de energía en Periodos de Prueba²⁸ y el Suministro de energía de emergencias. Donde el Suministrador paga por la energía recibida durante el periodo de pruebas, el pago por la energía de emergencias usada en el mes "m" se realiza de esta manera:

$$PEP1^m = 1.5 * EEM1 * PTH$$

En dónde:

PEE1m = Es el monto del pago que el Suministrador hará al Permisionario por Energía en Emergencia correspondiente al mes "m"

EEM1 = Es la Energía en Emergencia a favor del Permisionario y que a solicitud del Suministrador es entregada durante el mes "m"

PTH = Es el precio medio en el mes "m" del precio de venta del kWh, según la tarifa general correspondiente a la tensión que se presta el servicio en la región.

2.4.3 Subsidios

El Gobierno Federal Mexicano destina subsidios al sector eléctrico, el cual es otorgado a los usuarios de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) vía tarifas eléctricas. El objetivo del subsidio, consiste en apoyar la actividad económica y beneficiar a las personas de escasos recursos con tarifas bajas, que sean más accesibles.

La determinación del subsidio, depende de la fijación de las tarifas eléctricas. Las tarifas del sector eléctrico sufren modificaciones en base a la evolución de la inflación esperada y los precios de los combustibles fósiles. Por otro lado, los

²⁸ Energía durante el Periodo de Pruebas: $PEP^m = 0.7 * \sum_{d=1}^{nd} \cdot \sum_{h=1}^{24} EEP_d^h * CTCP_d^h$

ajustes automáticos representan incrementos o decrementos en los cargos tarifarios, derivados de los movimientos del costo total. Asimismo, en México las tarifas eléctricas se encuentran sujetas a ajustes mensuales o anuales según disposiciones complementarias, ya que algunas tarifas son efectuadas mediante factores fijos.²⁹

El subsidio concedido a los usuarios de CFE, va destinado principalmente a tres sectores: Doméstico, Alumbrado-bombeo y Bombeo agrícola. El primer semestre de 2012 se destinó 47 309 millones de pesos³⁰, lo que significó una disminución de 1,9% respecto al mismo periodo en 2011. Donde el principal beneficiado con este subsidio fue el sector Doméstico con 82,7%, seguido por el sector Bombeo agrícola con 14,8% y Alumbrado-bombeo con 2,4%.

En relación precio-costos, se pasó de 0,75 en el periodo enero-junio de 2011 a 0,80 en 2012. Es importante señalar que las tarifas eléctricas cuentan con un subsidio determinado por la entidad, ya que el año 2012 se destinó en total 82 068 millones³¹ de pesos con el fin de financiar el subsidio al sector eléctrico.

Si bien los subsidios no son favorables, se está trabajando por promover y publicar proyectos de aprovechamiento sustentable de la energía en el personal, en instalaciones de la Comisión Federal de Electricidad y en usuarios del servicio eléctrico. Con el fin de poder ofrecer un servicio más eficiente que

²⁹ Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2007-2016

³⁰ *Sexto Informe de Labores CFE 2011 – 2012; Comisión Federal De Electricidad.*

³¹ *Sexto Informe de Labores CFE 2011 – 2012; Comisión Federal De Electricidad.*

disminuya los subsidios,³² debido a que el estado actual del mercado eléctrico mexicano actualmente influye en la mantención de estos subsidios.³³

2.4.4 Criterios Técnicos de Despacho y Operación de la Interconexión del Generador o Permisionario con el Sistema – Resolución de la CRE

- Previo a la sincronización al Sistema de la central del Solicitante, deberán estar definidos los lineamientos y criterios operativos para el Punto de Interconexión que se trate.
- Para proyectos de interconexión que requieren hacer uso del Sistema para portear energía a Puntos de Carga, el personal operativo de la Fuentes de Energía del Permisionario deberá obtener la constancia de Acreditación de la Aplicación del REDOSEN de parte del Suministrador. Los criterios para la interconexión al Sistema de aerogeneradores están contenidos en el ANEXO 2 de este documento, el cual especifica el conjunto de requerimientos que deben cumplir los generadores impulsados por el viento para interconectarse al Sistema.
- Los proyectos de interconexión de Fuentes de Energías Renovables o Cogeneración Eficiente deberán operar dentro de los rangos permisibles (indicados en el ANEXO 2) de perturbaciones de frecuencia, tensión y corriente para no afectar la calidad del suministro de la energía eléctrica del Suministrador. Previo a la puesta en servicio el Suministrador realizara al equipo de las Fuentes de Energía las siguientes pruebas:

³² *Ley para el Desarrollo Sustentable de la Energía y el Plan Nacional de Desarrollo 2007- 2012, la Coordinación del PAESE desean realizar orientadas a promover el ahorro de energía eléctrica en las instalaciones de Comisión Federal de Electricidad y en las de los usuarios del servicio eléctrico, contribuyendo a la conservación del medio ambiente y a la preservación de los recursos naturales*

³³ El estado mexicano se ha visto afectado con el ingreso de productoras de energía privadas. Ya que, las empresas privadas acaparan los estratos de ingresos medios y altos, dejándole a la CFE en gran parte mercados de ingresos bajos, los cuales disfrutan de tarifas subvencionadas.

- Verificación de parámetros de la salida de la generación como son, frecuencia, tensión y corriente en condiciones dadas.
- Prueba de operación en Isla No Intencional

ANEXO 1. Conceptos de aplicación de los modelos de contratos de interconexión y de los convenios de servicios de transmisión para Fuentes de Energía Renovables o Cogeneración Eficiente.

MODELO DE CONTRATO DE INTERCONEXION			
CONCEPTO	PARA FUENTE DE ENERGIA RENOVABLE O SISTEMA DE COGENERACION EN PEQUEÑA ESCALA	PARA FUENTE DE ENERGIA RENOVABLE O SISTEMA DE COGENERACION EN MEDIANA ESCALA	CENTRALES DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA CON ENERGIA RENOVABLE O COGENERACION EFICIENTE
RESOLUCION DE LA CRE	RES/054/2010	RES/054/2010	RES/067/2010
TENSION DE SUMINITRO	MENORES O IGUALES A 1 Kv	MAYORES A 1 kv y MENORES A 69 kv	MAYORES A 1 kv y HASTA 400 kv
CAPACIDAD DE LA CENTRAL GENERADORA	SERV. USO RESIDENCIAL HASTA 10 kW. SERV USO GRAL EN BAJA TENSION HASTA 30 Kw.	HASTA 500 Kw	CAPACIDAD MAYOR A 500 Kw Y EN HIDROELECTRICAS HASTA 30 MW.
ESTUDIO DE FACTIBILIDAD	ZONA DE DISTRIBUCION	ZONA DE DISTRIBUCION	SUBDIRECCION DE PROGRAMACION
DETERMINACION DE LOS CARGOS POR SERVICIOS DE TRANSMISION	NO APLICA	NO APLICA	SUBDIRECCION DE PROGRAMACION
OFICIO RESOLUTIVO	ZONA DE DISTRIBUCION	ZONA DE DISTRIBUCION	DIVISION DE DISTRIBUCION
PERMISO DE LA CRE (Tramites CRE-00-001,019,029,021,022,023)	NO APLICA	NO APLICA	REQUISITO
SOLICITUD CONTRATO DE INTERCONEXION (Tramite CFE-00-003-A)	ZONA DE DISTRIBUCION	ZONA DE DISTRIBUCION	SUBDIRECCION DE PROGRAMACION
CONTRATO DE INTERCONEXION	MODELO DE CONTRATO ANEXO UNO DE LA RES/054/2010	MODELO DE CONTRATO ANEXO UNO DE LA RES/054/2010	MODELO DE CONTRATO ANEXO UNO DE LA RES/067/2010
CONVENIO DE SERVICIOS DE TRANSMISION (Tramite CFE-00-003-D)	NO APLICA	NO APLICA	REQUISITO SI VA A PORTEAR, SOLICITAR A SUBDIRECCION DE PROGRAMACION

ELABORACION DE CONTRATO DE INTERCONEXION	ZONA DE DISTRIBUCION	ZONA DE DISTRIBUCION	SUBDIRECCION DE PROGRAMACION
ELABORACION DEL CONVENIO DE SERVICION DE TRANSMISION	NO APLICA	NO APLICA	SUBDIRECCION DE PROGRAMACION
COORDINACION PARA LA INTERCONEXION DEL PROYECTO	ZONA DE DISTRIBUCION	ZONA DE DISTRIBUCION	AREA DE CONTROL DEL CENACE

Quando la capacidad de la fuente de energía sea menor a 500 kw, y el solicitante requiera hacer uso del sistema del suministrador para portear energía a sus cargas, se requerirá un permiso de la CRE y deberá seguir los conceptos asociados a las centrales de generación de energía eléctrica con energía renovable o cogeneración eficiente.

2.4.5 Artículo 3 – Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética.

I. Comisión.- La Comisión Reguladora de Energía;

II. Energías renovables.- Aquellas reguladas por esta Ley, cuya fuente reside en fenómenos de la naturaleza, procesos o materiales susceptibles de ser transformados en energía aprovechable por la humanidad, que se regeneran naturalmente, por lo que se encuentran disponibles de forma continua o periódica, y que se enumeran a continuación:

- a) El viento;*
- b) La radiación solar, en todas sus formas;*
- c) El movimiento del agua en cauces naturales o artificiales;*

- d) *La energía oceánica en sus distintas formas, a saber: mareomotriz, maremotérmica, de las olas, de las corrientes marinas y del gradiente de concentración de sal;*
- e) *El calor de los yacimientos geotérmicos;*
- f) *Los bioenergéticas, que determine la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticas, y*
- g) *Aquellas otras que, en su caso, determine la Secretaría, cuya fuente cumpla con el primer párrafo de esta fracción;*

III. Externalidades. Los impactos positivos o negativos que genera la provisión de un bien o servicio y que afectan o que pudieran afectar a una tercera persona. Las externalidades ocurren cuando el costo pagado por un bien o servicio es diferente del costo total de los daños y beneficios en términos económicos,

2.4.6 Decreto que Reforma el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

ARTÍCULO 71.-

V.- Costo económico total de largo plazo de la energía eléctrica:

Al costo unitario de la energía eléctrica proveniente de una planta, determinado a lo largo de la vida útil de ésta, incluyendo entre otros los costos de inversión y financieros; el riesgo de construcción; el rendimiento sobre la inversión; los costos de los energéticos utilizados; el costo de los recursos del sector público para obtenerlos y el costo de oportunidad para destinarlos a inversiones alternativas; el incremento en el riesgo derivado de posibles modificaciones del marco regulatorio del sector, y los costos y riesgos de operación y mantenimiento en los que incurra la planta e infraestructura en cuestión, como

resultado de las actividades de generación y transmisión de dicha energía hasta el punto de interconexión o hasta la interconexión;

VI a XIV.-..

ARTÍCULO 76.- Para el efecto de que los costos de corto plazo y los costos económicos de largo plazo de la energía eléctrica, proveniente de plantas de la Comisión y de los permisionarios que le aporten o pretendan aportar electricidad, puedan ser comparados de manera compatible y lógica, se estará a la metodología que publique la Secretaría, con la opinión de la Comisión, de los permisionarios y de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Esta metodología se utilizará para determinar la modalidad de ejecución de los proyectos conforme a lo establecido en el artículo 125 de este Reglamento y será obligatoria para la Comisión y para dichos permisionarios.

ARTÍCULO 125.- ...

I.- ...

II.- La Secretaría estudiará las soluciones técnicas y el costo económico total de largo plazo de la energía proveniente de los proyectos recomendados por la Comisión para cubrir dicha adición o sustitución de capacidad, como si se tratase de proyectos propios de la Comisión;

III.- ...

a) ...

b) Con base en la comparación de costos económicos totales de largo plazo de la energía eléctrica se estime conveniente que la Comisión se haga cargo de la ejecución y operación del proyecto que se trate. En todo momento la comparación de costos tendrá como objetivo seleccionar la fuente de generación de menor costo económico -con óptima estabilidad, calidad y seguridad en el

servicio público- y por lo tanto sólo se deberán considerar aquellos elementos que permitan una comparación objetiva entre las diversas alternativas.

En ese caso, la Secretaría dará a conocer previamente a los particulares interesados el proyecto propuesto por la Comisión, para que formulen sugerencias en un plazo de sesenta días. Transcurrido dicho plazo, la Secretaría podrá autorizar a la Comisión para que se haga cargo del proyecto bajo la modalidad de ejecución de obras.

A fin de garantizar el suministro, si la Comisión no acredita que el proyecto a ejecutar por ésta cumple con la condición relativa al costo económico total de largo plazo de la energía eléctrica, o si no se contara con recursos presupuestarios para realizarlo, el proyecto será sometido a licitación en los términos establecidos en la fracción IV;

IV.- ...

a) ...

b) La Comisión convocará públicamente a postores que ofrezcan poner a disposición de dicha entidad la capacidad solicitada o parte de ésta;

c) ...

d) Las convocatorias y las bases de licitación deberán plantearse en términos que permitan a los interesados expresar con flexibilidad el contenido técnico de sus propuestas, en lo relativo a tecnología, combustible, diseño, ingeniería, construcción y ubicación de las instalaciones, sin perjuicio de que, cuando lo considere necesario, la Secretaría, fundando y motivando sus razones, podrá instruir por escrito a la

Comisión para que en la convocatoria y en las bases de licitación se señalen especificaciones precisas sobre el combustible.

En casos especiales, la Secretaría podrá autorizar a la Comisión ofrecer en la convocatoria y en las bases de licitación un sitio específico para ubicar la planta o unidad en cuestión. Seleccionar y adquirir dicho sitio será opcional para los licitantes. En ningún caso, ubicar la planta o unidad en el sitio ofrecido por la Comisión será elemento para determinar al ganador de la licitación, y

e) Dichas convocatorias y bases de licitación podrán incluir, además, criterios cuantificables que modifiquen en el tiempo los términos de la relación entre los productores externos de energía y la Comisión, en función de la evolución del mercado de energía eléctrica en el país, y

V.- En casos de emergencia, que pudieran poner en riesgo el suministro de energía eléctrica en todo el territorio o en una región del país, previa opinión favorable de la Comisión Intersecretarial Gasto Financiamiento, y de conformidad con los requisitos que establece la Ley de Adquisiciones y Obras Públicas para situaciones de emergencia, la Secretaría podrá autorizar que la Comisión obtenga la energía requerida por medio de:

a) Adquisiciones en el mercado nacional, sin que se aplique el límite a que se refiere el artículo 126 de este Reglamento;

b) Importaciones extraordinarias a largo plazo de energía eléctrica, que rebasen los límites de sus programas, y

c) Proyectos de generación en los que, en su caso, precise la tecnología, el combustible, el diseño, la ingeniería, la construcción y la ubicación de las instalaciones.

La Secretaría evaluará la mejor combinación de las opciones citadas que podrán incluir la transmisión y la transformación, con objeto de enfrentar la emergencia al menor costo posible.

2.4.7 Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

CAPITULO I – Disposiciones Generales

ARTICULO 2.

V. *Costo total de corto plazo de la energía eléctrica: Corresponde al costo unitario de la energía eléctrica proveniente de una planta, determinado durante el período de que se trate, incluyendo el costo de los energéticos utilizados, el costo de las externalidades ambientales que se consideren para cada tecnología, de acuerdo con la metodología publicada por la Secretaría y todos los costos variables de operación y mantenimiento en los que dicha planta incurra como resultado de las actividades de generación y transmisión de la energía hasta el punto de interconexión;*

VI. *Costo económico total de largo plazo de la energía eléctrica: Al costo unitario de la energía eléctrica proveniente de una planta, determinado a lo largo de la vida útil de ésta, incluyendo entre otros los costos de inversión y financieros; el costo de las externalidades ambientales que se consideren para cada tecnología, de acuerdo con la metodología publicada por la Secretaría; el riesgo de construcción; el rendimiento sobre la inversión; los costos de los energéticos utilizados; el costo de los recursos del sector público para obtenerlos y el costo de oportunidad para destinarlos a inversiones alternativas; el incremento en el riesgo derivado de posibles modificaciones del marco regulatorio del sector, y los costos y riesgos de operación y mantenimiento en los que incurra la planta e infraestructura en cuestión, como resultado de las actividades de generación y transmisión de dicha energía hasta el punto de interconexión o hasta la interconexión;*

CAPITULO VI

De las Disposiciones Tarifarias

ARTICULO 47.- La Secretaría de Hacienda y Crédito Público, a propuesta del suministrador y con la participación de la Secretaría y de la Secretaría de Economía, fijará las tarifas para venta de energía eléctrica, su ajuste, modificación o reestructuración, con las modalidades que dicten el interés público y los requerimientos del servicio.

El ajuste corresponderá a los casos en que solamente deban cambiarse las cuotas establecidas para los elementos de las tarifas.

La modificación corresponderá a los casos en que se varíe alguno de los elementos de la tarifa o la forma en que éstos intervienen.

La reestructuración corresponderá a los casos en que sea necesaria la adición o supresión alguna o varias tarifas.

ARTICULO 48.- La fijación de las tarifas para venta de energía eléctrica tenderá a cubrir las necesidades financieras y las de ampliación del servicio, propiciando a la vez el consumo racional de energía, para lo cual:

Reflejarán el costo económico de los rubros de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica suministrada, incluyendo en tal concepto tanto la que genera el propio suministrador como la que obtenga éste de los productores externos, y considerará los requerimientos de ampliación de infraestructura eléctrica, y

Se ajustarán de acuerdo con la evolución de los costos económicos a través del tiempo, tomando en cuenta, separadamente, los rubros de generación, transmisión y distribución, así como las diferencias o variaciones relevantes por factores regionales o estacionales, los cambios en productividad o eficiencia y los derivados de condiciones de operación del sistema durante los períodos de demanda base, intermedia o pico.

Adicionalmente, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público podrá tomar en consideración las tarifas internacionales para un servicio de calidad similar.

Los elementos a que se refiere este artículo podrán estar explícitos o implícitos en las tarifas.

ARTICULO 49.- Con apego a lo dispuesto por el artículo anterior, en la estructura de las tarifas se podrá permitir que se distribuyan los costos mencionados entre los distintos usuarios, según se considere conveniente, a través de cargos fijos, cargos por demanda y cargos por energía consumida, entre otros.

ARTICULO 50.- Las tarifas deberán especificar los siguientes conceptos:

- I. Tipos de suministro a los cuales son aplicables;*
- II. Tensión de suministro, alta, media o baja;*
- III. Horario de aplicación de la tarifa, cuando no sea de veinticuatro horas;*
- IV. Cargos por demanda o por consumo, así como el cargo mínimo mensual;*
- V. Cargos por demanda contratada inicial;*
- VI. Cuantía del depósito de garantía;*
- VII. Lugares en donde regirá la tarifa. De no precisarse los lugares se entenderá que rige en todo el ámbito nacional;*
- VIII. Fecha del inicio de su vigencia, y*
- IX. Otras disposiciones relativas a la aplicación de la tarifa.*

Las tarifas y sus disposiciones complementarias, en su caso, se publicarán en el Diario Oficial de la Federación y cuando menos en dos periódicos diarios de circulación nacional, requisitos sin los cuales no podrán aplicarse.

El suministrador imprimirá folletos con las tarifas aprobadas y entregará un ejemplar a quien lo solicite para que pueda conocer la tarifa que corresponda al suministro respectivo, así como sus características y cuotas. Asimismo, el suministrador proporcionará información y asesoramiento a los interesados sobre las características de los suministros que soliciten y las tarifas aplicables a los mismos.

ARTICULO 51.- A la propuesta del suministrador para fijación, ajuste o reestructuración de las tarifas deberá anexarse, cuando menos, la siguiente información:

I. Estudio justificativo de la propuesta, en que se consignará:

- a) Alcance y consecuencia de la propuesta en el estado financiero del suministrador, en la aplicación de las tarifas o en cualquier otro aspecto;*
- b) Estados financieros de resultados complementarios que fundamenten la propuesta;*

II. Estudio de costos económicos de la energía eléctrica en los que se fundamente la propuesta;

III. Descripción de los elementos que integran la propuesta, y

Estimación de resultados considerando el ajuste, modificación o reestructuración.

La propuesta deberá ser aprobada por la Junta de Gobierno del suministrador previamente a su presentación ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, la que podrá solicitar al suministrador información adicional para el estudio de la propuesta. Si no se proporciona la información adicional dentro del plazo que se señale, dicha dependencia resolverá lo procedente conforme a los datos disponibles.

ARTICULO 52.- Cuando el suministrador, con la aprobación de la Secretaría, modifique la tensión como consecuencia del desarrollo de sus sistemas y esto origine la aplicación de una tarifa diferente a la fijada por el contrato, se aplicará la nueva tarifa a partir de la fecha en que el suministro se proporcione a la nueva tensión.

ARTICULO 53.- Cuando un suministro reúna las características de aplicación de dos o más tarifas, el usuario podrá contratar los servicios en la tarifa de uso general que mejor convenga a sus intereses. Si el usuario contratara un suministro de una tarifa de uso específico, no podrá destinar la energía eléctrica a otro uso, en cuyo caso las instalaciones deberán separarse para contratar individualmente los respectivos suministros.

El usuario quedará obligado a llevar a cabo la separación y convendrá con el suministrador el tiempo necesario para efectuarla. Una vez realizada, se contratarán los servicios para aplicar la tarifa correspondiente a cada uno de ellos. En caso de que el usuario no celebre el convenio o no efectúe la separación en el plazo estipulado, el suministrador suspenderá dicho servicio, ajustándose a lo previsto en el artículo 35, último párrafo de este Reglamento.

2.4.8 Ley del servicio público de Energía Eléctrica

Para la generación de electricidad no considerada como servicio público, el Artículo 36 de la misma Ley establece que la Secretaría de Energía (SENER), con base en los criterios y lineamientos de la política energética nacional y contando con la opinión de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), otorgará permisos de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente, de pequeña producción o de importación o exportación de energía eléctrica, según se trate, en las condiciones señaladas para cada caso.

Esta atribución de la SENER se ha conferido a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) como órgano desconcentrado del Gobierno Federal. La CRE

tiene como objeto otorgar permisos para la participación de particulares en la expansión del sistema eléctrico, el Congreso de la Unión ha modificado la LSPEE para incorporar nuevas modalidades de generación de energía eléctrica que no se consideran servicio público. Debido a los cambios realizados a la LSPEE publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 23 de diciembre de 1992, en la cual se establecieron las condiciones para la generación energía eléctrica para autoconsumo a través de las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración, productor independiente, pequeña producción y exportación e importación de energía eléctrica.

Así, el Artículo 31 de la LSPEE, en materia de regulación tarifaria, establece que:

“La Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con la participación de las Secretarías de Energía, y de Economía y a propuesta de la Comisión Federal de Electricidad, fijará las tarifas, su ajuste o reestructuración, de manera que tienda a cubrir las necesidades financieras y las de ampliación del servicio público, y el racional consumo de energía.”

Asimismo, con fecha 1 de junio de 2011, se publicó la modificación al párrafo primero del Artículo 36-BIS de esta Ley, quedando de la siguiente manera:

“Para la prestación del servicio público de energía eléctrica deberá aprovecharse tanto en el corto como en el largo plazo, la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo para la Comisión Federal de Electricidad, considerando para ello las externalidades ambientales para cada tecnología, y que ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad del servicio público...”

2.4.9 Reglamento de la Ley del Servicio Público de energía Eléctrico

ARTICULO 48.- *La fijación de las tarifas para venta de energía eléctrica tenderá a cubrir las necesidades financieras y las de ampliación del servicio, propiciando*

a la vez el consumo racional de energía, para lo cual (Párrafo reformado DOF 24-08-2012):

I. Reflejarán el costo económico de los rubros de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica suministrada, incluyendo en tal concepto tanto la que genera el propio suministrador como la que obtenga éste de los productores externos, y considerará los requerimientos de ampliación de infraestructura eléctrica, y

II. Se ajustarán de acuerdo con la evolución de los costos económicos a través del tiempo, tomando en cuenta, separadamente, los rubros de generación, transmisión y distribución, así como las diferencias o variaciones relevantes por factores regionales o estacionales, los cambios en productividad o eficiencia y los derivados de condiciones de operación del sistema durante los períodos de demanda base, intermedia o pico.

Adicionalmente, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público podrá tomar en consideración las tarifas internacionales para un servicio de calidad similar.

Los elementos a que se refiere este artículo podrán estar explícitos o implícitos en las tarifas.

2.4.10 Órgano Regulador (CRE)

Desde el año 1995, a través de la expedición de la Ley de la Comisión Reguladora de energía (CRE), este órgano cuenta con facultades en materia de regulación de energía eléctrica.

El objetivo principal de la CRE es el de promover el desarrollo eficiente de la energía eléctrica y del gas natural.

La CRE cuenta con las siguientes atribuciones establecidas en el Artículo 3º de su propia Ley:

- *Aprobar los instrumentos de regulación entre permisionarios de generación e importación de energía eléctrica y los suministradores del servicio público.*
- *Participar en la determinación de las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica.*
- *Verificar que en la prestación del servicio público de energía eléctrica, se adquiera aquella que resulte de menor costo y ofrezcan además, óptima estabilidad, calidad y seguridad para el sistema eléctrico nacional.*

3. DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS UTILIZADOS

En esta sección se describirán los principales supuestos utilizados en los modelos económicos, así como también la modelación realizada en cada uno de los países sujeto de análisis. Como se mencionó anteriormente, el objetivo central de este documento es aplicar la metodología tarifaria en Colombia, Ecuador y México a la situación observada en Bolivia. De ello, se esperan obtener algunos resultados que podrían mejorar las condiciones futuras en Bolivia.

3.1 Supuestos

A continuación se describirán los supuestos sobre proyección de demanda, costos de operación, costos de inversión, impuestos considerados, precio del gas natural y la estimación de las tarifas en cada uno de los países considerados.

3.2 Demanda

Para el presente estudio se consideran cinco posibles escenarios de demanda futuros, algunos de ellos son simplemente referenciales, dado que la

probabilidad de ocurrencia es muy pequeña. En el escenario "A" se consideran que toda la generación futura será realizada con energía termoeléctrica, uno de los objetivos de este escenario es verificar el impacto del subsidio al precio del gas natural en Bolivia. El escenario "B" se consideran todos los proyectos dentro el "Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2012-2022" publicado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, bajo el siguiente detalle respecto a las capacidades máximas de los proyectos considerados:³⁴

- Miguillas - Hidroeléctrica 212 MW
- Misicuni - Hidroeléctrica 120 MW
- San José - Hidroeléctrica 120 MW
- Rositas - Hidroeléctrica 400 MW
- Geotermia 100 MW
- Biomasa 49,5 MW

Respecto a la generación termoeléctrica se prevé una capacidad adicional de 13,700 GWh/año.

Respecto al escenario "C" éste añade al escenario "B" 377 MW en un proyecto de generación hidroeléctrico adicional "X" e incrementa la capacidad de Miguillas a 262 MW. El escenario "D" considera un proyecto hidroeléctrico "X" de 500 MW y finalmente en el escenario "E" sólo considera un proyecto hidroeléctrico "X" de 300 MW porque se prevé mayor energía solar y eólica.³⁵

3.3 Costos e Impuestos

La TABLA 1 presenta los costos de operación y capital asumidos en la construcción de los flujos económicos. Es importante mencionar que en los proyectos señalados con (*) la inversión inicial es el costo de la turbina y dentro

³⁴ Es bueno mencionar que también se consideran dentro el análisis las actuales plantas de generación.

³⁵ Estos escenarios son ejercicios numéricos hipotéticos que tienen como fin último presentar los costos de generación y tarifas añadiendo nuevas fuentes de generación, en particular, termoeléctrica. Resta decir que estos escenarios fueron discutidos con profesionales del Ministerio de Energía e Hidrocarburos.

los costos de operación no se incluye la compra de gas natural, dado que el tratamiento de este insumo es realizado por separado. La fuente de información de estos datos se encuentra, en gran parte, en el "Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2012-2022" publicado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

TABLA 1: COSTOS DE OPERACIÓN Y CAPITAL

Costos	OPEX	CAPEX
	% Inversión	MM US\$/MW
Miguillas	1.5%	2.38
Misicuni	1.5%	2.89
San José	1.5%	2.89
Rositas	1.5%	2.89
Hidro X	1.5%	2.89
Geotermia	3.0%	3.09
Biomasa	3.0%	2.40
Eólica	3.0%	2.12
Solar	3.0%	2.50
Valle Hermoso (*)	1.5%	82.80
Guaracachi (*)	1.5%	48.67
Bulo Bulo (*)	1.5%	35.42
Corani (*)	1.5%	163.87
COBEE (*)	1.5%	345.35
Termo Genérica (*)	1.5%	50.00

(*) CAPEX inversión inicial, en la Termo Genérica es el costo de la Turbina

(*) OPEX no considera el costo de compra de gas natural

Respecto a los impuestos se considera el pago del Impuesto al Valor Agregado (13%), el Impuesto a las Transacciones (3%), el Impuesto sobre las Utilidades de las Empresas (25%) y, cuando se considere pertinente, el Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior (12,5%).

3.4 Precio del Gas Natural

En Bolivia el precio del gas natural vendido al mercado interno, en particular para la generación termoeléctrica, se encuentra muy por debajo de su

oportunidad internacional. En efecto, mientras el precio en Boca de Pozo de las exportaciones a Brasil y Argentina se encuentra en el orden de US\$/MM BTU 10,0, en el caso de las ventas al mercado interno apenas llega a US\$/MM BTU 1,0; usualmente a este fenómeno se le conoce como el subsidio del precios del gas al mercado interno. En este sentido y para los fines del presente estudio, se asumirá que la generadora termoeléctrica paga un precio de US\$/MM BTU 1,3.³⁶

3.5 Experiencia Internacional

Luego de revisada la normativa legal internacional respecto a la regulación tarifaria para la generación de electricidad, se rescatan los siguientes puntos:

- En los tres países objeto de análisis, la normativa legal permite al inversionista en generación recuperar el capital y obtener una tasa de ganancia razonable, de hecho, los precios de compra y venta de energía en dichos países (en la parte de generación) están sujetos a la libre oferta y demanda, siendo la regulación del tipo indicativa.
- En los tres países se observa que las tarifas deben cubrir los costos de operación, de capital y el costo de oportunidad asociado a la inversión. En este sentido, la tasa de ganancia se convierte en variable fundamental para la modelación inserta en el presente documento.
- La regulación tarifaria se presenta, sobre todo, en el área de transmisión y distribución. Entonces, los precios de compra de energía a los generadores son tratados como "pass through" en el sentido, que la información recolectada por los organismos estatales es usualmente trasladada al consumidor. Sin embargo, la normativa revisada en este sentido es cauta, dado que el Estado se reserva el derecho a intervenir el mercado si considera que los precios no son razonables.

³⁶ La diferencia entre ambos precios para el mercado interno se encuentra en la tarifa de transporte de gas natural.

- En Colombia existe un plan migrar a una situación donde no existen contratos bilaterales y se tiene un Mercado Regulado Organizado; sin embargo, la Ley permite que los precios de compra y venta de energía otorguen una tasa de ganancia razonable al inversionista.

Como se observa, los países tienen características comunes, por ello, el modelo que se utilizará para estudiar el caso Boliviano es del tipo "Costo de Servicio" donde al inversionista determina los precios utilizando una tasa de ganancia determinada y, al mismo tiempo, la posibilidad de recuperar los costos de inversión. Sin embargo, es necesario tomar en cuenta que no se observa en la experiencia internacional que el Estado asegure dicha tasa de ganancia, de hecho, se aprecia que el riesgo de la actividad recae sobre el inversionista, dado que el sistema tiende a ser eficiente, por ello, si por ejemplo aparece una nueva tecnología más barata, entonces inversiones pasadas podrían disminuir su retorno al capital.

3.6 Descripción del Modelo

3.6.1 Variables Utilizadas

Asumir la siguiente notación:

d_t = recuperación del capital para fines de cálculo de la tarifa³⁷

d_T = depreciación utilizada para fines de cálculo del impuesto sobre utilidades³⁸

I_t = inversión en el período t (en millones de US\$)

$irue_t$ = impuesto a la remisión de utilidades al exterior (12.5%)

³⁷ Utilizando información del POE se tiene: 20 años para proyectos termoeléctricos; 50 años para hidroeléctricos y geotérmicos, para las energías biomasa, solar y eólica se utilizó 30 años. Adicionalmente, cuando se realizan nuevas inversiones, la depreciación se modifica, añadiendo aquella porción adicional de la nueva inversión.

³⁸ 40 años para edificaciones.

- it_t = impuesto a las transacciones (3%)
- iue_t = impuesto sobre las utilidades (25%)
- iva_t = impuesto al valor agregado (13%)
- $opex_t$ = costos de operación del año "t"
- r = tasa de descuento
- te_t = tarifa de la energía (US\$/KWh)
- v_t = ventas de energía por año (GWh por año)

3.6.2 Cálculo de Impuestos

Las fórmulas utilizadas en esta sección responden a una simplificación de la normativa legal inserta en la Ley 843 (texto ordenado). Ciertamente, cuando se realicen estudios de pre factibilidad, los resultados serán más precisos, sin embargo, la metodología empleada en este documento resulta satisfactoria para una primera aproximación a la determinación del precio de la energía.³⁹

$$iva_t = \left(te_t \cdot v_t - opex_t - \frac{I_o}{d} \right) \cdot 13\%$$

$$it_t = (te_t \cdot v_t) \cdot 3\%$$

$$iue_t = \max \left[0, \left(te_t \cdot v_t - opex_t - \frac{I_o}{d_T} \right) \cdot 25\% \right]$$

$$irue_t = \max \left[0, \left(te_t \cdot v_t - opex_t - \max(it_t, iue_t) \right) \cdot 12.5\% - iva_t \right]$$

³⁹ La discusión sobre la incorporación, o no, del Impuesto a la Remisión de Utilidades al Exterior (IRUE) dentro la base tarifaria aún no se agotó, por ello, la modelación futura asume que la tasa de dicho impuesto es 0%.

3.6.3 Cálculo del Costo de Oportunidad del Capital

Uno de los temas centrales en la determinación de tarifas es el retorno al capital⁴⁰ dado que el impacto sobre el nivel de tarifas es uno de los más importantes. En este sentido, en esta sección se explicará con bastante detalle los supuestos involucrados, así como la metodología utilizada, en su estimación.

Se utilizó el método CAPM (Capital Asset Pricing Model) para obtener el costo de oportunidad de los accionistas. Este modelo considera el riesgo de mercado a través de un parámetro β , el riesgo de invertir en un determinado país, el riesgo de la actividad en sí misma y el retorno esperado de un activo libre de riesgo. No se considera el método WACC (Weighted Average Cost of Capital) porque en la determinación de la tarifa no se considera el apalancamiento de los proyectos gracias a la posibilidad de que una parte de la inversión se financie con deuda.⁴¹ La fórmula utilizada es:

$$r = r_f + \beta \cdot (r_e - r_f)$$

En donde:

r_f = es la tasa de rendimiento de un activo libre de riesgo, en este caso se utilizará la de los bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América a 30 años.

r_e = es la tasa de rendimiento esperada del capital sobre el activo, para fines del presente documento será igual a la prima de riesgo país y a la prima de riesgo comercial.⁴²

⁴⁰ En el modelo en excel, esta variable recibe el nombre de "tasa de descuento".

⁴¹ Si bien con alta probabilidad la regulación permitirá a los proyectos apalancar éstos con mayor deuda, el ejercicio numérico que se realiza en este trabajo tiene, como uno de sus objetivos, determinar el costo económico de cada proyecto, naturalmente si se permite mayor deuda, las tarifas podrían ser menores.

⁴² La prima de riesgo país es igual a la diferencia de las tasas de interés en Bolivia y la tasa libre de riesgo, por su parte, la prima por el riesgo comercial se asume igual al 1%.

El promedio de la tasa libre de riesgo es igual 4,8%, de la tasa de interés activa en moneda extranjera para Bolivia, de los últimos diez años, es 10,8%, de ello se deduce que la diferencia entre ambas es igual al 6.0%. Por otra parte, el valor de β calculado por Aswath Damodaran⁴³ para utilidades del sector de energía eléctrica, antes de impuestos y no ajustado por el valor de las firmas estudiadas, es 0,78.⁴⁴ De ello se deduce que la tasa de retorno al capital en Bolivia, dentro para las utilidades del sector de energía eléctrica estaría en el orden del 10%.⁴⁵ Por supuesto, que cuando se simulan los precios de la energía bajo la metodología aplicada en Colombia, Ecuador y México, esta tasa tiende a ser mayor, en siguientes secciones se realizará un análisis de sensibilidad con retornos de 20% y 30%.

3.6.4 Cálculo de la Tarifa

Como ya se mencionó, la tarifa resultante de la metodología de costo de servicio resulta de dividir el requerimiento de ingresos entre el volumen de venta, es decir:

$$te_t = \frac{(d_t + opex_t + iva_t + \max(it_t, iue_t) + irue_t + OCK(r))}{v_t}$$

Como queda claro en la última ecuación, en la medida en que el volumen de demanda sea pequeño la tarifa tenderá a ser mayor, dado que la recuperación de la inversión está determinada de forma constante a través del parámetro de depreciación reflejado en el parámetro d . Es necesario aclarar que la variable $OCK(r, t, T, I_t)$ es el costo de oportunidad del capital que se encuentra en función a la tasa de descuento, el año sujeto de análisis, la duración total del proyecto y el monto total de inversión. Está claro que en los países analizados esta variable

⁴³ <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

⁴⁴ Calculado al año 2011.

⁴⁵ $4.8\% + 0.78 \times (6.0\% + 1.0\%) = 10.26\%$.

es una de las más importantes, dado que los precios en general se encuentran sujetos a los movimientos en la oferta y demanda bajo una regulación indicativa.

3.6.5 Generación Termoeléctrica

En esta sección se utilizarán los supuestos insertos en el POE para evaluar qué sucedería con las tarifas de energía, aplicadas a esta energía, con distintos precios del gas (con y sin subsidio). Los supuestos de análisis utilizados (que además se encuentran en el POE) son los siguientes:

- Generación : Termoeléctrica
- Tecnología : Trent60 ajustada para las condiciones de Bolivia
- Heat Rate : 8,65 MM BTU/MWh
- Poder calorífico del gas natural : 950 BTU/KWh
- Potencia : 45,31 MW por turbina⁴⁶
- Capacidad : 91%
- Costo por turbina : 50 MM US\$⁴⁷
- # de Turbinas en el flujo de caja : 1
- Años para el flujo de caja : 20

⁴⁶ Utilizando información detallada en la página 54 del Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2012-2022 del Ministerio de Energía e Hidrocarburos del Estado Plurinacional de Bolivia y ajustado en varias reuniones con profesionales del ministerio.

⁴⁷ Este costo fue estimado por el autor del presente documento, utilizando la regla 1 MW cuesta aproximadamente US\$ 1 millón, inicialmente se utilizaron los costos por turbina del Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2012-2022 del Ministerio de Energía e Hidrocarburos del Estado Plurinacional de Bolivia, sin embargo, resultó muy bajo debido a que éstos no consideran otros costos, por ejemplo, obras civiles. En el caso de la generación termoeléctrica actual, el monto de inversión utilizado, se obtuvo de los estados financieros de las empresas seleccionadas. Sin embargo, estos valores también pueden modificarse dentro el modelo.

4. RESULTADOS ENCONTRADOS

Con base a los supuestos explicados en la sección previa, en este acápite se presentarán los resultados de la modelación realizada. La primera sección mostrará los resultados, para cada escenario de demanda.

En el hipotético escenario "A" los precios de generación resultan particularmente bajos, dado que el precio del gas natural se encuentran por debajo de su oportunidad internacional (1,3 US\$/MM BTU) y la tasa de descuento (o el costo de oportunidad del capital) es 10% anual, en este sentido, si toda la generación futura es termoeléctrica, el precio de la energía en Bolivia sería bajo (ver TABLA 2). Por otra parte, si el precio del gas natural se incrementa hasta alcanzar su oportunidad internacional, entonces, los precios de la energía se triplican (ver TABLA 3). Finalmente, si la tasa de descuento se incrementa a 20% (manteniendo el precio del gas natural subsidiado) los precios de la energía se duplican. En este sentido, el impacto de dicha tasa de descuento no es severo, dado que los niveles de inversión requeridos no son altos (ver TABLA 4).⁴⁸

TABLA 2: PRECIOS DE GENERACIÓN - ESCENARIO A - DESCUENTO 10% - PRECIO GAS 1.3 (US\$/kWh)

Año	Actuales Terminos	Nuevas Terminos	Actuales Hidros	Miguillas	Miscuni	San José	Rositas	Proyecto A	Geotermia	Biomasa	Eólica	Solar	Tarifa Promedio
2012	0.021	0.039	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.031
2013	0.021	0.039	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.033
2014	0.021	0.039	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.034
2015	0.021	0.039	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.035
2016	0.021	0.039	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.035
2017	0.021	0.039	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.035
2018	0.021	0.039	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.035
2019	0.021	0.039	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.035
2020	0.021	0.039	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.036
2021	0.021	0.039	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.036
2022	0.021	0.039	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.036
2023	0.021	0.039	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.036
2024	0.021	0.039	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.036
2025	0.021	0.039	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.037
2026	0.021	0.039	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.037
2027	0.021	0.039	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.037

⁴⁸ En los anexos se encuentra el detalle de los flujos económicos utilizados.

TABLA 3: PRECIOS DE GENERACIÓN - ESCENARIO A - DESCUENTO 10% - PRECIO GAS 10 (US\$/kWh)

Año	Actuales Terminos	Nuevas Terminos	Actuales Hidros	Miguillas	Misicuni	San José	Rositas	Proyecto A	Geoterminia	Biomasa	Eólica	Solar	Tarifa Promedio
2012	0.113	0.118	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.095
2013	0.113	0.118	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.100
2014	0.113	0.118	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.103
2015	0.113	0.118	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.105
2016	0.113	0.118	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.106
2017	0.113	0.118	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.106
2018	0.113	0.118	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.107
2019	0.113	0.118	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.107
2020	0.113	0.118	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.109
2021	0.113	0.118	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.109
2022	0.113	0.118	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.109
2023	0.113	0.118	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.110
2024	0.113	0.118	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.110
2025	0.113	0.118	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.111
2026	0.113	0.118	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.111
2027	0.113	0.118	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.111

TABLA 4: PRECIOS DE GENERACIÓN - ESCENARIO A - DESCUENTO 20% - PRECIO GAS 1.3 (US\$/kWh)

Año	Actuales Terminos	Nuevas Terminos	Actuales Hidros	Miguillas	Misicuni	San José	Rositas	Proyecto A	Geoterminia	Biomasa	Eólica	Solar	Tarifa Promedio
2012	0.028	0.060	0.085	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.050
2013	0.028	0.060	0.085	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.053
2014	0.028	0.060	0.085	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.054
2015	0.028	0.060	0.085	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.054
2016	0.028	0.060	0.085	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.055
2017	0.028	0.060	0.085	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.055
2018	0.028	0.060	0.085	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.055
2019	0.028	0.060	0.085	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.055
2020	0.028	0.060	0.085	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.056
2021	0.028	0.060	0.085	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.056
2022	0.028	0.060	0.085	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.056
2023	0.028	0.060	0.085	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.056
2024	0.028	0.060	0.085	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.056
2025	0.028	0.060	0.085	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.057
2026	0.028	0.060	0.085	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.057
2027	0.028	0.060	0.085	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.057

A continuación se presentan los resultados sobre la inversión futura necesaria en este escenario (ver TABLA 5). Como se puede observar, el monto total necesario para el período 2012-2027 es de casi US\$ 3 500 millones, lo que naturalmente requiere una agresiva política para atraer inversiones al sector.

TABLA 5: INVERSIÓN FUTURA - ESCENARIO A (MM US\$)

Año	Termos	Miguillas	Misicuni	San José	Rositas	Proyecto A	Geotermia	Biomasa	Eólica	Solar	Total
2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	273.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	273.0
2013	381.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	381.0
2014	371.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	371.0
2015	256.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	256.0
2016	292.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	292.0
2017	46.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46.0
2018	109.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	109.0
2019	52.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	52.0
2020	467.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	467.0
2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2022	262.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	262.0
2023	260.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	260.0
2024	259.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	259.0
2025	206.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	206.0
2026	150.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	150.0
2027	90.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	90.0

Las dos tablas que se presentan a continuación muestran el costo de generación bajo dos escenarios de precios del gas natural, con y sin subsidio. Está claro que el impacto es severo, dado que este insumo es uno de los más importantes en este tipo de generación. Uno de los corolarios de este resultado es que para incentivar la inversión en plantas hidroeléctricas, será necesario desregular el precio del gas natural, dado que los actuales precios de este producto tampoco son atractivos para la inversión en exploración y explotación de gas natural destinado al mercado interno.

TABLA 6: COSTO DE GENERACIÓN - ESCENARIO A - PRECIO GAS 1.3 (MM US\$)

Año	Actuales Terminos (1)	Actuales Hidros (2)	Terminos Futuras	Miguillas	Misicuni	San José	Rositas	Proyecto A	Geotermia	Biomasa	Eólica	Solar	Total
2011	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	92	99	78	-	-	-	-	-	-	-	-	-	270
2013	92	99	176	-	-	-	-	-	-	-	-	-	367
2014	92	99	264	-	-	-	-	-	-	-	-	-	456
2015	92	99	322	-	-	-	-	-	-	-	-	-	513
2016	92	99	384	-	-	-	-	-	-	-	-	-	576
2017	92	99	394	-	-	-	-	-	-	-	-	-	586
2018	92	99	419	-	-	-	-	-	-	-	-	-	611
2019	92	99	431	-	-	-	-	-	-	-	-	-	623
2020	92	99	534	-	-	-	-	-	-	-	-	-	725
2021	92	99	534	-	-	-	-	-	-	-	-	-	725
2022	92	99	595	-	-	-	-	-	-	-	-	-	786
2023	92	99	656	-	-	-	-	-	-	-	-	-	848
2024	92	99	718	-	-	-	-	-	-	-	-	-	909
2025	92	99	768	-	-	-	-	-	-	-	-	-	959
2026	92	99	805	-	-	-	-	-	-	-	-	-	997
2027	92	99	828	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,020

(1) Demanda 4,287,266 MWh 2011

(2) Demanda 2,324,157 MWh 2011

TABLA 7: COSTO DE GENERACIÓN - ESCENARIO A - PRECIO GAS 10 (MM US\$)

Año	Actuales Terminos (1)	Actuales Hidros (2)	Terminos Futuras	Miguillas	Misicuni	San José	Rositas	Proyecto A	Geotermia	Biomasa	Eólica	Solar	Total
2011	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	484	99	237	-	-	-	-	-	-	-	-	-	820
2013	484	99	532	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,116
2014	484	99	799	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,383
2015	484	99	973	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,556
2016	484	99	1,162	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,745
2017	484	99	1,192	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,776
2018	484	99	1,267	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,851
2019	484	99	1,304	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,888
2020	484	99	1,613	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,197
2021	484	99	1,613	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,197
2022	484	99	1,798	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,382
2023	484	99	1,984	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,567
2024	484	99	2,170	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,754
2025	484	99	2,321	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,905
2026	484	99	2,434	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,018
2027	484	99	2,505	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,089

(1) Demanda 4,287,266 MWh 2011

(2) Demanda 2,324,157 MWh 2011

A continuación se analizarán los resultados obtenidos en el escenario "B", en él, como ya se mencionó, se plasma el actual Plan del Estado Plurinacional de Bolivia para el sector eléctrico.⁴⁹ Es interesante notar que el precio de la energía es mayor respecto al escenario "A" con precio subsidiado y menor al mismo escenario sólo que sin el subsidio, en este sentido, queda claro que el incentivo

⁴⁹ En el anexo es posible encontrar algunos flujos económicos para los nuevos proyectos.

(o atracción) para la inversión en energía renovables pasa, necesariamente, por disminuir el monto del subsidio al precio del gas natural en el mercado interno.

TABLA 8: PRECIOS DE GENERACIÓN - ESCENARIO B - DESCUENTO 10% - PRECIO GAS 1.3 (US\$/KWH)

Año	Actuales Terminos	Nuevas Terminos	Actuales Hidros	Miguillas	Misicuni	San José	Rositas	Proyecto A	Geotermia	Biomasa	Eólica	Solar	Tarifa Promedio
2012	0.021	0.039	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.031
2013	0.021	0.039	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.033
2014	0.021	0.039	0.043	-	0.083	-	-	-	-	0.053	-	-	0.037
2015	0.021	0.039	0.043	-	0.083	0.056	-	-	0.099	0.053	-	-	0.041
2016	0.021	0.039	0.043	0.081	0.083	0.056	-	-	0.100	0.053	-	-	0.044
2017	0.021	0.039	0.043	0.081	0.056	0.056	-	-	0.101	0.053	-	-	0.043
2018	0.021	0.039	0.043	0.081	0.056	0.056	-	-	0.068	0.053	-	-	0.042
2019	0.021	0.039	0.043	0.064	0.056	0.056	-	-	0.068	0.053	-	-	0.041
2020	0.021	0.039	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	-	-	0.044
2021	0.021	0.039	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	-	-	0.044
2022	0.021	0.039	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	-	-	0.043
2023	0.021	0.039	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	-	-	0.043
2024	0.021	0.039	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	-	-	0.043
2025	0.021	0.039	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	-	-	0.043
2026	0.021	0.039	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	-	-	0.043
2027	0.021	0.039	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	-	-	0.042

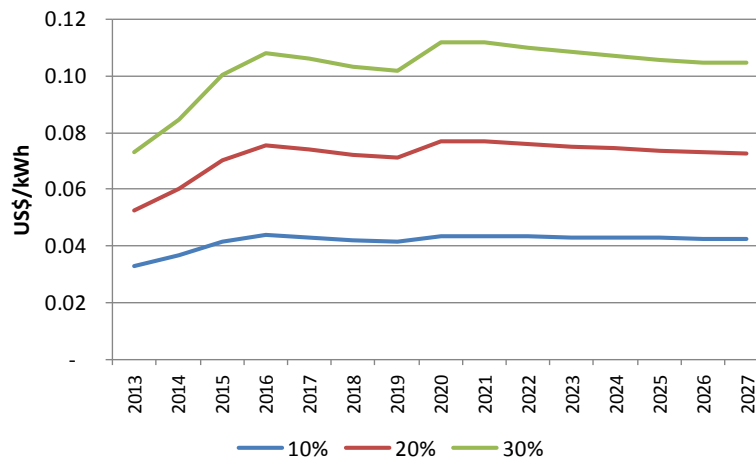
Una de las principales características observadas en los tres países sujeto de análisis, Colombia, Ecuador y México, es que los precios de la generación aseguran un retorno razonable a la inversión. Por esta razón, revisar cómo varían los precios en Bolivia ante distintas tasas de descuento no parece una tarea trivial, dado que si bien en contextos regulados un retorno cercano al 10% parece adecuado; cuando el Estado no le asegura al inversionista un dicho retorno, lo que sucede es que el mayor riesgo se compensa con tasas entre el 20% y 30%.

La FIGURA 1 presenta la evolución de los precios de generación de electricidad, en el escenario B, utilizando tres tasas de descuento: 10%, 20% y 30%. Ciertamente el impacto es importante, frente a retorno sobre el capital del 30% los precios se sitúan entre los 0,11 y 0,12 US\$/kWh; más aún, si a ello se suma un precio desregulado del gas natural, dichos precios sobrepasan los 0,16 US\$/kWh. Es así que el trade off está planteado, menores tasas de retorno permiten precios bajos de la energía; sin embargo, para lograr ello el Estado

debería asegurar el retorno a la inversión, con el consecuente riesgo e ineficiencia asociados.

La ineficiencia antes mencionada surge por: 1) en teoría la competencia en el sector de generación, permite precios menores, sin embargo, cuando el Estado asegura un retorno mínimo dicha competencia desaparece; 2) los precios tienden a caer también debido al desarrollo de nuevas tecnologías, que debieran ser más baratas; 3) finalmente existe una ineficiencia dinámica, dado que las empresas reguladas no tienen el incentivo a utilizar menos capital y/o disminuir sus costos operativos.

FIGURA 1: PRECIOS DE GENERACIÓN EN BOLIVIA - ESCENARIO B (US\$/kWh)



Respecto a la inversión necesaria en el escenario B, la TABLA 9 presenta el desglose para cada uno de los proyectos considerados. Está claro que respecto al escenario A (sólo generación termoeléctrica) la inversión necesaria es mayor, US\$ 5 100 millones versus US\$ 3 500 millones. Por esta razón, la pregunta subyacente es ¿Por qué es el Estado Boliviano debiera fomentar esta inversión? La respuesta generalmente pasa por muchos temas: 1) es preferible exportar el gas natural (dado el mayor precio) y para ello la energía hidroeléctrica es necesaria; 2) es una fuente de energía renovable que en el largo plazo, presenta costos menores a la generación termoeléctrica; 3) en muchos casos las fuentes renovables son más amigables con el medio ambiente; 4) muchas veces

significan un suministro seguro y confiable, dado que no depende de la infraestructura en el sector gasífero y; 5) la posibilidad futura de exportar energía eléctrica es muy atractiva, dado que estos proyectos potencialmente pueden generar excedente mayores al consumo interno.

TABLA 9: INVERSIÓN FUTURA - ESCENARIO B (MM US\$)

Año	Termos	Miguillas	Misicuni	San José	Rositas	Proyecto A	Geotermia	Biomasa	Eólica	Solar	Total
2011	-	-	76.9	-	-	-	-	39.6	-	-	116.5
2012	265.0	-	76.9	115.4	-	-	102.8	39.6	-	-	599.8
2013	380.0	132.7	76.9	115.4	-	-	102.8	39.6	-	-	847.5
2014	242.0	132.7	38.5	115.4	-	-	102.8	-	-	-	631.4
2015	-	132.7	38.5	-	-	-	51.4	-	-	-	222.6
2016	102.0	35.7	38.5	-	-	-	51.4	-	-	-	227.6
2017	-	35.7	-	-	384.7	-	51.4	-	-	-	471.8
2018	51.0	35.7	-	-	384.7	-	-	-	-	-	471.4
2019	-	-	-	-	384.7	-	-	-	-	-	384.7
2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2022	226.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	226.0
2023	226.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	226.0
2024	227.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	227.0
2025	226.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	226.0
2026	156.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	156.0
2027	81.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	81.0

Respecto a los costos de generación, se observa un resultado atractivo, cuando el precio del gas natural está subsidiado el costo de generación es mayor en el escenario B (con mayor uso de energías renovables); sin embargo, una vez que se elimina dicho subsidio, los costos del escenario B son menores, aun lo que implicaría que la inversión en generación renovable puede ser socialmente eficiente para Bolivia. Una vez más, es necesario mencionar que este análisis considera un retorno del 10% sobre la inversión, por ello, a tasas mayores claramente el costo es mayor.

TABLA 10: COSTO DE GENERACIÓN - ESCENARIO B - PRECIO GAS 1.3 (MM US\$)

Año	Actuales Terminos (1)	Actuales Hidros (2)	Terminos Futuras	Miguillas	Miscuni	San José	Rositas	Proyecto A	Geotermita	Biomasa	Eólica	Solar	Total
2011	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	92	99	76	-	-	-	-	-	-	-	-	-	268
2013	92	99	174	-	-	-	-	-	-	-	-	-	365
2014	92	99	231	-	56	-	-	-	-	22	-	-	500
2015	92	99	231	-	56	56	-	-	83	22	-	-	640
2016	92	99	253	82	56	56	-	-	84	22	-	-	744
2017	92	99	253	82	56	56	-	-	84	22	-	-	745
2018	92	99	264	82	56	56	-	-	86	22	-	-	758
2019	92	99	264	82	56	56	-	-	86	22	-	-	758
2020	92	99	264	82	56	56	187	-	86	22	-	-	946
2021	92	99	264	82	56	56	187	-	86	22	-	-	946
2022	92	99	317	82	56	56	187	-	86	22	-	-	999
2023	92	99	371	82	56	56	187	-	86	22	-	-	1,052
2024	92	99	425	82	56	56	187	-	86	22	-	-	1,106
2025	92	99	479	82	56	56	187	-	86	22	-	-	1,161
2026	92	99	518	82	56	56	187	-	86	22	-	-	1,200
2027	92	99	539	82	56	56	187	-	86	22	-	-	1,221

(1) Demanda 4,287,266 MWh 2011

(2) Demanda 2,324,157 MWh 2011

TABLA 11: COSTO DE GENERACIÓN - ESCENARIO B - PRECIO GAS 10 (MM US\$)

Año	Actuales Terminos (1)	Actuales Hidros (2)	Terminos Futuras	Miguillas	Miscuni	San José	Rositas	Proyecto A	Geotermita	Biomasa	Eólica	Solar	Total
2011	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	484	99	230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	813
2013	484	99	525	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,108
2014	484	99	699	-	56	-	-	-	-	22	-	-	1,360
2015	484	99	699	-	56	56	-	-	83	22	-	-	1,500
2016	484	99	765	82	56	56	-	-	84	22	-	-	1,647
2017	484	99	765	82	56	56	-	-	84	22	-	-	1,649
2018	484	99	800	82	56	56	-	-	86	22	-	-	1,685
2019	484	99	800	82	56	56	-	-	86	22	-	-	1,686
2020	484	99	800	82	56	56	187	-	86	22	-	-	1,873
2021	484	99	800	82	56	56	187	-	86	22	-	-	1,873
2022	484	99	959	82	56	56	187	-	86	22	-	-	2,033
2023	484	99	1,120	82	56	56	187	-	86	22	-	-	2,194
2024	484	99	1,284	82	56	56	187	-	86	22	-	-	2,358
2025	484	99	1,450	82	56	56	187	-	86	22	-	-	2,523
2026	484	99	1,567	82	56	56	187	-	86	22	-	-	2,640
2027	484	99	1,630	82	56	56	187	-	86	22	-	-	2,704

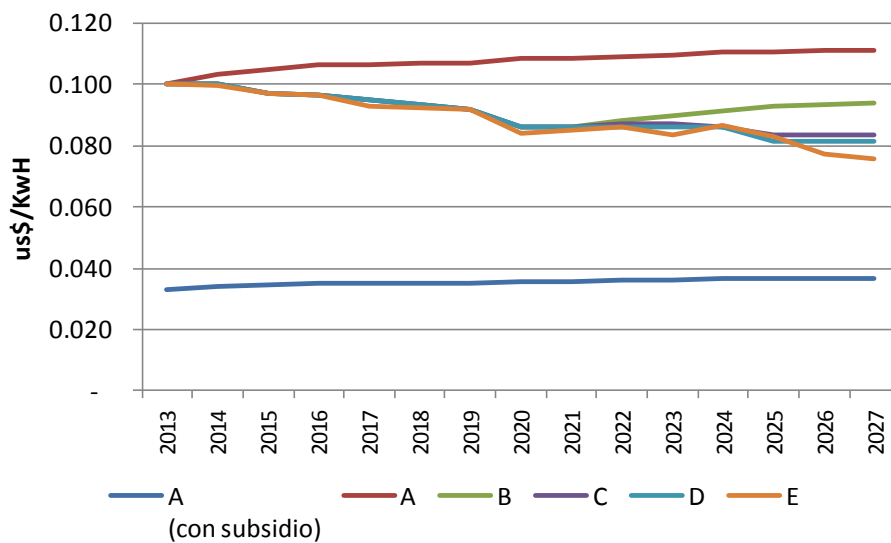
(1) Demanda 4,287,266 MWh 2011

(2) Demanda 2,324,157 MWh 2011

A continuación se presentará un resumen de los resultados encontrados para el resto de escenarios, en los anexos se encuentra el detalle de los flujos económicos y principales supuestos de cada uno de ellos, en particular, las tablas presentadas anteriormente serán expuestas en cada escenario para dos situaciones, con y sin subsidio al precio del gas natural en el mercado interno Boliviano. La FIGURA 2 presenta un resumen de los precios de generación de

electricidad en Bolivia para cada uno de los escenarios considerados. Como se observa, en el escenario A (sólo generación termoeléctrica) y con el precio del gas natural subsidiado, se obtiene el menor precio posible; sin embargo, cuando dicho subsidio se elimina, los precios son los más altos. Por otra parte, en los escenarios C y D (con alta penetración de la energía hidroeléctrica) los precios son mayores a los del escenario A (con subsidio) pero tienden a caer, de hecho, ello se acentúa en el escenario E. Por tanto y como es usual en la industria, cuando la inversión en hidroelectricidad tiene un costo elevado al principio, pero luego tiende a disminuir.⁵⁰

FIGURA 2: RESUMEN DE LOS PRECIOS DE GENERACIÓN EN CADA ESCENARIO (US\$/KWH)

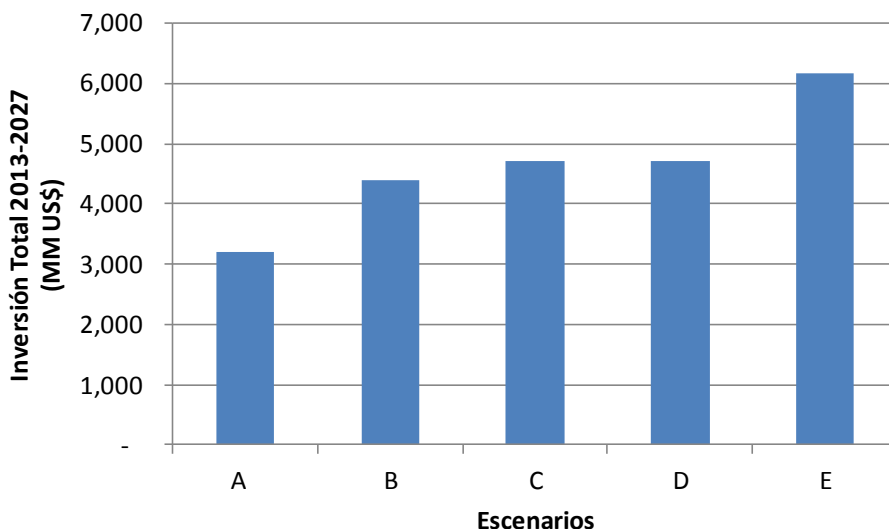


La FIGURA 3 presenta el resumen de los niveles de inversión en cada escenario para el período 2013-2027, dentro la generación de energía eléctrica. Se pueden realizar varios comentarios de esta figura (comparada con las anteriores): 1) ciertamente el nivel de inversión en los escenarios B, C, D y E es mayor a aquél que sólo considera inversión en termoeléctricas, la razón se debe al elevado costo inicial de los proyectos hidroeléctricos; 2) como se mencionó

⁵⁰ Todos estos escenarios fueron construidos con una tasa de descuento del 10%.

anteriormente, en tanto permanezca el subsidio al precio del gas natural, el incentivo para invertir en plantas hidroeléctricas (u otros tipos de generación) es pequeño; 3) sólo considerando aquellos escenarios con plantas hidroeléctricas (sin contar con el escenario E) la inversión total oscila entre US\$ 4 000 y 5 000 millones, es necesario remarcar que no se utilizó una tasa de descuento para obtener estas cifras totales y;⁵¹ 4) esta información no considera la inversión adicional que necesitaría el sector hidrocarburífero en Bolivia para suministrar gas natural a las plantas termoeléctricas.

FIGURA 3: INVERSIÓN EN GENERACIÓN 2013-2027 (MM US\$)

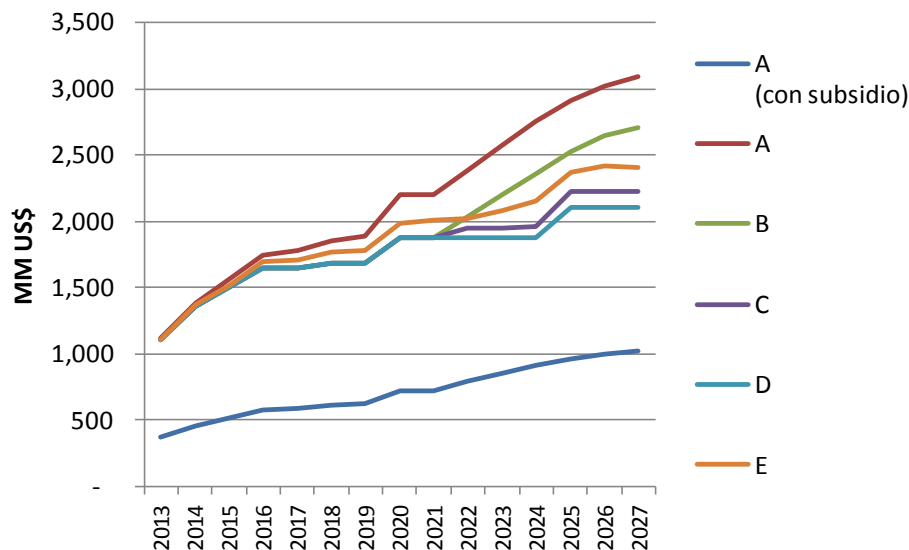


La FIGURA 4 presenta el costo de generación para todos los escenarios, se observa que el análisis previo (con precios e inversión) se confirma con esta variable, dado que el escenario A otorga los límites superior e inferior en el costo de generación. Por otra parte, es interesante notar que el escenario D, con fuerte participación de la hidroelectricidad, presenta el costo de generación más bajo, aun cuando los niveles de inversión son elevados (ver FIGURA 3).

⁵¹ Es bueno señalar que los costos de generación (en inversión) son elevados, dado que ésta es una característica inherente a las nuevas energías, aún cuando la capacidad de generación sea menor. Sin embargo, este tipo de energías se espera sean amigables con el medio ambiente, de ahí quizás la necesidad de realizar este escenario y analizar los resultados obtenidos.

Finalmente, notar cómo los costos de generación de los escenarios A (con subsidio) y D tienden a aproximarse en el largo plazo; por ello, estos resultados sugieren que mantener el precio del gas natural subsidiado es ineficiente en el mediano y largo plazo.

FIGURA 4: COSTO DE GENERACIÓN (MM US\$)



5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las principales conclusiones del estudio, son:

1. En los países sujeto de análisis, Colombia, Ecuador y México, se observa que si bien existe una política de regulación de tarifas para la transmisión y distribución de energía eléctrica, los precios de generación tienden a no ser regulados; es decir, la tasa de ganancia de las empresas generadoras tienden a ser aquella propuesta por éstas. Sin embargo, el organismo regulador realiza un seguimiento continuo para evitar que estos precios sean desproporcionadamente elevados. En todo caso y quizás como instrumento para atraer la inversión en generación, la recuperación del capital tiende a ser definida por el inversionista.

2. Respecto al caso Boliviano se puede afirmar que la generación termoeléctrica tiende a ganar espacio dentro el total, debido, entre otras cosas, a los bajos precios del gas natural en el país. En efecto, los precios en Boca de Pozo de este producto destinado al mercado interno son diez veces inferiores al precio de exportación al Brasil y Argentina, ello usualmente se conoce como "precios del gas subsidiados en el mercado interno". Naturalmente, este subsidio es del tipo "costo de oportunidad" que puede o no estar relacionado con los costos de producción.
3. Respecto a los resultados del modelo empleado se observa que la tasa de descuento utilizada como aproximación al retorno al capital tiene un impacto importante sobre las tarifas. Con un retorno sobre el capital del 30% los precios se sitúan entre los 0,11 y 0,12 US\$/kWh; más aún, si a ello se suma un precio desregulado del gas natural, dichos precios sobrepasan los 0,16 US\$/kWh. Es así que el trade off está planteado, menores tasas de retorno permiten precios bajos de la energía; sin embargo, para lograr ello el Estado debería asegurar el retorno a la inversión, con el consecuente riesgo e ineficiencia asociados.
4. También se realizó un estudio sobre precios, costos de generación e inversión en los siguientes escenarios posibles de generación futura: En el escenario "A" se consideran que toda la generación futura será realizada con energía termoeléctrica, uno de los objetivos de este escenario es verificar el impacto del subsidio al precio del gas natural en Bolivia. El escenario "B" se consideran todos los proyectos dentro el "Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2012-2022" publicado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, bajo el siguiente detalle respecto a las capacidades máximas de los proyectos considerados.⁵²

⁵² Es bueno mencionar que también se consideran dentro el análisis las actuales plantas de generación.

- Miguillas - Hidroeléctrica 212 MW
- Misicuni - Hidroeléctrica 120 MW
- San José - Hidroeléctrica 120 MW
- Rositas - Hidroeléctrica 400 MW
- Geotermia 100 MW
- Biomasa 49,5 MW
- Respecto a la generación termoeléctrica se prevé una capacidad adicional de 13 700 GWh/año

Respecto al escenario "C" éste añade al escenario "B" 377 MW en un proyecto de generación hidroeléctrico adicional "X" e incrementa la capacidad de Miguillas a 262 MW. El escenario "D" considera un proyecto hidroeléctrico "X" de 500 MW y finalmente en el escenario "E" sólo considera un proyecto hidroeléctrico "X" de 300 MW porque se prevé mayor energía solar y eólica.⁵³

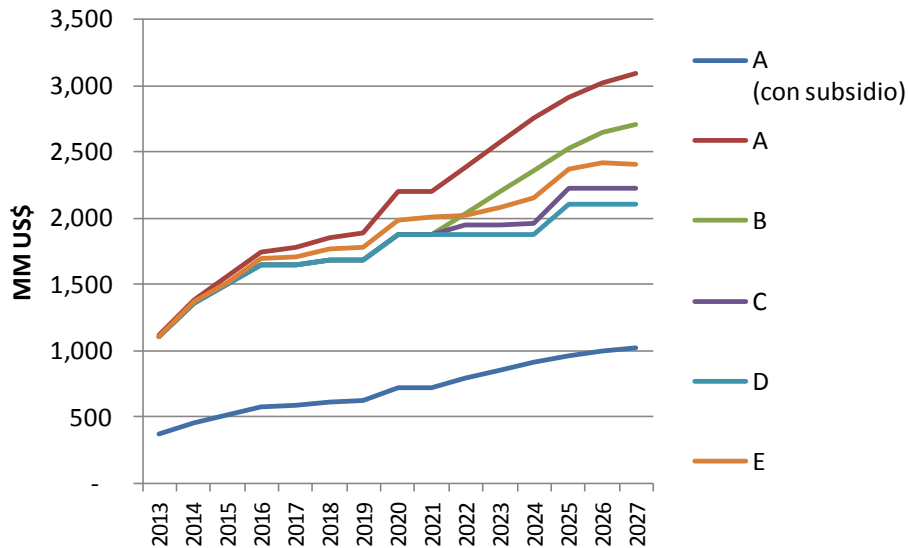
5. Utilizando un retorno al capital del 10% la situación de los precios de generación en cada escenario es: en el escenario A (sólo generación termoeléctrica) y con el precio del gas natural subsidiado, se obtiene el menor precio posible; sin embargo, cuando dicho subsidio se elimina, los precios son los más altos. Por otra parte, en los escenarios C y D (con alta penetración de la energía hidroeléctrica) los precios son mayores a los del escenario A (con subsidio) pero tienden a caer, de hecho, ello se acentúa en el escenario E. Por tanto y como es usual en la industria, cuando la inversión en hidroelectricidad tiene un costo elevado al principio, pero luego tiende a disminuir.⁵⁴

⁵³ Estos escenarios son ejercicios numéricos hipotéticos que tienen como fin último presentar los costos de generación y tarifas añadiendo nuevas fuentes de generación, en particular, termoeléctrica. Resta decir que estos escenarios fueron discutidos con profesionales del Ministerio de Energía e Hidrocarburos.

⁵⁴ Todos estos escenarios fueron construidos con una tasa de descuento del 10%, claramente si se utiliza una tasa de descuento del 30% los precios se incrementan en 2.5 veces.

6. Respecto al nivel de inversión en los escenarios B, C, D y E es mayor a aquél que sólo considera inversión en termoeléctricas, la razón se debe al elevado costo inicial de los proyectos hidroeléctricos. En tanto permanezca el subsidio al precio del gas natural, el incentivo para invertir en plantas hidroeléctricas (u otros tipos de generación) es pequeño. Sólo considerando aquellos escenarios con plantas hidroeléctricas (sin contar con el escenario E) la inversión total oscila entre US\$ 4 000 y 5 000 millones, es necesario remarcar que no se utilizó una tasa de descuento para obtener estas cifras totales y,⁵⁵ 4) esta información no considera la inversión adicional que necesitaría el sector hidrocarburífero en Bolivia para suministrar gas natural a las plantas termoeléctricas.
7. La siguiente Figura presenta el costo de generación para todos los escenarios, se observa que el análisis previo (con precios e inversión) se confirma con esta variable, dado que el escenario A otorga los límites superior e inferior en el costo de generación. Por otra parte, es interesante notar que el escenario D, con fuerte participación de la hidroelectricidad, presenta el costo de generación más bajo, aun cuando los niveles de inversión son elevados (ver FIGURA 3). Finalmente, notar cómo los costos de generación de los escenarios A (con subsidio) y D tienden a aproximarse en el largo plazo; por ello, estos resultados sugieren que mantener el precio del gas natural subsidiado es ineficiente en el mediano y largo plazo.

⁵⁵ Es bueno señalar que los costos de generación (en inversión) son elevados, dado que ésta es una característica inherente a las nuevas energías, aún cuando la capacidad de generación sea menor. Sin embargo, este tipo de energías se espera sean amigables con el medio ambiente, de ahí quizás la necesidad de realizar este escenario y analizar los resultados obtenidos.



Con base al estudio y a sus resultados y conclusiones ponemos, a continuación se exponen las siguientes recomendaciones:

1. La atracción de inversión privada al sector de generación de energía eléctrica es siempre complicada, dado que los riesgos de la actividad generalmente son asumidos por el sector privado. En este sentido, las tasas de retorno al capital usuales oscilan entre 20% y 30%, ello, naturalmente, tiene un impacto importante sobre las tarifas al consumidor final. En este sentido, es necesario considerar dicho impacto (sobre las tarifas) al momento de evaluar cualquier apertura a la inversión privada.
2. La experiencia internacional analizada en este documento da cuenta que los precios de generación de energía tienden a ser desregulados, así lo corrobora también el presente estudio, sin embargo, como también se aprecia del análisis realizado, ello no implica la ausencia de regulación. En este sentido, una regulación que razonablemente observe y analice los precios de la energía es recomendable, naturalmente considerando atractivas tasas de retorno al capital.
3. Cuando se aplican tasas de retorno entre el 20% y 30% al caso Boliviano, se observan que las tarifas de generación podrían alcanzar los 0,11 y

- 0,12 US\$/kWh. En este sentido, si el Estado Boliviano decide regular el retorno al capital (con el afán de no incrementar demasiado los precios al consumidor final) será necesario estimar cuidadosamente la tasa de descuento en el análisis económico, dado que es una de las variables de mayor impacto sobre las tarifas.
4. Finalmente, para fomentar la inversión en plantas hidroeléctricas, será necesario eliminar el subsidio al precio del gas natural en el mercado interno. De esta forma, si bien los precios al consumidor final se incrementan en el corto plazo, los beneficios (menores costos) de mediano y largo plazo son sustanciales.

BIBLIOGRAFÍA

- ALbornoz, Esteban. (2012). “Visión Sector Eléctrico Ecuatoriano Beneficios Proyecto”. Ministerio De Electricidad Y Energía Renovable. Cuenca.
- CONELEC. (2008). Aplicación del mandato constituyente No. 15, Regulación No. CONELEC - 006/08. El Directorio Del Consejo Nacional De Electricidad CONELEC
- Contento, D.; Enríquez, J. y Mantilla C. (2011.) “Reestructuración del subsidio a la energía eléctrica mediante el incentivo al consumo de focos ahorradores”.
- De La Fuente, Alberto. (2004). Estructura Tarifaria del Sector Eléctrico Mexicano. Unidad de Reestructuración Eléctrica.
- González, M., Llamas A.; Morones A.; Probst, O.; Reyna R. y Viramontes, F.. Situación del Sector Eléctrico en México. Centro de Estudios de Energía, Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey, Campus.
- Ministerio Coordinador de la Producción, Empleo y Competitividad. (2010). Los Subsidios Energéticos en el Ecuador.
- Montaña Quintero Camilo. (Diciembre de 2012). Modelos de mercado, regulación económica y tarifas del sector eléctrico en América Latina y el Caribe – Colombia, Informe No. 1 “Levantamiento y estudio de los modelos de mercado y marco regulatorio del sector eléctrico”. Organización Latinoamericana de Energía. Bogotá D.C.
- Montaña, Camilo. (2013). Modelos de mercado, regulación económica y tarifas del sector eléctrico en América Latina y el Caribe – Colombia, Documento 3: Fórmula Tarifaria de energía eléctrica aplicable en Colombia. Organización Latinoamericana de Energía. Bogotá D.C.

- Montaña, Camilo. (2013). Modelos de mercado, regulación económica y tarifas del sector eléctrico en América Latina y el Caribe – Colombia, Documento 4: Subsidios y Fondos del sector eléctrico Colombiano. Organización Latinoamericana de Energía. Bogotá D.C.
- Prospectiva del sector eléctrico 2006-2015. Dirección General de Planeación Energética
- Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026. México, (Año 2012).
- Quadri de la Torre, Gabriel. (2011). Subsidios vs medio ambiente en México: El absurdo y las oportunidades. México.
- Ruiz, María Elena. (2011). “Síndrome de los Subsidios”.
- Sixth Framework Programme. La Energía Eólica En ECUADOR - Proyecto TECH4CDM

ANEXOS

ANEXO 1: FLUJO ECONÓMICO PARA TERMOELÉCTRICA GENÉRICA

METODOLOGÍA COSTO DE SERVICIO

CAPEX & OPEX

Año	Inversión Edificación (MM US\$)	% Ejecución de la Inversión	Depreciación Edificación (MM US\$)	Depreciación Costo SS (MM US\$)	Opex (MM US\$)
-2	-	-	-	-	-
-1	-	-	-	-	-
0	50.0	-	-	-	-
1	-	-	1.3	0.9	4.8
2	-	-	1.3	1.0	4.8
3	-	-	1.3	1.1	4.8
4	-	-	1.3	1.2	4.8
5	-	-	1.3	1.3	4.8
6	-	-	1.3	1.4	4.8
7	-	-	1.3	1.5	4.8
8	-	-	1.3	1.7	4.8
9	-	-	1.3	1.9	4.8
10	-	-	1.3	2.1	4.8
11	-	-	1.3	2.3	4.8
12	-	-	1.3	2.5	4.8
13	-	-	1.3	2.7	4.8
14	-	-	1.3	3.0	4.8
15	-	-	1.3	3.3	4.8
16	-	-	1.3	3.6	4.8
17	-	-	1.3	4.0	4.8
18	-	-	1.3	4.4	4.8
19	-	-	1.3	4.9	4.8
20	-	-	1.3	5.3	4.8

Energía

Año	Capacidad (MW)	Capacidad Utilizada (MW)	Demanda de Energía (Gwh/año)
-2	-	-	-
-1	-	-	-
0	-	-	-
1	45.3	41.2	346.3
2	45.3	41.2	346.3
3	45.3	41.2	346.3
4	45.3	41.2	346.3
5	45.3	41.2	346.3
6	45.3	41.2	346.3
7	45.3	41.2	346.3
8	45.3	41.2	346.3
9	45.3	41.2	346.3
10	45.3	41.2	346.3
11	45.3	41.2	346.3
12	45.3	41.2	346.3
13	45.3	41.2	346.3
14	45.3	41.2	346.3
15	45.3	41.2	346.3
16	45.3	41.2	346.3
17	45.3	41.2	346.3
18	45.3	41.2	346.3
19	45.3	41.2	346.3
20	45.3	41.2	346.3

Tarifas

Año	Tarifa Monómica (US\$/Kwh)	Tipo de Cambio (Bs/US\$)
-2	-	6.9
-1	-	6.9
0	-	6.9
1	0.039	6.9
2	0.039	6.9
3	0.039	6.9
4	0.039	6.9
5	0.039	6.9
6	0.039	6.9
7	0.039	6.9
8	0.039	6.9
9	0.039	6.9
10	0.039	6.9
11	0.039	6.9
12	0.039	6.9
13	0.039	6.9
14	0.039	6.9
15	0.039	6.9
16	0.039	6.9
17	0.039	6.9
18	0.039	6.9
19	0.039	6.9
20	0.039	6.9

Ingresos

Año	Número de horas trabajadas	Ingresos Totales (MM US\$)	Ingresos Totales (MM Bs)
-2	8,760.0	-	-
-1	8,760.0	-	-
0	8,760.0	-	-
1	8,760.0	13.6	93.5
2	8,760.0	13.6	93.5
3	8,760.0	13.6	93.5
4	8,760.0	13.6	93.5
5	8,760.0	13.6	93.5
6	8,760.0	13.6	93.5
7	8,760.0	13.6	93.5
8	8,760.0	13.6	93.5
9	8,760.0	13.6	93.5
10	8,760.0	13.6	93.5
11	8,760.0	13.6	93.5
12	8,760.0	13.6	93.5
13	8,760.0	13.6	93.5
14	8,760.0	13.6	93.5
15	8,760.0	13.6	93.5
16	8,760.0	13.6	93.5
17	8,760.0	13.6	93.5
18	8,760.0	13.6	93.5
19	8,760.0	13.6	93.5
20	8,760.0	13.6	93.5

IUE - IT

Año	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	Depreciación (MM US\$)	Base Imponible (MM US\$)	Liquidación IUE (MM US\$)	Pago IUE - IT (MM US\$)
-2	-	-	-	-	-	-
-1	-	-	-	-	-	-
0	-	-	-	-	-	-
1	13.6	4.8	1.3	7.5	1.9	1.9
2	13.6	4.8	1.3	7.5	1.9	1.9
3	13.6	4.8	1.3	7.5	1.9	1.9
4	13.6	4.8	1.3	7.5	1.9	1.9
5	13.6	4.8	1.3	7.5	1.9	1.9
6	13.6	4.8	1.3	7.5	1.9	1.9
7	13.6	4.8	1.3	7.5	1.9	1.9
8	13.6	4.8	1.3	7.5	1.9	1.9
9	13.6	4.8	1.3	7.5	1.9	1.9
10	13.6	4.8	1.3	7.5	1.9	1.9
11	13.6	4.8	1.3	7.5	1.9	1.9
12	13.6	4.8	1.3	7.5	1.9	1.9
13	13.6	4.8	1.3	7.5	1.9	1.9
14	13.6	4.8	1.3	7.5	1.9	1.9
15	13.6	4.8	1.3	7.5	1.9	1.9
16	13.6	4.8	1.3	7.5	1.9	1.9
17	13.6	4.8	1.3	7.5	1.9	1.9
18	13.6	4.8	1.3	7.5	1.9	1.9
19	13.6	4.8	1.3	7.5	1.9	1.9
20	13.6	4.8	1.3	7.5	1.9	1.9

Datos

Año	Inversión Total (MM US\$)	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	IVA	IUE - IT	FC antes IRUE (MM US\$)	IRUE (MM US\$)	Flujo de Caja (MM US\$)	Factor de descuento	Flujo de Caja Descontado (MM US\$)
-2	-	-	-	-	-	-	-	-	1.21	-
-1	-	-	-	-	-	-	-	-	1.10	-
0	50.00	-	-	-	-	(50.00)	-	(50.00)	1.00	(50.00)
1	-	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	5.87	0.91	5.34
2	-	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	5.87	0.83	4.85
3	-	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	5.87	0.75	4.41
4	-	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	5.87	0.68	4.01
5	-	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	5.87	0.62	3.65
6	-	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	5.87	0.56	3.32
7	-	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	5.87	0.51	3.01
8	-	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	5.87	0.47	2.74
9	-	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	5.87	0.42	2.49
10	-	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	5.87	0.39	2.26
11	-	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	5.87	0.35	2.06
12	-	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	5.87	0.32	1.87
13	-	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	5.87	0.29	1.70
14	-	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	5.87	0.26	1.55
15	-	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	5.87	0.24	1.41
16	-	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	5.87	0.22	1.28
17	-	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	5.87	0.20	1.16
18	-	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	5.87	0.18	1.06
19	-	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	5.87	0.16	0.96
20	-	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	5.87	0.15	0.87

Año	Depreciación (MM US\$)	Inversión Recuperada (MM US\$)	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	IVA	IUE - IT	FC antes IRUE (MM US\$)	IRUE (MM US\$)	Utilidad (MM US\$)	Tarifa (US\$/kwh)
-2										
-1										
0										
1	0.87	50.00	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	5.00	0.04
2	0.96	49.04	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	4.91	0.04
3	1.06	47.98	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	4.82	0.04
4	1.16	46.82	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	4.71	0.04
5	1.28	45.54	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	4.59	0.04
6	1.41	44.14	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	4.47	0.04
7	1.55	42.59	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	4.33	0.04
8	1.70	40.89	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	4.17	0.04
9	1.87	39.02	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	4.00	0.04
10	2.06	36.96	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	3.81	0.04
11	2.26	34.70	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	3.61	0.04
12	2.49	32.20	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	3.38	0.04
13	2.74	29.47	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	3.13	0.04
14	3.01	26.45	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	2.86	0.04
15	3.32	23.14	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	2.56	0.04
16	3.65	19.49	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	2.23	0.04
17	4.01	15.48	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	1.86	0.04
18	4.41	11.07	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	1.46	0.04
19	4.85	6.21	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	1.02	0.04
20	5.34	0.87	13.56	4.85	0.97	1.86	5.87	-	0.53	0.04

ANEXO 2: FLUJO ECONÓMICO PARA ACTUALES GENERADORAS - VALLE HERMOSO

METODOLOGÍA COSTO DE SERVICIO

CAPEX & OPEX

Año	Inversión Edificación (MM US\$)	% Ejecución de la Inversión	Depreciación Edificación (MM US\$)	Depreciación Costo SS (MM US\$)	Opex (MM US\$)
-2	-	-	-	-	-
-1	-	-	-	-	-
0	82.8	-	-	-	-
1	-	-	2.1	1.4	15.9
2	-	-	2.1	1.6	15.9
3	-	-	2.1	1.7	15.9
4	-	-	2.1	1.9	15.9
5	-	-	2.1	2.1	15.9
6	-	-	2.1	2.3	15.9
7	-	-	2.1	2.6	15.9
8	-	-	2.1	2.8	15.9
9	-	-	2.1	3.1	15.9
10	-	-	2.1	3.4	15.9
11	-	-	2.1	3.7	15.9
12	-	-	2.1	4.1	15.9
13	-	-	2.1	4.5	15.9
14	-	-	2.1	5.0	15.9
15	-	-	2.1	5.5	15.9
16	-	-	2.1	6.0	15.9
17	-	-	2.1	6.6	15.9
18	-	-	2.1	7.3	15.9
19	-	-	2.1	8.0	15.9
20	-	-	2.1	8.8	15.9

Energía

Año	Capacidad (MW)	Capacidad Utilizada (MW)	Demanda de Energía (Gwh/año)
-2	-	-	-
-1	-	-	-
0	-	-	-
1	163.3	147.0	1,234.7
2	163.3	147.0	1,234.7
3	163.3	147.0	1,234.7
4	163.3	147.0	1,234.7
5	163.3	147.0	1,234.7
6	163.3	147.0	1,234.7
7	163.3	147.0	1,234.7
8	163.3	147.0	1,234.7
9	163.3	147.0	1,234.7
10	163.3	147.0	1,234.7
11	163.3	147.0	1,234.7
12	163.3	147.0	1,234.7
13	163.3	147.0	1,234.7
14	163.3	147.0	1,234.7
15	163.3	147.0	1,234.7
16	163.3	147.0	1,234.7
17	163.3	147.0	1,234.7
18	163.3	147.0	1,234.7
19	163.3	147.0	1,234.7
20	163.3	147.0	1,234.7

Tarifas

Año	Tarifa Monómica (US\$/Kwh)	Tipo de Cambio (Bs/US\$)
-2	-	6.9
-1	-	6.9
0	-	6.9
1	0.025	6.9
2	0.025	6.9
3	0.025	6.9
4	0.025	6.9
5	0.025	6.9
6	0.025	6.9
7	0.025	6.9
8	0.025	6.9
9	0.025	6.9
10	0.025	6.9
11	0.025	6.9
12	0.025	6.9
13	0.025	6.9
14	0.025	6.9
15	0.025	6.9
16	0.025	6.9
17	0.025	6.9
18	0.025	6.9
19	0.025	6.9
20	0.025	6.9

Ingresos

Año	Número de horas trabajadas	Ingresos Totales (MM US\$)	Ingresos Totales (MM Bs)
-2	8,760.0	-	-
-1	8,760.0	-	-
0	8,760.0	-	-
1	8,760.0	30.3	208.9
2	8,760.0	30.3	208.9
3	8,760.0	30.3	208.9
4	8,760.0	30.3	208.9
5	8,760.0	30.3	208.9
6	8,760.0	30.3	208.9
7	8,760.0	30.3	208.9
8	8,760.0	30.3	208.9
9	8,760.0	30.3	208.9
10	8,760.0	30.3	208.9
11	8,760.0	30.3	208.9
12	8,760.0	30.3	208.9
13	8,760.0	30.3	208.9
14	8,760.0	30.3	208.9
15	8,760.0	30.3	208.9
16	8,760.0	30.3	208.9
17	8,760.0	30.3	208.9
18	8,760.0	30.3	208.9
19	8,760.0	30.3	208.9
20	8,760.0	30.3	208.9

IUE - IT

Año	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	Depreciación (MM US\$)	Base Imponible (MM US\$)	Liquidación IUE (MM US\$)	Pago IUE - IT (MM US\$)
-2	-	-	-	-	-	-
-1	-	-	-	-	-	-
0	-	-	-	-	-	-
1	30.3	15.9	2.1	12.3	3.1	3.1
2	30.3	15.9	2.1	12.3	3.1	3.1
3	30.3	15.9	2.1	12.3	3.1	3.1
4	30.3	15.9	2.1	12.3	3.1	3.1
5	30.3	15.9	2.1	12.3	3.1	3.1
6	30.3	15.9	2.1	12.3	3.1	3.1
7	30.3	15.9	2.1	12.3	3.1	3.1
8	30.3	15.9	2.1	12.3	3.1	3.1
9	30.3	15.9	2.1	12.3	3.1	3.1
10	30.3	15.9	2.1	12.3	3.1	3.1
11	30.3	15.9	2.1	12.3	3.1	3.1
12	30.3	15.9	2.1	12.3	3.1	3.1
13	30.3	15.9	2.1	12.3	3.1	3.1
14	30.3	15.9	2.1	12.3	3.1	3.1
15	30.3	15.9	2.1	12.3	3.1	3.1
16	30.3	15.9	2.1	12.3	3.1	3.1
17	30.3	15.9	2.1	12.3	3.1	3.1
18	30.3	15.9	2.1	12.3	3.1	3.1
19	30.3	15.9	2.1	12.3	3.1	3.1
20	30.3	15.9	2.1	12.3	3.1	3.1

Datos

Año	Inversión Total (MM US\$)	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	IVA	IUE - IT	FC antes IRUE (MM US\$)	IRUE (MM US\$)	Flujo de Caja (MM US\$)	Factor de descuento	Flujo de Caja Descontado (MM US\$)
-2	-	-	-	-	-	-	-	-	1.21	-
-1	-	-	-	-	-	-	-	-	1.10	-
0	82.80	-	-	-	-	(82.80)	-	(82.80)	1.00	(82.80)
1	-	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	9.73	0.91	8.84
2	-	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	9.73	0.83	8.04
3	-	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	9.73	0.75	7.31
4	-	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	9.73	0.68	6.64
5	-	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	9.73	0.62	6.04
6	-	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	9.73	0.56	5.49
7	-	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	9.73	0.51	4.99
8	-	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	9.73	0.47	4.54
9	-	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	9.73	0.42	4.12
10	-	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	9.73	0.39	3.75
11	-	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	9.73	0.35	3.41
12	-	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	9.73	0.32	3.10
13	-	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	9.73	0.29	2.82
14	-	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	9.73	0.26	2.56
15	-	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	9.73	0.24	2.33
16	-	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	9.73	0.22	2.12
17	-	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	9.73	0.20	1.92
18	-	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	9.73	0.18	1.75
19	-	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	9.73	0.16	1.59
20	-	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	9.73	0.15	1.45

Costo de Servicio Monómica

Año	Depreciación (MM US\$)	Inversión Recuperada (MM US\$)	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	IVA	IUE - IT	FC antes IRUE (MM US\$)	IRUE (MM US\$)	Utilidad (MM US\$)	Tarifa (US\$/Kwh)
-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	1.45	82.80	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	8.28	0.02
2	1.59	81.21	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	8.14	0.02
3	1.75	79.46	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	7.98	0.02
4	1.92	77.54	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	7.80	0.02
5	2.12	75.42	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	7.61	0.02
6	2.33	73.10	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	7.40	0.02
7	2.56	70.53	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	7.16	0.02
8	2.82	67.72	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	6.91	0.02
9	3.10	64.62	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	6.63	0.02
10	3.41	61.21	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	6.32	0.02
11	3.75	57.46	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	5.98	0.02
12	4.12	53.33	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	5.60	0.02
13	4.54	48.80	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	5.19	0.02
14	4.99	43.81	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	4.74	0.02
15	5.49	38.32	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	4.24	0.02
16	6.04	32.28	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	3.69	0.02
17	6.64	25.63	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	3.08	0.02
18	7.31	18.33	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	2.42	0.02
19	8.04	10.29	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	1.69	0.02
20	8.84	1.45	30.28	15.86	1.61	3.09	9.73	-	0.88	0.02

ANEXO 3: FLUJO ECONÓMICO PARA ACTUALES GENERADORAS - GUARACACHI

METODOLOGÍA COSTO DE SERVICIO

CAPEX & OPEX

Año	Inversión Edificación (MM US\$)	% Ejecución de la Inversión	Depreciación Edificación (MM US\$)	Depreciación Costo SS (MM US\$)	Opex (MM US\$)
-2	-	-	-	-	-
-1	-	-	-	-	-
0	48.7	-	-	-	-
1	-	-	1.2	0.8	29.2
2	-	-	1.2	0.9	29.2
3	-	-	1.2	1.0	29.2
4	-	-	1.2	1.1	29.2
5	-	-	1.2	1.2	29.2
6	-	-	1.2	1.4	29.2
7	-	-	1.2	1.5	29.2
8	-	-	1.2	1.7	29.2
9	-	-	1.2	1.8	29.2
10	-	-	1.2	2.0	29.2
11	-	-	1.2	2.2	29.2
12	-	-	1.2	2.4	29.2
13	-	-	1.2	2.7	29.2
14	-	-	1.2	2.9	29.2
15	-	-	1.2	3.2	29.2
16	-	-	1.2	3.5	29.2
17	-	-	1.2	3.9	29.2
18	-	-	1.2	4.3	29.2
19	-	-	1.2	4.7	29.2
20	-	-	1.2	5.2	29.2

Energía

Año	Capacidad (MW)	Capacidad Utilizada (MW)	Demanda de Energía (Gwh/año)
-2	-	-	-
-1	-	-	-
0	-	-	-
1	267.7	240.9	2,023.8
2	267.7	240.9	2,023.8
3	267.7	240.9	2,023.8
4	267.7	240.9	2,023.8
5	267.7	240.9	2,023.8
6	267.7	240.9	2,023.8
7	267.7	240.9	2,023.8
8	267.7	240.9	2,023.8
9	267.7	240.9	2,023.8
10	267.7	240.9	2,023.8
11	267.7	240.9	2,023.8
12	267.7	240.9	2,023.8
13	267.7	240.9	2,023.8
14	267.7	240.9	2,023.8
15	267.7	240.9	2,023.8
16	267.7	240.9	2,023.8
17	267.7	240.9	2,023.8
18	267.7	240.9	2,023.8
19	267.7	240.9	2,023.8
20	267.7	240.9	2,023.8

Tarifas

Año	Tarifa Monómica (US\$/Kwh)	Tipo de Cambio (Bs/US\$)
-2	-	6.9
-1	-	6.9
0	-	6.9
1	0.019	6.9
2	0.019	6.9
3	0.019	6.9
4	0.019	6.9
5	0.019	6.9
6	0.019	6.9
7	0.019	6.9
8	0.019	6.9
9	0.019	6.9
10	0.019	6.9
11	0.019	6.9
12	0.019	6.9
13	0.019	6.9
14	0.019	6.9
15	0.019	6.9
16	0.019	6.9
17	0.019	6.9
18	0.019	6.9
19	0.019	6.9
20	0.019	6.9

Ingresos

Año	Número de horas trabajadas	Ingresos Total (MM US\$)	Ingresos Total (MM Bs)
-2	8,760.0	-	-
-1	8,760.0	-	-
0	8,760.0	-	-
1	8,760.0	37.7	260.0
2	8,760.0	37.7	260.0
3	8,760.0	37.7	260.0
4	8,760.0	37.7	260.0
5	8,760.0	37.7	260.0
6	8,760.0	37.7	260.0
7	8,760.0	37.7	260.0
8	8,760.0	37.7	260.0
9	8,760.0	37.7	260.0
10	8,760.0	37.7	260.0
11	8,760.0	37.7	260.0
12	8,760.0	37.7	260.0
13	8,760.0	37.7	260.0
14	8,760.0	37.7	260.0
15	8,760.0	37.7	260.0
16	8,760.0	37.7	260.0
17	8,760.0	37.7	260.0
18	8,760.0	37.7	260.0
19	8,760.0	37.7	260.0
20	8,760.0	37.7	260.0

IUE - IT

Año	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	Depreciación (MM US\$)	Base Imponible (MM US\$)	Liquidación IUE (MM US\$)	Pago IUE - IT (MM US\$)
-2	-	-	-	-	-	-
-1	-	-	-	-	-	-
0	-	-	-	-	-	-
1	37.7	29.2	1.2	7.3	1.8	1.8
2	37.7	29.2	1.2	7.3	1.8	1.8
3	37.7	29.2	1.2	7.3	1.8	1.8
4	37.7	29.2	1.2	7.3	1.8	1.8
5	37.7	29.2	1.2	7.3	1.8	1.8
6	37.7	29.2	1.2	7.3	1.8	1.8
7	37.7	29.2	1.2	7.3	1.8	1.8
8	37.7	29.2	1.2	7.3	1.8	1.8
9	37.7	29.2	1.2	7.3	1.8	1.8
10	37.7	29.2	1.2	7.3	1.8	1.8
11	37.7	29.2	1.2	7.3	1.8	1.8
12	37.7	29.2	1.2	7.3	1.8	1.8
13	37.7	29.2	1.2	7.3	1.8	1.8
14	37.7	29.2	1.2	7.3	1.8	1.8
15	37.7	29.2	1.2	7.3	1.8	1.8
16	37.7	29.2	1.2	7.3	1.8	1.8
17	37.7	29.2	1.2	7.3	1.8	1.8
18	37.7	29.2	1.2	7.3	1.8	1.8
19	37.7	29.2	1.2	7.3	1.8	1.8
20	37.7	29.2	1.2	7.3	1.8	1.8

Datos

Año	Inversión Total (MM US\$)	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	IVA	IUE - IT	FC antes IRUE (MM US\$)	IRUE (MM US\$)	Flujo de Caja (MM US\$)	Factor de descuento	Flujo de Caja Descontado (MM US\$)
-2	-	-	-	-	-	-	-	-	1.21	-
-1	-	-	-	-	-	-	-	-	1.10	-
0	48.67	-	-	-	-	(48.67)	-	(48.67)	1.00	(48.67)
1	-	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	5.72	0.91	5.20
2	-	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	5.72	0.83	4.72
3	-	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	5.72	0.75	4.30
4	-	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	5.72	0.68	3.90
5	-	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	5.72	0.62	3.55
6	-	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	5.72	0.56	3.23
7	-	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	5.72	0.51	2.93
8	-	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	5.72	0.47	2.67
9	-	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	5.72	0.42	2.42
10	-	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	5.72	0.39	2.20
11	-	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	5.72	0.35	2.00
12	-	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	5.72	0.32	1.82
13	-	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	5.72	0.29	1.66
14	-	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	5.72	0.26	1.51
15	-	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	5.72	0.24	1.37
16	-	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	5.72	0.22	1.24
17	-	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	5.72	0.20	1.13
18	-	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	5.72	0.18	1.03
19	-	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	5.72	0.16	0.93
20	-	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	5.72	0.15	0.85

Costo de Servicio Monómica

Año	Depreciación (MM US\$)	Inversión Recuperada (MM US\$)	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	IVA	IUE - IT	FC antes IRUE (MM US\$)	IRUE (MM US\$)	Utilidad (MM US\$)	Tarifa (US\$/Kwh)
-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	0.85	48.67	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	4.87	0.02
2	0.93	47.74	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	4.78	0.02
3	1.03	46.71	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	4.69	0.02
4	1.13	45.58	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	4.59	0.02
5	1.24	44.33	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	4.47	0.02
6	1.37	42.96	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	4.35	0.02
7	1.51	41.46	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	4.21	0.02
8	1.66	39.80	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	4.06	0.02
9	1.82	37.98	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	3.90	0.02
10	2.00	35.98	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	3.71	0.02
11	2.20	33.77	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	3.51	0.02
12	2.42	31.35	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	3.29	0.02
13	2.67	28.68	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	3.05	0.02
14	2.93	25.75	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	2.78	0.02
15	3.23	22.52	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	2.49	0.02
16	3.55	18.97	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	2.17	0.02
17	3.90	15.07	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	1.81	0.02
18	4.30	10.77	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	1.42	0.02
19	4.72	6.05	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	0.99	0.02
20	5.20	0.85	37.67	29.20	0.94	1.81	5.72	-	0.52	0.02

ANEXO 4: FLUJO ECONÓMICO PARA ACTUALES GENERADORAS - BULO BULO

METODOLOGÍA COSTO DE SERVICIO

CAPEX & OPEX

Año	Inversión Edificación (MM US\$)	% Ejecución de la Inversión	Depreciación Edificación (MM US\$)	Depreciación Costo SS (MM US\$)	Opex (MM US\$)
-2	-	-	-	-	-
-1	-	-	-	-	-
0	35.4	-	-	-	-
1	-	-	0.9	0.6	9.4
2	-	-	0.9	0.7	9.4
3	-	-	0.9	0.7	9.4
4	-	-	0.9	0.8	9.4
5	-	-	0.9	0.9	9.4
6	-	-	0.9	1.0	9.4
7	-	-	0.9	1.1	9.4
8	-	-	0.9	1.2	9.4
9	-	-	0.9	1.3	9.4
10	-	-	0.9	1.5	9.4
11	-	-	0.9	1.6	9.4
12	-	-	0.9	1.8	9.4
13	-	-	0.9	1.9	9.4
14	-	-	0.9	2.1	9.4
15	-	-	0.9	2.3	9.4
16	-	-	0.9	2.6	9.4
17	-	-	0.9	2.8	9.4
18	-	-	0.9	3.1	9.4
19	-	-	0.9	3.4	9.4
20	-	-	0.9	3.8	9.4

Energía

Año	Capacidad (MW)	Capacidad Utilizada (MW)	Demanda de Energía (Gwh/año)
-2	-	-	-
-1	-	-	-
0	-	-	-
1	-	-	631.1
2	-	-	631.1
3	-	-	631.1
4	-	-	631.1
5	-	-	631.1
6	-	-	631.1
7	-	-	631.1
8	-	-	631.1
9	-	-	631.1
10	-	-	631.1
11	-	-	631.1
12	-	-	631.1
13	-	-	631.1
14	-	-	631.1
15	-	-	631.1
16	-	-	631.1
17	-	-	631.1
18	-	-	631.1
19	-	-	631.1
20	-	-	631.1

Tarifas

Año	Tarifa Monómica (US\$/Kwh)	Tipo de Cambio (Bs/US\$)
-2	-	6.9
-1	-	6.9
0	-	6.9
1	0.025	6.9
2	0.025	6.9
3	0.025	6.9
4	0.025	6.9
5	0.025	6.9
6	0.025	6.9
7	0.025	6.9
8	0.025	6.9
9	0.025	6.9
10	0.025	6.9
11	0.025	6.9
12	0.025	6.9
13	0.025	6.9
14	0.025	6.9
15	0.025	6.9
16	0.025	6.9
17	0.025	6.9
18	0.025	6.9
19	0.025	6.9
20	0.025	6.9

Ingresos

Año	Número de horas trabajadas	Ingresos Total (MM US\$)	Ingresos Total (MM Bs)
-2	8,760.0	-	-
-1	8,760.0	-	-
0	8,760.0	-	-
1	8,760.0	15.6	107.5
2	8,760.0	15.6	107.5
3	8,760.0	15.6	107.5
4	8,760.0	15.6	107.5
5	8,760.0	15.6	107.5
6	8,760.0	15.6	107.5
7	8,760.0	15.6	107.5
8	8,760.0	15.6	107.5
9	8,760.0	15.6	107.5
10	8,760.0	15.6	107.5
11	8,760.0	15.6	107.5
12	8,760.0	15.6	107.5
13	8,760.0	15.6	107.5
14	8,760.0	15.6	107.5
15	8,760.0	15.6	107.5
16	8,760.0	15.6	107.5
17	8,760.0	15.6	107.5
18	8,760.0	15.6	107.5
19	8,760.0	15.6	107.5
20	8,760.0	15.6	107.5

IUE - IT

Año	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	Depreciación (MM US\$)	Base Imponible (MM US\$)	Liquidación IUE (MM US\$)	Pago IUE - IT (MM US\$)
-2	-	-	-	-	-	-
-1	-	-	-	-	-	-
0	-	-	-	-	-	-
1	15.6	9.4	0.9	5.3	1.3	1.3
2	15.6	9.4	0.9	5.3	1.3	1.3
3	15.6	9.4	0.9	5.3	1.3	1.3
4	15.6	9.4	0.9	5.3	1.3	1.3
5	15.6	9.4	0.9	5.3	1.3	1.3
6	15.6	9.4	0.9	5.3	1.3	1.3
7	15.6	9.4	0.9	5.3	1.3	1.3
8	15.6	9.4	0.9	5.3	1.3	1.3
9	15.6	9.4	0.9	5.3	1.3	1.3
10	15.6	9.4	0.9	5.3	1.3	1.3
11	15.6	9.4	0.9	5.3	1.3	1.3
12	15.6	9.4	0.9	5.3	1.3	1.3
13	15.6	9.4	0.9	5.3	1.3	1.3
14	15.6	9.4	0.9	5.3	1.3	1.3
15	15.6	9.4	0.9	5.3	1.3	1.3
16	15.6	9.4	0.9	5.3	1.3	1.3
17	15.6	9.4	0.9	5.3	1.3	1.3
18	15.6	9.4	0.9	5.3	1.3	1.3
19	15.6	9.4	0.9	5.3	1.3	1.3
20	15.6	9.4	0.9	5.3	1.3	1.3

Datos

Año	Inversión Total (MM US\$)	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	IVA	IUE - IT	FC antes IRUE (MM US\$)	IRUE (MM US\$)	Flujo de Caja (MM US\$)	Factor de descuento	Flujo de Caja Descontado (MM US\$)
-2	-	-	-	-	-	-	-	-	1.21	-
-1	-	-	-	-	-	-	-	-	1.10	-
0	35.42	-	-	-	-	(35.42)	-	(35.42)	1.00	(35.42)
1	-	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	4.16	0.91	3.78
2	-	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	4.16	0.83	3.44
3	-	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	4.16	0.75	3.13
4	-	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	4.16	0.68	2.84
5	-	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	4.16	0.62	2.58
6	-	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	4.16	0.56	2.35
7	-	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	4.16	0.51	2.13
8	-	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	4.16	0.47	1.94
9	-	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	4.16	0.42	1.76
10	-	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	4.16	0.39	1.60
11	-	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	4.16	0.35	1.46
12	-	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	4.16	0.32	1.33
13	-	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	4.16	0.29	1.20
14	-	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	4.16	0.26	1.10
15	-	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	4.16	0.24	1.00
16	-	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	4.16	0.22	0.91
17	-	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	4.16	0.20	0.82
18	-	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	4.16	0.18	0.75
19	-	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	4.16	0.16	0.68
20	-	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	4.16	0.15	0.62

Costo de Servicio Monómica

Año	Depreciación (MM US\$)	Inversión Recuperada (MM US\$)	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	IVA	IUE - IT	FC antes IRUE (MM US\$)	IRUE (MM US\$)	Utilidad (MM US\$)	Tarifa (US\$/Kwh)
-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	0.62	35.42	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	3.54	0.02
2	0.68	34.74	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	3.48	0.02
3	0.75	33.99	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	3.41	0.02
4	0.82	33.16	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	3.34	0.02
5	0.91	32.26	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	3.25	0.02
6	1.00	31.26	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	3.16	0.02
7	1.10	30.17	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	3.06	0.02
8	1.20	28.96	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	2.95	0.02
9	1.33	27.64	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	2.83	0.02
10	1.46	26.18	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	2.70	0.02
11	1.60	24.58	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	2.56	0.02
12	1.76	22.81	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	2.40	0.02
13	1.94	20.87	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	2.22	0.02
14	2.13	18.74	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	2.03	0.02
15	2.35	16.39	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	1.81	0.02
16	2.58	13.80	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	1.58	0.02
17	2.84	10.96	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	1.32	0.02
18	3.13	7.84	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	1.03	0.02
19	3.44	4.40	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	0.72	0.02
20	3.78	0.62	15.58	9.41	0.69	1.32	4.16	-	0.38	0.02

ANEXO 5. FLUJO ECONÓMICO PARA ACTUALES GENERADORAS - CORANI

METODOLOGÍA COSTO DE SERVICIO

CAPEX & OPEX

Año	Inversión Edificación (MM US\$)	% Ejecución de la Inversión	Depreciación Edificación (MM US\$)	Depreciación Costo SS (MM US\$)	Opex (MM US\$)
-2	-	-	-	-	-
-1	-	-	-	-	-
0	163.9	-	-	-	-
1	-	-	4.1	0.1	2.5
2	-	-	4.1	0.2	2.5
3	-	-	4.1	0.2	2.5
4	-	-	4.1	0.2	2.5
5	-	-	4.1	0.2	2.5
6	-	-	4.1	0.2	2.5
7	-	-	4.1	0.2	2.5
8	-	-	4.1	0.3	2.5
9	-	-	4.1	0.3	2.5
10	-	-	4.1	0.3	2.5
11	-	-	4.1	0.4	2.5
12	-	-	4.1	0.4	2.5
13	-	-	4.1	0.4	2.5
14	-	-	4.1	0.5	2.5
15	-	-	4.1	0.5	2.5
16	-	-	4.1	0.6	2.5
17	-	-	4.1	0.6	2.5
18	-	-	4.1	0.7	2.5
19	-	-	4.1	0.8	2.5
20	-	-	4.1	0.9	2.5

Energía

Año	Capacidad (MW)	Capacidad Utilizada (MW)	Demanda de Energía (Gwh/año)
-2			-
-1			-
0			-
1			793.9
2			793.9
3			793.9
4			793.9
5			793.9
6			793.9
7			793.9
8			793.9
9			793.9
10			793.9
11			793.9
12			793.9
13			793.9
14			793.9
15			793.9
16			793.9
17			793.9
18			793.9
19			793.9
20			793.9

Tarifas

Año	Tarifa Monómica (US\$/Kwh)	Tipo de Cambio (Bs/US\$)
-2	-	6.9
-1	-	6.9
0	-	6.9
1	0.034	6.9
2	0.034	6.9
3	0.034	6.9
4	0.034	6.9
5	0.034	6.9
6	0.034	6.9
7	0.034	6.9
8	0.034	6.9
9	0.034	6.9
10	0.034	6.9
11	0.034	6.9
12	0.034	6.9
13	0.034	6.9
14	0.034	6.9
15	0.034	6.9
16	0.034	6.9
17	0.034	6.9
18	0.034	6.9
19	0.034	6.9
20	0.034	6.9

Ingresos				IUE - IT							
Año	Número de horas trabajadas	Ingresos Total (MM US\$)	Ingresos Total (MM Bs)	Año	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	Depreciación (MM US\$)	Base Imponible (MM US\$)	Liquidación IUE (MM US\$)	Pago IUE - IT (MM US\$)	
-2	8,760.0	-	-	-2	-	-	-	-	-	-	
-1	8,760.0	-	-	-1	-	-	-	-	-	-	
0	8,760.0	-	-	0	-	-	-	-	-	-	
1	8,760.0	26.6	183.6	1	26.6	2.5	4.1	20.0	5.0	5.0	
2	8,760.0	26.6	183.6	2	26.6	2.5	4.1	20.0	5.0	5.0	
3	8,760.0	26.6	183.6	3	26.6	2.5	4.1	20.0	5.0	5.0	
4	8,760.0	26.6	183.6	4	26.6	2.5	4.1	20.0	5.0	5.0	
5	8,760.0	26.6	183.6	5	26.6	2.5	4.1	20.0	5.0	5.0	
6	8,760.0	26.6	183.6	6	26.6	2.5	4.1	20.0	5.0	5.0	
7	8,760.0	26.6	183.6	7	26.6	2.5	4.1	20.0	5.0	5.0	
8	8,760.0	26.6	183.6	8	26.6	2.5	4.1	20.0	5.0	5.0	
9	8,760.0	26.6	183.6	9	26.6	2.5	4.1	20.0	5.0	5.0	
10	8,760.0	26.6	183.6	10	26.6	2.5	4.1	20.0	5.0	5.0	
11	8,760.0	26.6	183.6	11	26.6	2.5	4.1	20.0	5.0	5.0	
12	8,760.0	26.6	183.6	12	26.6	2.5	4.1	20.0	5.0	5.0	
13	8,760.0	26.6	183.6	13	26.6	2.5	4.1	20.0	5.0	5.0	
14	8,760.0	26.6	183.6	14	26.6	2.5	4.1	20.0	5.0	5.0	
15	8,760.0	26.6	183.6	15	26.6	2.5	4.1	20.0	5.0	5.0	
16	8,760.0	26.6	183.6	16	26.6	2.5	4.1	20.0	5.0	5.0	
17	8,760.0	26.6	183.6	17	26.6	2.5	4.1	20.0	5.0	5.0	
18	8,760.0	26.6	183.6	18	26.6	2.5	4.1	20.0	5.0	5.0	
19	8,760.0	26.6	183.6	19	26.6	2.5	4.1	20.0	5.0	5.0	
20	8,760.0	26.6	183.6	20	26.6	2.5	4.1	20.0	5.0	5.0	

Datos										
Año	Inversión Total (MM US\$)	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	IVA	IUE - IT	FC antes IRUE (MM US\$)	IRUE (MM US\$)	Flujo de Caja (MM US\$)	Factor de descuento	Flujo de Caja Descontado (MM US\$)
-2	-	-	-	-	-	-	-	-	1.21	-
-1	-	-	-	-	-	-	-	-	1.10	-
0	163.87	-	-	-	-	(163.87)	-	(163.87)	1.00	(163.87)
1	-	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.53	0.91	15.03
2	-	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.53	0.83	13.66
3	-	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.53	0.75	12.42
4	-	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.53	0.68	11.29
5	-	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.53	0.62	10.26
6	-	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.53	0.56	9.33
7	-	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.53	0.51	8.48
8	-	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.53	0.47	7.71
9	-	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.53	0.42	7.01
10	-	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.53	0.39	6.37
11	-	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.53	0.35	5.79
12	-	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.53	0.32	5.27
13	-	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.53	0.29	4.79
14	-	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.53	0.26	4.35
15	-	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.53	0.24	3.96
16	-	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.53	0.22	3.60
17	-	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.53	0.20	3.27
18	-	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.53	0.18	2.97
19	-	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.53	0.16	2.70
20	-	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.53	0.15	2.46

Costo de Servicio

Año	Depreciación (MM US\$)	Inversión Recuperada (MM US\$)	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	IVA	IUE - IT	FC antes IRUE (MM US\$)	IRUE (MM US\$)	Utilidad (MM US\$)	Tarifa (US\$/Kwh)
-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	0.14	163.87	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.39	0.03
2	0.15	163.71	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.37	0.03
3	0.17	163.54	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.36	0.03
4	0.19	163.35	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.34	0.03
5	0.21	163.15	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.32	0.03
6	0.23	162.92	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.30	0.03
7	0.25	162.67	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.28	0.03
8	0.27	162.40	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.25	0.03
9	0.30	162.10	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.23	0.03
10	0.33	161.76	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.20	0.03
11	0.37	161.40	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.16	0.03
12	0.40	161.00	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.13	0.03
13	0.44	160.56	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.09	0.03
14	0.49	160.07	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	16.04	0.03
15	0.53	159.54	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	15.99	0.03
16	0.59	158.95	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	15.94	0.03
17	0.65	158.30	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	15.88	0.03
18	0.71	157.59	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	15.82	0.03
19	0.78	156.81	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	15.74	0.03
20	0.86	155.94	26.60	2.46	2.61	5.01	16.53	-	15.67	0.03

ANEXO 6: FLUJO ECONÓMICO PARA ACTUALES GENERADORAS - COBEE

METODOLOGÍA COSTO DE SERVICIO

CAPEX & OPEX

Año	Inversión Edificación (MM US\$)	% Ejecución de la Inversión	Depreciación Edificación (MM US\$)	Depreciación Costo SS (MM US\$)	Opex (MM US\$)
-2	-	-	-	-	-
-1	-	-	-	-	-
0	345.4	1.0	-	-	-
1	-	-	8.6	0.3	5.2
2	-	-	8.6	0.3	5.2
3	-	-	8.6	0.4	5.2
4	-	-	8.6	0.4	5.2
5	-	-	8.6	0.4	5.2
6	-	-	8.6	0.5	5.2
7	-	-	8.6	0.5	5.2
8	-	-	8.6	0.6	5.2
9	-	-	8.6	0.6	5.2
10	-	-	8.6	0.7	5.2
11	-	-	8.6	0.8	5.2
12	-	-	8.6	0.8	5.2
13	-	-	8.6	0.9	5.2
14	-	-	8.6	1.0	5.2
15	-	-	8.6	1.1	5.2
16	-	-	8.6	1.2	5.2
17	-	-	8.6	1.4	5.2
18	-	-	8.6	1.5	5.2
19	-	-	8.6	1.6	5.2
20	-	-	8.6	1.8	5.2

Energía

Año	Capacidad (MW)	Capacidad Utilizada (MW)	Demanda de Energía (Gwh/año)
-2			-
-1			-
0			-
1			1,137.8
2			1,137.8
3			1,137.8
4			1,137.8
5			1,137.8
6			1,137.8
7			1,137.8
8			1,137.8
9			1,137.8
10			1,137.8
11			1,137.8
12			1,137.8
13			1,137.8
14			1,137.8
15			1,137.8
16			1,137.8
17			1,137.8
18			1,137.8
19			1,137.8
20			1,137.8

Tarifas

Año	Tarifa Monómica (US\$/Kwh)	Tipo de Cambio (Bs/US\$)
-2	-	6.9
-1	-	6.9
0	-	6.9
1	0.049	6.9
2	0.049	6.9
3	0.049	6.9
4	0.049	6.9
5	0.049	6.9
6	0.049	6.9
7	0.049	6.9
8	0.049	6.9
9	0.049	6.9
10	0.049	6.9
11	0.049	6.9
12	0.049	6.9
13	0.049	6.9
14	0.049	6.9
15	0.049	6.9
16	0.049	6.9
17	0.049	6.9
18	0.049	6.9
19	0.049	6.9
20	0.049	6.9

Ingresos				IUE - IT							
Año	Número de horas trabajadas	Ingresos Total (MM US\$)	Ingresos Total (MM Bs)	Año	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	Depreciación (MM US\$)	Base Imponible (MM US\$)	Liquidación IUE (MM US\$)	Pago IUE - IT (MM US\$)	
-2	8,760.0	-	-	-2	-	-	-	-	-	-	
-1	8,760.0	-	-	-1	-	-	-	-	-	-	
0	8,760.0	-	-	0	-	-	-	-	-	-	
1	8,760.0	56.1	386.9	1	56.1	5.2	8.6	42.3	10.6	10.6	
2	8,760.0	56.1	386.9	2	56.1	5.2	8.6	42.3	10.6	10.6	
3	8,760.0	56.1	386.9	3	56.1	5.2	8.6	42.3	10.6	10.6	
4	8,760.0	56.1	386.9	4	56.1	5.2	8.6	42.3	10.6	10.6	
5	8,760.0	56.1	386.9	5	56.1	5.2	8.6	42.3	10.6	10.6	
6	8,760.0	56.1	386.9	6	56.1	5.2	8.6	42.3	10.6	10.6	
7	8,760.0	56.1	386.9	7	56.1	5.2	8.6	42.3	10.6	10.6	
8	8,760.0	56.1	386.9	8	56.1	5.2	8.6	42.3	10.6	10.6	
9	8,760.0	56.1	386.9	9	56.1	5.2	8.6	42.3	10.6	10.6	
10	8,760.0	56.1	386.9	10	56.1	5.2	8.6	42.3	10.6	10.6	
11	8,760.0	56.1	386.9	11	56.1	5.2	8.6	42.3	10.6	10.6	
12	8,760.0	56.1	386.9	12	56.1	5.2	8.6	42.3	10.6	10.6	
13	8,760.0	56.1	386.9	13	56.1	5.2	8.6	42.3	10.6	10.6	
14	8,760.0	56.1	386.9	14	56.1	5.2	8.6	42.3	10.6	10.6	
15	8,760.0	56.1	386.9	15	56.1	5.2	8.6	42.3	10.6	10.6	
16	8,760.0	56.1	386.9	16	56.1	5.2	8.6	42.3	10.6	10.6	
17	8,760.0	56.1	386.9	17	56.1	5.2	8.6	42.3	10.6	10.6	
18	8,760.0	56.1	386.9	18	56.1	5.2	8.6	42.3	10.6	10.6	
19	8,760.0	56.1	386.9	19	56.1	5.2	8.6	42.3	10.6	10.6	
20	8,760.0	56.1	386.9	20	56.1	5.2	8.6	42.3	10.6	10.6	

Datos

Año	Inversión Total (MM US\$)	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	IVA	IUE - IT	FC antes IRUE (MM US\$)	IRUE (MM US\$)	Flujo de Caja (MM US\$)	Factor de descuento	Flujo de Caja Descontado (MM US\$)
-2	-	-	-	-	-	-	-	-	1.21	-
-1	-	-	-	-	-	-	-	-	1.10	-
0	346.35	-	-	-	-	(346.35)	-	(346.35)	1.00	(346.35)
1	-	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.83	0.91	31.67
2	-	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.83	0.83	28.79
3	-	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.83	0.75	26.17
4	-	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.83	0.68	23.79
5	-	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.83	0.62	21.63
6	-	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.83	0.56	19.66
7	-	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.83	0.51	17.87
8	-	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.83	0.47	16.25
9	-	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.83	0.42	14.77
10	-	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.83	0.39	13.43
11	-	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.83	0.35	12.21
12	-	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.83	0.32	11.10
13	-	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.83	0.29	10.09
14	-	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.83	0.26	9.17
15	-	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.83	0.24	8.34
16	-	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.83	0.22	7.58
17	-	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.83	0.20	6.89
18	-	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.83	0.18	6.26
19	-	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.83	0.16	5.70
20	-	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.83	0.15	5.18

Costo de Servicio

Año	Depreciación (MM US\$)	Inversión Recuperada (MM US\$)	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	IVA	IUE - IT	FC antes IRUE (MM US\$)	IRUE (MM US\$)	Utilidad (MM US\$)	Tarifa (US\$/Kwh)
-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	0.30	345.35	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.54	0.05
2	0.33	345.03	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.51	0.05
3	0.36	344.67	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.47	0.05
4	0.39	344.27	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.44	0.05
5	0.43	343.84	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.40	0.05
6	0.48	343.36	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.35	0.05
7	0.53	342.84	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.31	0.05
8	0.58	342.26	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.25	0.05
9	0.64	341.62	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.20	0.05
10	0.70	340.92	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.13	0.05
11	0.77	340.15	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	34.06	0.05
12	0.85	339.31	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	33.99	0.05
13	0.93	338.37	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	33.90	0.05
14	1.02	337.35	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	33.81	0.05
15	1.13	336.22	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	33.71	0.05
16	1.24	334.98	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	33.59	0.05
17	1.36	333.62	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	33.47	0.05
18	1.50	332.12	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	33.33	0.05
19	1.65	330.47	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	33.18	0.05
20	1.81	328.66	56.07	5.18	5.49	10.56	34.83	-	33.02	0.05

ANEXO 7: FLUJO ECONÓMICO PARA EL PROYECTO MIGUILLAS

Es necesario remarcar que el flujo es para 50 años, sin embargo, en esta sección sólo se presentan los primeros veinte.

METODOLOGÍA COSTO DE SERVICIO CAPEX & OPEX

Año	Inversión Edificación (MM US\$)	% Ejecución de la Inversión	Depreciación Edificación (MM US\$)	Depreciación Costo SS (MM US\$)	Opex (MM US\$)
-2	132.7	-	-	-	-
-1	132.7	-	-	-	-
0	132.7	-	-	-	-
1	35.7	-	10.8	0.4	6.0
2	35.7	-	11.7	0.5	6.5
3	35.7	-	12.6	0.5	7.0
4	-	-	12.6	0.6	7.6
5	-	-	12.6	0.6	7.6
6	-	-	12.6	0.7	7.6
7	-	-	12.6	0.8	7.6
8	-	-	12.6	0.8	7.6
9	-	-	12.6	0.9	7.6
10	-	-	12.6	1.0	7.6
11	-	-	12.6	1.1	7.6
12	-	-	12.6	1.2	7.6
13	-	-	12.6	1.4	7.6
14	-	-	12.6	1.5	7.6
15	-	-	12.6	1.6	7.6
16	-	-	12.6	1.8	7.6
17	-	-	12.6	2.0	7.6
18	-	-	12.6	2.2	7.6
19	-	-	12.6	2.4	7.6
20	-	-	12.6	2.7	7.6

Energía

Año	Capacidad (MW)	Capacidad Utilizada (MW)	Demanda de Energía (Gwh/año)
-2			
-1			
0			
1	167.1	167.1	1,010.0
2	167.1	167.1	1,010.0
3	167.1	167.1	1,010.0
4	212.1	212.1	1,282.0
5	212.1	212.1	1,282.0
6	212.1	212.1	1,282.0
7	212.1	212.1	1,282.0
8	212.1	212.1	1,282.0
9	212.1	212.1	1,282.0
10	212.1	212.1	1,282.0
11	212.1	212.1	1,282.0
12	212.1	212.1	1,282.0
13	212.1	212.1	1,282.0
14	212.1	212.1	1,282.0
15	212.1	212.1	1,282.0
16	212.1	212.1	1,282.0
17	212.1	212.1	1,282.0
18	212.1	212.1	1,282.0
19	212.1	212.1	1,282.0
20	212.1	212.1	1,282.0

Tarifas

Año	Tarifa Monómica (US\$/kwh)	Tipo de Cambio (Bs/US\$)
-2		
-1		
0		
1	0.081	6.9
2	0.081	6.9
3	0.081	6.9
4	0.064	6.9
5	0.064	6.9
6	0.064	6.9
7	0.064	6.9
8	0.064	6.9
9	0.064	6.9
10	0.064	6.9
11	0.064	6.9
12	0.064	6.9
13	0.064	6.9
14	0.064	6.9
15	0.064	6.9
16	0.064	6.9
17	0.064	6.9
18	0.064	6.9
19	0.064	6.9
20	0.064	6.9

Ingresos

Año	Número de horas trabajadas	Ingresos Totales (MM US\$)	Ingresos Totales (MM Bs)
-2			
-1			
0			
1	8,760.0	81.5	562.5
2	8,760.0	81.5	562.5
3	8,760.0	81.5	562.4
4	8,760.0	82.0	566.1
5	8,760.0	82.0	566.1
6	8,760.0	82.0	566.1
7	8,760.0	82.0	566.1
8	8,760.0	82.0	566.1
9	8,760.0	82.0	566.1
10	8,760.0	82.0	566.1
11	8,760.0	82.0	566.1
12	8,760.0	82.0	566.1
13	8,760.0	82.0	566.1
14	8,760.0	82.0	566.1
15	8,760.0	82.0	566.1
16	8,760.0	82.0	566.1
17	8,760.0	82.0	566.1
18	8,760.0	82.0	566.1
19	8,760.0	82.0	566.1
20	8,760.0	82.0	566.1

IUE - IT

Año	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	Depreciación (MM US\$)	Base Imponible (MM US\$)	Liquidación IUE (MM US\$)	Pago IUE - IT (MM US\$)
-2						
-1						
0						
1	81.5	6.0	10.8	64.7	16.2	16.2
2	81.5	6.5	11.7	63.3	15.8	15.8
3	81.5	7.0	12.6	61.8	15.5	15.5
4	82.0	7.6	12.6	61.8	15.5	15.5
5	82.0	7.6	12.6	61.8	15.5	15.5
6	82.0	7.6	12.6	61.8	15.5	15.5
7	82.0	7.6	12.6	61.8	15.5	15.5
8	82.0	7.6	12.6	61.8	15.5	15.5
9	82.0	7.6	12.6	61.8	15.5	15.5
10	82.0	7.6	12.6	61.8	15.5	15.5
11	82.0	7.6	12.6	61.8	15.5	15.5
12	82.0	7.6	12.6	61.8	15.5	15.5
13	82.0	7.6	12.6	61.8	15.5	15.5
14	82.0	7.6	12.6	61.8	15.5	15.5
15	82.0	7.6	12.6	61.8	15.5	15.5
16	82.0	7.6	12.6	61.8	15.5	15.5
17	82.0	7.6	12.6	61.8	15.5	15.5
18	82.0	7.6	12.6	61.8	15.5	15.5
19	82.0	7.6	12.6	61.8	15.5	15.5
20	82.0	7.6	12.6	61.8	15.5	15.5

IVA					Datos										
Año	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	Depreciación (MM US\$)	IVA (MM US\$)	Año	Inversión Total (MM US\$)	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	IVA	IUE - IT	FC antes IRUE (MM US\$)	IRUE (MM US\$)	Flujo de Caja (MM US\$)	Factor de descuento	Flujo de Caja Descontado (MM US\$)
-2					-2	132.70	-	-	-	-	(132.70)	-	(132.70)	1.21	(160.57)
-1					-1	132.70	-	-	-	-	(132.70)	-	(132.70)	1.10	(145.97)
0					0	132.70	-	-	-	-	(132.70)	-	(132.70)	1.00	(132.70)
1	81.5	6.0	10.8	8.4	1	35.74	81.53	5.97	8.41	16.18	15.23	-	15.23	0.91	13.84
2	81.5	6.5	11.7	8.2	2	35.74	81.52	6.51	8.23	15.82	15.23	-	15.23	0.83	12.59
3	81.5	7.0	12.6	8.0	3	35.74	81.51	7.04	8.04	15.46	15.23	-	15.23	0.75	11.44
4	82.0	7.6	12.6	8.0	4	-	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	50.97	0.68	34.81
5	82.0	7.6	12.6	8.0	5	-	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	50.97	0.62	31.65
6	82.0	7.6	12.6	8.0	6	-	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	50.97	0.56	28.77
7	82.0	7.6	12.6	8.0	7	-	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	50.97	0.51	26.15
8	82.0	7.6	12.6	8.0	8	-	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	50.97	0.47	23.78
9	82.0	7.6	12.6	8.0	9	-	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	50.97	0.42	21.61
10	82.0	7.6	12.6	8.0	10	-	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	50.97	0.39	19.65
11	82.0	7.6	12.6	8.0	11	-	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	50.97	0.35	17.86
12	82.0	7.6	12.6	8.0	12	-	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	50.97	0.32	16.24
13	82.0	7.6	12.6	8.0	13	-	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	50.97	0.29	14.76
14	82.0	7.6	12.6	8.0	14	-	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	50.97	0.26	13.42
15	82.0	7.6	12.6	8.0	15	-	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	50.97	0.24	12.20
16	82.0	7.6	12.6	8.0	16	-	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	50.97	0.22	11.09
17	82.0	7.6	12.6	8.0	17	-	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	50.97	0.20	10.08
18	82.0	7.6	12.6	8.0	18	-	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	50.97	0.18	9.17
19	82.0	7.6	12.6	8.0	19	-	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	50.97	0.16	8.33
20	82.0	7.6	12.6	8.0	20	-	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	50.97	0.15	7.58

Costo de Servicio

Año	Depreciación (MM US\$)	Inversión Recuperada (MM US\$)	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	IVA	IUE - IT	FC antes IRUE (MM US\$)	IRUE (MM US\$)	Utilidad (MM US\$)	Tarifa (US\$/kwh)
-2										
-1										
0										
1	0.43	398.11	81.53	5.97	8.41	16.18	15.23	-	50.53	0.08
2	0.48	433.37	81.52	6.51	8.23	15.82	15.23	-	50.49	0.08
3	0.53	468.58	81.51	7.04	8.04	15.46	15.23	-	50.44	0.08
4	0.58	503.74	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	50.39	0.06
5	0.64	503.11	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	50.33	0.06
6	0.70	502.41	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	50.27	0.06
7	0.77	501.64	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	50.20	0.06
8	0.85	500.79	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	50.12	0.06
9	0.93	499.86	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	50.04	0.06
10	1.02	498.84	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	49.94	0.06
11	1.13	497.71	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	49.84	0.06
12	1.24	496.47	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	49.73	0.06
13	1.36	495.11	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	49.60	0.06
14	1.50	493.61	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	49.47	0.06
15	1.65	491.96	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	49.32	0.06
16	1.81	490.15	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	49.15	0.06
17	1.99	488.16	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	48.97	0.06
18	2.19	485.96	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	48.77	0.06
19	2.41	483.55	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	48.55	0.06
20	2.66	480.89	82.04	7.58	8.04	15.46	50.97	-	48.31	0.06

ANEXO 8: FLUJO ECONÓMICO PARA EL PROYECTO MISICUNI

Es necesario remarcar que el flujo es para 50 años, sin embargo, en esta sección sólo se presentan los primeros veinte.

METODOLOGÍA COSTO DE SERVICIO CAPEX & OPEX

Año	Inversión Edificación (MM US\$)	% Ejecución de la Inversión	Depreciación Edificación (MM US\$)	Depreciación Costo SS (MM US\$)	Opex (MM US\$)
-2	76.9	-	-	-	-
-1	76.9	-	-	-	-
0	76.9	-	-	-	-
1	38.5	-	6.7	0.3	3.5
2	38.5	-	7.7	0.3	4.0
3	38.5	-	8.7	0.4	4.6
4	-	-	8.7	0.4	5.2
5	-	-	8.7	0.4	5.2
6	-	-	8.7	0.5	5.2
7	-	-	8.7	0.5	5.2
8	-	-	8.7	0.6	5.2
9	-	-	8.7	0.6	5.2
10	-	-	8.7	0.7	5.2
11	-	-	8.7	0.8	5.2
12	-	-	8.7	0.8	5.2
13	-	-	8.7	0.9	5.2
14	-	-	8.7	1.0	5.2
15	-	-	8.7	1.1	5.2
16	-	-	8.7	1.2	5.2
17	-	-	8.7	1.4	5.2
18	-	-	8.7	1.5	5.2
19	-	-	8.7	1.7	5.2
20	-	-	8.7	1.8	5.2

Energía

Año	Capacidad (MW)	Capacidad Utilizada (MW)	Demanda de Energía (Gwh/año)
-2	-	-	-
-1	-	-	-
0	-	-	-
1	80.0	80.0	672.0
2	80.0	80.0	672.0
3	80.0	80.0	672.0
4	120.0	120.0	1,008.0
5	120.0	120.0	1,008.0
6	120.0	120.0	1,008.0
7	120.0	120.0	1,008.0
8	120.0	120.0	1,008.0
9	120.0	120.0	1,008.0
10	120.0	120.0	1,008.0
11	120.0	120.0	1,008.0
12	120.0	120.0	1,008.0
13	120.0	120.0	1,008.0
14	120.0	120.0	1,008.0
15	120.0	120.0	1,008.0
16	120.0	120.0	1,008.0
17	120.0	120.0	1,008.0
18	120.0	120.0	1,008.0
19	120.0	120.0	1,008.0
20	120.0	120.0	1,008.0

Tarifas

Año	Tarifa Monómica (US\$/kwh)	Tipo de Cambio (Bs/US\$)
-2	-	6.9
-1	-	6.9
0	-	6.9
1	0.083	6.9
2	0.083	6.9
3	0.083	6.9
4	0.056	6.9
5	0.056	6.9
6	0.056	6.9
7	0.056	6.9
8	0.056	6.9
9	0.056	6.9
10	0.056	6.9
11	0.056	6.9
12	0.056	6.9
13	0.056	6.9
14	0.056	6.9
15	0.056	6.9
16	0.056	6.9
17	0.056	6.9
18	0.056	6.9
19	0.056	6.9
20	0.056	6.9

Ingresos

Año	Número de horas trabajadas	Ingresos Totalel (MM US\$)	Ingresos Totalel (MM Bs)
-2	8,760.0	-	-
-1	8,760.0	-	-
0	8,760.0	-	-
1	8,760.0	55.7	384.0
2	8,760.0	55.6	383.9
3	8,760.0	55.6	383.8
4	8,760.0	56.2	387.8
5	8,760.0	56.2	387.8
6	8,760.0	56.2	387.8
7	8,760.0	56.2	387.8
8	8,760.0	56.2	387.8
9	8,760.0	56.2	387.8
10	8,760.0	56.2	387.8
11	8,760.0	56.2	387.8
12	8,760.0	56.2	387.8
13	8,760.0	56.2	387.8
14	8,760.0	56.2	387.8
15	8,760.0	56.2	387.8
16	8,760.0	56.2	387.8
17	8,760.0	56.2	387.8
18	8,760.0	56.2	387.8
19	8,760.0	56.2	387.8
20	8,760.0	56.2	387.8

IUE - IT

Año	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	Depreciación (MM US\$)	Base Imponible (MM US\$)	Liquidación IUE (MM US\$)	Pago IUE - IT (MM US\$)
-2	-	-	-	-	-	-
-1	-	-	-	-	-	-
0	-	-	-	-	-	-
1	55.7	3.5	6.7	45.5	11.4	11.4
2	55.6	4.0	7.7	43.9	11.0	11.0
3	55.6	4.6	8.7	42.4	10.6	10.6
4	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
5	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
6	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
7	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
8	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
9	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
10	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
11	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
12	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
13	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
14	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
15	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
16	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
17	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
18	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
19	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
20	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6

IVA					Datos										
Año	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	Depreciación (MM US\$)	IVA (MM US\$)	Año	Inversión Total (MM US\$)	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	IVA	IUE - IT	FC antes IRUE (MM US\$)	IRUE (MM US\$)	Flujo de Caja (MM US\$)	Factor de descuento	Flujo de Caja Descontado (MM US\$)
-2	-	-	-	-	-2	76.93	-	-	-	-	(76.93)	-	(76.93)	1.21	(93.09)
-1	-	-	-	-	-1	76.93	-	-	-	-	(76.93)	-	(76.93)	1.10	(84.63)
0	-	-	-	-	0	76.93	-	-	-	-	(76.93)	-	(76.93)	1.00	(76.93)
1	55.7	3.5	6.7	5.9	1	38.47	55.65	3.46	5.91	11.37	(3.55)	-	(3.55)	0.91	(3.23)
2	55.6	4.0	7.7	5.7	2	38.47	55.64	4.04	5.71	10.98	(3.55)	-	(3.55)	0.83	(2.93)
3	55.6	4.6	8.7	5.5	3	38.47	55.63	4.62	5.51	10.59	(3.55)	-	(3.55)	0.75	(2.67)
4	56.2	5.2	8.7	5.5	4	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.68	23.85
5	56.2	5.2	8.7	5.5	5	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.62	21.68
6	56.2	5.2	8.7	5.5	6	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.56	19.71
7	56.2	5.2	8.7	5.5	7	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.51	17.92
8	56.2	5.2	8.7	5.5	8	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.47	16.29
9	56.2	5.2	8.7	5.5	9	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.42	14.81
10	56.2	5.2	8.7	5.5	10	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.39	13.46
11	56.2	5.2	8.7	5.5	11	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.35	12.24
12	56.2	5.2	8.7	5.5	12	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.32	11.13
13	56.2	5.2	8.7	5.5	13	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.29	10.11
14	56.2	5.2	8.7	5.5	14	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.26	9.19
15	56.2	5.2	8.7	5.5	15	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.24	8.36
16	56.2	5.2	8.7	5.5	16	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.22	7.60
17	56.2	5.2	8.7	5.5	17	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.20	6.91
18	56.2	5.2	8.7	5.5	18	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.18	6.28
19	56.2	5.2	8.7	5.5	19	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.16	5.71
20	56.2	5.2	8.7	5.5	20	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.15	5.19

Costo de Servicio

Año	Depreciación (MM US\$)	Inversión Recuperada (MM US\$)	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	IVA	IUE - IT	FC antes IRUE (MM US\$)	IRUE (MM US\$)	Utilidad (MM US\$)	Tarifa (US\$/kwh)
-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	0.30	230.80	55.65	3.46	5.91	11.37	(3.55)	-	34.62	0.08
2	0.33	268.94	55.64	4.04	5.71	10.98	(3.55)	-	34.59	0.08
3	0.36	307.05	55.63	4.62	5.51	10.59	(3.55)	-	34.56	0.08
4	0.40	345.12	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.52	0.06
5	0.44	344.68	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.48	0.06
6	0.48	344.20	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.44	0.06
7	0.53	343.68	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.39	0.06
8	0.58	343.10	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.34	0.06
9	0.64	342.46	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.28	0.06
10	0.70	341.76	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.22	0.06
11	0.77	340.99	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.15	0.06
12	0.85	340.14	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.07	0.06
13	0.93	339.20	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	33.98	0.06
14	1.03	338.18	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	33.89	0.06
15	1.13	337.05	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	33.79	0.06
16	1.24	335.80	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	33.67	0.06
17	1.37	334.44	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	33.55	0.06
18	1.50	332.93	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	33.41	0.06
19	1.65	331.28	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	33.26	0.06
20	1.82	329.46	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	33.10	0.06

ANEXO 9: FLUJO ECONÓMICO PARA EL PROYECTO SAN JOSÉ

Es necesario remarcar que el flujo es para 50 años, sin embargo, en esta sección sólo se presentan los primeros veinte.

METODOLOGÍA COSTO DE SERVICIO CAPEX & OPEX

Año	Inversión Edificación (MM US\$)	% Ejecución de la Inversión	Depreciación Edificación (MM US\$)	Depreciación Costo SS (MM US\$)	Opex (MM US\$)
-2	115.4	-	-	-	-
-1	115.4	-	-	-	-
0	115.4	-	-	-	-
1	-	-	8.7	0.3	5.2
2	-	-	8.7	0.3	5.2
3	-	-	8.7	0.4	5.2
4	-	-	8.7	0.4	5.2
5	-	-	8.7	0.4	5.2
6	-	-	8.7	0.5	5.2
7	-	-	8.7	0.5	5.2
8	-	-	8.7	0.6	5.2
9	-	-	8.7	0.6	5.2
10	-	-	8.7	0.7	5.2
11	-	-	8.7	0.8	5.2
12	-	-	8.7	0.8	5.2
13	-	-	8.7	0.9	5.2
14	-	-	8.7	1.0	5.2
15	-	-	8.7	1.1	5.2
16	-	-	8.7	1.2	5.2
17	-	-	8.7	1.4	5.2
18	-	-	8.7	1.5	5.2
19	-	-	8.7	1.7	5.2
20	-	-	8.7	1.8	5.2

Energía

Año	Capacidad (MW)	Capacidad Utilizada (MW)	Demanda de Energía (Gwh/año)
-2	-	-	-
-1	-	-	-
0	-	-	-
1	120.0	120.0	1,008.0
2	120.0	120.0	1,008.0
3	120.0	120.0	1,008.0
4	120.0	120.0	1,008.0
5	120.0	120.0	1,008.0
6	120.0	120.0	1,008.0
7	120.0	120.0	1,008.0
8	120.0	120.0	1,008.0
9	120.0	120.0	1,008.0
10	120.0	120.0	1,008.0
11	120.0	120.0	1,008.0
12	120.0	120.0	1,008.0
13	120.0	120.0	1,008.0
14	120.0	120.0	1,008.0
15	120.0	120.0	1,008.0
16	120.0	120.0	1,008.0
17	120.0	120.0	1,008.0
18	120.0	120.0	1,008.0
19	120.0	120.0	1,008.0
20	120.0	120.0	1,008.0

Tarifas

Año	Tarifa Monómica (US\$/kwh)	Tipo de Cambio (Bs/US\$)
-2	-	6.9
-1	-	6.9
0	-	6.9
1	0.056	6.9
2	0.056	6.9
3	0.056	6.9
4	0.056	6.9
5	0.056	6.9
6	0.056	6.9
7	0.056	6.9
8	0.056	6.9
9	0.056	6.9
10	0.056	6.9
11	0.056	6.9
12	0.056	6.9
13	0.056	6.9
14	0.056	6.9
15	0.056	6.9
16	0.056	6.9
17	0.056	6.9
18	0.056	6.9
19	0.056	6.9
20	0.056	6.9

Ingresos

Año	Número de horas trabajadas	Ingresos Totalel (MM US\$)	Ingresos Totalel (MM Bs)
-2	8,760.0	-	-
-1	8,760.0	-	-
0	8,760.0	-	-
1	8,760.0	56.2	387.8
2	8,760.0	56.2	387.8
3	8,760.0	56.2	387.8
4	8,760.0	56.2	387.8
5	8,760.0	56.2	387.8
6	8,760.0	56.2	387.8
7	8,760.0	56.2	387.8
8	8,760.0	56.2	387.8
9	8,760.0	56.2	387.8
10	8,760.0	56.2	387.8
11	8,760.0	56.2	387.8
12	8,760.0	56.2	387.8
13	8,760.0	56.2	387.8
14	8,760.0	56.2	387.8
15	8,760.0	56.2	387.8
16	8,760.0	56.2	387.8
17	8,760.0	56.2	387.8
18	8,760.0	56.2	387.8
19	8,760.0	56.2	387.8
20	8,760.0	56.2	387.8

IUE - IT

Año	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	Depreciación (MM US\$)	Base Imponible (MM US\$)	Liquidación IUE (MM US\$)	Pago IUE - IT (MM US\$)
-2	-	-	-	-	-	-
-1	-	-	-	-	-	-
0	-	-	-	-	-	-
1	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
2	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
3	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
4	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
5	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
6	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
7	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
8	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
9	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
10	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
11	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
12	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
13	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
14	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
15	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
16	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
17	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
18	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
19	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6
20	56.2	5.2	8.7	42.4	10.6	10.6

IVA					Datos										
Año	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	Depreciación (MM US\$)	IVA (MM US\$)	Año	Inversión Total (MM US\$)	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	IVA	IUE - IT	FC antes IRUE (MM US\$)	IRUE (MM US\$)	Flujo de Caja (MM US\$)	Factor de descuento	Flujo de Caja Descontado (MM US\$)
-2	-	-	-	-	-2	115.40	-	-	-	-	(115.40)	-	(115.40)	1.21	(139.63)
-1	-	-	-	-	-1	115.40	-	-	-	-	(115.40)	-	(115.40)	1.10	(126.94)
0	-	-	-	-	0	115.40	-	-	-	-	(115.40)	-	(115.40)	1.00	(115.40)
1	56.2	5.2	8.7	5.5	1	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.91	31.74
2	56.2	5.2	8.7	5.5	2	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.83	28.86
3	56.2	5.2	8.7	5.5	3	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.75	26.23
4	56.2	5.2	8.7	5.5	4	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.68	23.85
5	56.2	5.2	8.7	5.5	5	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.62	21.68
6	56.2	5.2	8.7	5.5	6	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.56	19.71
7	56.2	5.2	8.7	5.5	7	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.51	17.92
8	56.2	5.2	8.7	5.5	8	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.47	16.29
9	56.2	5.2	8.7	5.5	9	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.42	14.81
10	56.2	5.2	8.7	5.5	10	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.39	13.46
11	56.2	5.2	8.7	5.5	11	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.35	12.24
12	56.2	5.2	8.7	5.5	12	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.32	11.13
13	56.2	5.2	8.7	5.5	13	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.29	10.11
14	56.2	5.2	8.7	5.5	14	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.26	9.19
15	56.2	5.2	8.7	5.5	15	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.24	8.36
16	56.2	5.2	8.7	5.5	16	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.22	7.60
17	56.2	5.2	8.7	5.5	17	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.20	6.91
18	56.2	5.2	8.7	5.5	18	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.18	6.28
19	56.2	5.2	8.7	5.5	19	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.16	5.71
20	56.2	5.2	8.7	5.5	20	-	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.92	0.15	5.19

Costo de Servicio

Año	Depreciación (MM US\$)	Inversión Recuperada (MM US\$)	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	IVA	IUE - IT	FC antes IRUE (MM US\$)	IRUE (MM US\$)	Utilidad (MM US\$)	Tarifa (US\$/kwh)
-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	0.30	346.20	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.62	0.06
2	0.33	345.87	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.59	0.06
3	0.36	345.51	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.56	0.06
4	0.40	345.12	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.52	0.06
5	0.44	344.68	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.48	0.06
6	0.48	344.20	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.44	0.06
7	0.53	343.68	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.39	0.06
8	0.58	343.10	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.34	0.06
9	0.64	342.46	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.28	0.06
10	0.70	341.76	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.22	0.06
11	0.77	340.99	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.15	0.06
12	0.85	340.14	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	34.07	0.06
13	0.93	339.20	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	33.98	0.06
14	1.03	338.18	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	33.89	0.06
15	1.13	337.05	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	33.79	0.06
16	1.24	335.80	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	33.67	0.06
17	1.37	334.44	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	33.55	0.06
18	1.50	332.93	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	33.41	0.06
19	1.65	331.28	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	33.26	0.06
20	1.82	329.46	56.21	5.19	5.51	10.59	34.92	-	33.10	0.06

ANEXO 10: FLUJO ECONÓMICO PARA EL PROYECTO ROSITAS

Es necesario remarcar que el flujo es para 50 años, sin embargo, en esta sección sólo se presentan los primeros veinte.

METODOLOGÍA COSTO DE SERVICIO CAPEX & OPEX

Año	Inversión Edificación (MM US\$)	% Ejecución de la Inversión	Depreciación Edificación (MM US\$)	Depreciación Costo SS (MM US\$)	Opex (MM US\$)
-2	384.7	-	-	-	-
-1	384.7	-	-	-	-
0	384.7	-	-	-	-
1	-	-	28.9	1.0	17.3
2	-	-	28.9	1.1	17.3
3	-	-	28.9	1.2	17.3
4	-	-	28.9	1.3	17.3
5	-	-	28.9	1.5	17.3
6	-	-	28.9	1.6	17.3
7	-	-	28.9	1.8	17.3
8	-	-	28.9	1.9	17.3
9	-	-	28.9	2.1	17.3
10	-	-	28.9	2.3	17.3
11	-	-	28.9	2.6	17.3
12	-	-	28.9	2.8	17.3
13	-	-	28.9	3.1	17.3
14	-	-	28.9	3.4	17.3
15	-	-	28.9	3.8	17.3
16	-	-	28.9	4.1	17.3
17	-	-	28.9	4.6	17.3
18	-	-	28.9	5.0	17.3
19	-	-	28.9	5.5	17.3
20	-	-	28.9	6.1	17.3

Energía

Año	Capacidad (MW)	Capacidad Utilizada (MW)	Demanda de Energía (Gwh/año)
-2	-	-	-
-1	-	-	-
0	-	-	-
1	400.0	400.0	3,360.0
2	400.0	400.0	3,360.0
3	400.0	400.0	3,360.0
4	400.0	400.0	3,360.0
5	400.0	400.0	3,360.0
6	400.0	400.0	3,360.0
7	400.0	400.0	3,360.0
8	400.0	400.0	3,360.0
9	400.0	400.0	3,360.0
10	400.0	400.0	3,360.0
11	400.0	400.0	3,360.0
12	400.0	400.0	3,360.0
13	400.0	400.0	3,360.0
14	400.0	400.0	3,360.0
15	400.0	400.0	3,360.0
16	400.0	400.0	3,360.0
17	400.0	400.0	3,360.0
18	400.0	400.0	3,360.0
19	400.0	400.0	3,360.0
20	400.0	400.0	3,360.0

Tarifas

Año	Tarifa Monómica (US\$/kwh)	Tipo de Cambio (Bs/US\$)
-2	-	6.9
-1	-	6.9
0	-	6.9
1	0.056	6.9
2	0.056	6.9
3	0.056	6.9
4	0.056	6.9
5	0.056	6.9
6	0.056	6.9
7	0.056	6.9
8	0.056	6.9
9	0.056	6.9
10	0.056	6.9
11	0.056	6.9
12	0.056	6.9
13	0.056	6.9
14	0.056	6.9
15	0.056	6.9
16	0.056	6.9
17	0.056	6.9
18	0.056	6.9
19	0.056	6.9
20	0.056	6.9

Ingresos

Año	Número de horas trabajadas	Ingresos Total (MM US\$)	Ingresos Total (MM Bs)
-2	8,760.0	-	-
-1	8,760.0	-	-
0	8,760.0	-	-
1	8,760.0	187.4	1,292.8
2	8,760.0	187.4	1,292.8
3	8,760.0	187.4	1,292.8
4	8,760.0	187.4	1,292.8
5	8,760.0	187.4	1,292.8
6	8,760.0	187.4	1,292.8
7	8,760.0	187.4	1,292.8
8	8,760.0	187.4	1,292.8
9	8,760.0	187.4	1,292.8
10	8,760.0	187.4	1,292.8
11	8,760.0	187.4	1,292.8
12	8,760.0	187.4	1,292.8
13	8,760.0	187.4	1,292.8
14	8,760.0	187.4	1,292.8
15	8,760.0	187.4	1,292.8
16	8,760.0	187.4	1,292.8
17	8,760.0	187.4	1,292.8
18	8,760.0	187.4	1,292.8
19	8,760.0	187.4	1,292.8
20	8,760.0	187.4	1,292.8

IUE - IT

Año	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	Depreciación (MM US\$)	Base Imponible (MM US\$)	Liquidación IUE (MM US\$)	Pago IUE - IT (MM US\$)
-2	-	-	-	-	-	-
-1	-	-	-	-	-	-
0	-	-	-	-	-	-
1	187.4	17.3	28.9	141.2	35.3	35.3
2	187.4	17.3	28.9	141.2	35.3	35.3
3	187.4	17.3	28.9	141.2	35.3	35.3
4	187.4	17.3	28.9	141.2	35.3	35.3
5	187.4	17.3	28.9	141.2	35.3	35.3
6	187.4	17.3	28.9	141.2	35.3	35.3
7	187.4	17.3	28.9	141.2	35.3	35.3
8	187.4	17.3	28.9	141.2	35.3	35.3
9	187.4	17.3	28.9	141.2	35.3	35.3
10	187.4	17.3	28.9	141.2	35.3	35.3
11	187.4	17.3	28.9	141.2	35.3	35.3
12	187.4	17.3	28.9	141.2	35.3	35.3
13	187.4	17.3	28.9	141.2	35.3	35.3
14	187.4	17.3	28.9	141.2	35.3	35.3
15	187.4	17.3	28.9	141.2	35.3	35.3
16	187.4	17.3	28.9	141.2	35.3	35.3
17	187.4	17.3	28.9	141.2	35.3	35.3
18	187.4	17.3	28.9	141.2	35.3	35.3
19	187.4	17.3	28.9	141.2	35.3	35.3
20	187.4	17.3	28.9	141.2	35.3	35.3

IVA					Datos										
Año	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	Depreciación (MM US\$)	IVA (MM US\$)	Año	Inversión Total (MM US\$)	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	IVA	IUE - IT	FC antes IRUE (MM US\$)	IRUE (MM US\$)	Flujo de Caja (MM US\$)	Factor de descuento	Flujo de Caja Descontado (MM US\$)
-2	-	-	-	-	-2	384.67	-	-	-	-	(384.67)	-	(384.67)	1.21	(465.45)
-1	-	-	-	-	-1	384.67	-	-	-	-	(384.67)	-	(384.67)	1.10	(423.13)
0	-	-	-	-	0	384.67	-	-	-	-	(384.67)	-	(384.67)	1.00	(384.67)
1	187.4	17.3	28.9	18.4	1	-	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	116.39	0.91	105.81
2	187.4	17.3	28.9	18.4	2	-	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	116.39	0.83	96.19
3	187.4	17.3	28.9	18.4	3	-	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	116.39	0.75	87.45
4	187.4	17.3	28.9	18.4	4	-	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	116.39	0.68	79.50
5	187.4	17.3	28.9	18.4	5	-	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	116.39	0.62	72.27
6	187.4	17.3	28.9	18.4	6	-	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	116.39	0.56	65.70
7	187.4	17.3	28.9	18.4	7	-	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	116.39	0.51	59.73
8	187.4	17.3	28.9	18.4	8	-	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	116.39	0.47	54.30
9	187.4	17.3	28.9	18.4	9	-	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	116.39	0.42	49.36
10	187.4	17.3	28.9	18.4	10	-	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	116.39	0.39	44.87
11	187.4	17.3	28.9	18.4	11	-	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	116.39	0.35	40.79
12	187.4	17.3	28.9	18.4	12	-	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	116.39	0.32	37.09
13	187.4	17.3	28.9	18.4	13	-	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	116.39	0.29	33.71
14	187.4	17.3	28.9	18.4	14	-	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	116.39	0.26	30.65
15	187.4	17.3	28.9	18.4	15	-	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	116.39	0.24	27.86
16	187.4	17.3	28.9	18.4	16	-	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	116.39	0.22	25.33
17	187.4	17.3	28.9	18.4	17	-	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	116.39	0.20	23.03
18	187.4	17.3	28.9	18.4	18	-	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	116.39	0.18	20.93
19	187.4	17.3	28.9	18.4	19	-	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	116.39	0.16	19.03
20	187.4	17.3	28.9	18.4	20	-	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	116.39	0.15	17.30

Costo de Servicio

Año	Depreciación (MM US\$)	Inversión Recuperada (MM US\$)	Ingresos (MM US\$)	Opex (MM US\$)	IVA	IUE - IT	FC antes IRUE (MM US\$)	IRUE (MM US\$)	Utilidad (MM US\$)	Tarifa (US\$/Kwh)
-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	0.99	1,154.00	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	115.40	0.06
2	1.09	1,152.91	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	115.30	0.06
3	1.20	1,151.71	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	115.19	0.06
4	1.32	1,150.39	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	115.07	0.06
5	1.45	1,148.94	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	114.94	0.06
6	1.60	1,147.34	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	114.79	0.06
7	1.76	1,145.59	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	114.64	0.06
8	1.93	1,143.65	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	114.46	0.06
9	2.13	1,141.53	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	114.27	0.06
10	2.34	1,139.19	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	114.05	0.06
11	2.57	1,136.62	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	113.82	0.06
12	2.83	1,133.79	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	113.56	0.06
13	3.11	1,130.68	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	113.28	0.06
14	3.42	1,127.25	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	112.97	0.06
15	3.77	1,123.49	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	112.63	0.06
16	4.14	1,119.35	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	112.25	0.06
17	4.56	1,114.79	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	111.84	0.06
18	5.01	1,109.78	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	111.38	0.06
19	5.51	1,104.27	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	110.88	0.06
20	6.06	1,098.20	187.36	17.31	18.36	35.30	116.39	-	110.33	0.06

ANEXO 11: RESULTADOS ESCENARIO C

Es necesario remarcar que el flujo es para 50 años, sin embargo, en esta sección sólo se presentan los primeros veinte.

Con subsidio al precio del gas natural

Costo de Servicio US\$/kWh

Año	Actuales Terminos	Nuevas Terminos	Actuales Hidros	Miguillas	Misicuni	San José	Rositas	Proyecto A	Geoterma	Biomasa	Eólica	Solar	Tarifa Promedio
2012	0.021	0.039	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.031
2013	0.021	0.039	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.033
2014	0.021	0.039	0.043	-	0.083	-	-	-	-	0.053	-	-	0.037
2015	0.021	0.039	0.043	-	0.083	0.056	-	-	0.099	0.053	-	-	0.041
2016	0.021	0.039	0.043	0.081	0.083	0.056	-	-	0.100	0.053	-	-	0.044
2017	0.021	0.039	0.043	0.081	0.056	0.056	-	-	0.101	0.053	-	-	0.043
2018	0.021	0.039	0.043	0.081	0.056	0.056	-	-	0.068	0.053	-	-	0.042
2019	0.021	0.039	0.043	0.064	0.056	0.056	-	-	0.068	0.053	-	-	0.041
2020	0.021	0.039	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	-	-	0.044
2021	0.021	0.039	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	-	-	0.044
2022	0.021	0.039	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	-	-	0.043
2023	0.021	0.039	0.043	0.063	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	-	-	0.043
2024	0.021	0.039	0.043	0.052	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	-	-	0.043
2025	0.021	0.039	0.043	0.052	0.056	0.056	0.056	0.056	0.068	0.053	-	-	0.044
2026	0.021	0.039	0.043	0.052	0.056	0.056	0.056	0.056	0.068	0.053	-	-	0.044
2027	0.021	0.039	0.043	0.052	0.056	0.056	0.056	0.056	0.068	0.053	-	-	0.044

Inversión (MM US\$)

Año	Terminos	Miguillas	Misicuni	San José	Rositas	Proyecto A	Geoterma	Biomasa	Eólica	Solar	Total
2011	-	-	76.9	-	-	-	-	39.6	-	-	116.5
2012	265.0	-	76.9	115.4	-	-	102.8	39.6	-	-	599.8
2013	380.0	132.7	76.9	115.4	-	-	102.8	39.6	-	-	847.5
2014	242.0	132.7	38.5	115.4	-	-	102.8	-	-	-	631.4
2015	-	132.7	38.5	-	-	-	51.4	-	-	-	222.6
2016	102.0	35.7	38.5	-	-	-	51.4	-	-	-	227.6
2017	-	35.7	-	-	384.7	-	51.4	-	-	-	471.8
2018	51.0	35.7	-	-	384.7	-	-	-	-	-	471.4
2019	-	-	-	-	384.7	-	-	-	-	-	384.7
2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2021	-	39.7	-	-	-	-	-	-	-	-	39.7
2022	114.0	39.7	-	-	-	362.5	-	-	-	-	516.3
2023	-	39.7	-	-	-	362.5	-	-	-	-	402.3
2024	-	-	-	-	-	362.5	-	-	-	-	362.5
2025	127.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	127.0
2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Costo de Generación (MM US\$)

Año	Actuales Terminos (1)	Actuales Hidros (2)	Terminos Futuras	Miguillas	Miscuni	San José	Rositas	Proyecto A	Geoterminia	Biomasa	Eólica	Solar	Total
2011	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	92	99	76	-	-	-	-	-	-	-	-	-	268
2013	92	99	174	-	-	-	-	-	-	-	-	-	365
2014	92	99	231	-	56	-	-	-	-	22	-	-	500
2015	92	99	231	-	56	56	-	-	83	22	-	-	640
2016	92	99	253	82	56	56	-	-	84	22	-	-	744
2017	92	99	253	82	56	56	-	-	84	22	-	-	745
2018	92	99	264	82	56	56	-	-	86	22	-	-	758
2019	92	99	264	82	56	56	-	-	86	22	-	-	758
2020	92	99	264	82	56	56	187	-	86	22	-	-	946
2021	92	99	264	81	56	56	187	-	86	22	-	-	945
2022	92	99	291	81	56	56	187	-	86	22	-	-	972
2023	92	99	291	81	56	56	187	-	86	22	-	-	972
2024	92	99	291	82	56	56	187	-	86	22	-	-	972
2025	92	99	322	82	56	56	187	177	86	22	-	-	1,179
2026	92	99	322	82	56	56	187	177	86	22	-	-	1,179
2027	92	99	322	82	56	56	187	177	86	22	-	-	1,179

(1) Demanda 4,287,266 MWh 2011

(2) Demanda 2,324,157 MWh 2011

Sin subsidio al precio del gas natural

Costo de Servicio US\$/kWh

Año	Actuales Terminos	Nuevas Terminos	Actuales Hidros	Miguillas	Miscuni	San José	Rositas	Proyecto A	Geoterminia	Biomasa	Eólica	Solar	Tarifa Promedio
2012	0.113	0.118	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.095
2013	0.113	0.118	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.100
2014	0.113	0.118	0.043	-	0.083	-	-	-	-	0.053	-	-	0.100
2015	0.113	0.118	0.043	-	0.083	0.056	-	-	0.099	0.053	-	-	0.097
2016	0.113	0.118	0.043	0.081	0.083	0.056	-	-	0.100	0.053	-	-	0.097
2017	0.113	0.118	0.043	0.081	0.056	0.056	-	-	0.101	0.053	-	-	0.095
2018	0.113	0.118	0.043	0.081	0.056	0.056	-	-	0.068	0.053	-	-	0.093
2019	0.113	0.118	0.043	0.064	0.056	0.056	-	-	0.068	0.053	-	-	0.092
2020	0.113	0.118	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	-	-	0.086
2021	0.113	0.118	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	-	-	0.086
2022	0.113	0.118	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	-	-	0.087
2023	0.113	0.118	0.043	0.063	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	-	-	0.087
2024	0.113	0.118	0.043	0.052	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	-	-	0.086
2025	0.113	0.118	0.043	0.052	0.056	0.056	0.056	0.056	0.068	0.053	-	-	0.083
2026	0.113	0.118	0.043	0.052	0.056	0.056	0.056	0.056	0.068	0.053	-	-	0.083
2027	0.113	0.118	0.043	0.052	0.056	0.056	0.056	0.056	0.068	0.053	-	-	0.083

Inversión (MM US\$)

Año	Termos	Miguillas	Misicuni	San José	Rositas	Proyecto A	Geotermitia	Biomasa	Eólica	Solar	Total
2011	-	-	76.9	-	-	-	-	39.6	-	-	116.5
2012	265.0	-	76.9	115.4	-	-	102.8	39.6	-	-	599.8
2013	380.0	132.7	76.9	115.4	-	-	102.8	39.6	-	-	847.5
2014	242.0	132.7	38.5	115.4	-	-	102.8	-	-	-	631.4
2015	-	132.7	38.5	-	-	-	51.4	-	-	-	222.6
2016	102.0	35.7	38.5	-	-	-	51.4	-	-	-	227.6
2017	-	35.7	-	-	384.7	-	51.4	-	-	-	471.8
2018	51.0	35.7	-	-	384.7	-	-	-	-	-	471.4
2019	-	-	-	-	384.7	-	-	-	-	-	384.7
2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2021	-	39.7	-	-	-	-	-	-	-	-	39.7
2022	114.0	39.7	-	-	-	362.5	-	-	-	-	516.3
2023	-	39.7	-	-	-	362.5	-	-	-	-	402.3
2024	-	-	-	-	-	362.5	-	-	-	-	362.5
2025	127.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	127.0
2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Costo de Generación (MM US\$)

Año	Actuales Termos (1)	Actuales Hidros (2)	Termos Futuras	Miguillas	Misicuni	San José	Rositas	Proyecto A	Geotermitia	Biomasa	Eólica	Solar	Total
2011	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	484	99	230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	813
2013	484	99	525	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,108
2014	484	99	699	-	56	-	-	-	-	22	-	-	1,360
2015	484	99	699	-	56	56	-	-	83	22	-	-	1,500
2016	484	99	765	82	56	56	-	-	84	22	-	-	1,647
2017	484	99	765	82	56	56	-	-	84	22	-	-	1,649
2018	484	99	800	82	56	56	-	-	86	22	-	-	1,685
2019	484	99	800	82	56	56	-	-	86	22	-	-	1,686
2020	484	99	800	82	56	56	187	-	86	22	-	-	1,873
2021	484	99	800	81	56	56	187	-	86	22	-	-	1,873
2022	484	99	880	81	56	56	187	-	86	22	-	-	1,953
2023	484	99	880	81	56	56	187	-	86	22	-	-	1,953
2024	484	99	880	82	56	56	187	-	86	22	-	-	1,953
2025	484	99	972	82	56	56	187	177	86	22	-	-	2,222
2026	484	99	972	82	56	56	187	177	86	22	-	-	2,222
2027	484	99	972	82	56	56	187	177	86	22	-	-	2,222

(1) Demanda 4,287,266 MWh 2011

(2) Demanda 2,324,157 MWh 2011

ANEXO 12: RESULTADOS ESCENARIO D

Es necesario remarcar que el flujo es para 50 años, sin embargo, en esta sección sólo se presentan los primeros veinte.

Con subsidio al precio del gas natural

Costo de Servicio US\$/kWh

Año	Actuales Terminos	Nuevas Terminos	Actuales Hidros	Miguillas	Misicuni	San José	Rositas	Proyecto A	Geoterma	Biomasa	Eólica	Solar	Tarifa Promedio
2012	0.021	0.039	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.031
2013	0.021	0.039	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.033
2014	0.021	0.039	0.043	-	0.083	-	-	-	-	0.053	-	-	0.037
2015	0.021	0.039	0.043	-	0.083	0.056	-	-	0.099	0.053	-	-	0.041
2016	0.021	0.039	0.043	0.081	0.083	0.056	-	-	0.100	0.053	-	-	0.044
2017	0.021	0.039	0.043	0.081	0.056	0.056	-	-	0.101	0.053	-	-	0.043
2018	0.021	0.039	0.043	0.081	0.056	0.056	-	-	0.068	0.053	-	-	0.042
2019	0.021	0.039	0.043	0.064	0.056	0.056	-	-	0.068	0.053	-	-	0.041
2020	0.021	0.039	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	-	-	0.044
2021	0.021	0.039	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	-	-	0.044
2022	0.021	0.039	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	-	-	0.044
2023	0.021	0.039	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	-	-	0.044
2024	0.021	0.039	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	-	-	0.044
2025	0.021	0.039	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	0.056	0.068	0.053	-	-	0.046
2026	0.021	0.039	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	0.056	0.068	0.053	-	-	0.046
2027	0.021	0.039	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	0.056	0.068	0.053	-	-	0.046

Inversión (MM US\$)

Año	Terminos	Miguillas	Misicuni	San José	Rositas	Proyecto A	Geoterma	Biomasa	Eólica	Solar	Total
2011	-	-	76.9	-	-	-	-	39.6	-	-	116.5
2012	265.0	-	76.9	115.4	-	-	102.8	39.6	-	-	599.8
2013	380.0	132.7	76.9	115.4	-	-	102.8	39.6	-	-	847.5
2014	242.0	132.7	38.5	115.4	-	-	102.8	-	-	-	631.4
2015	-	132.7	38.5	-	-	-	51.4	-	-	-	222.6
2016	102.0	35.7	38.5	-	-	-	51.4	-	-	-	227.6
2017	-	35.7	-	-	384.7	-	51.4	-	-	-	471.8
2018	51.0	35.7	-	-	384.7	-	-	-	-	-	471.4
2019	-	-	-	-	384.7	-	-	-	-	-	384.7
2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-	480.8	-	-	-	-	480.8
2023	-	-	-	-	-	480.8	-	-	-	-	480.8
2024	-	-	-	-	-	480.8	-	-	-	-	480.8
2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Costo de Generación (MM US\$)

Año	Actuales Terminos (1)	Actuales Hidros (2)	Terminos Futuras	Miguillas	Miscuni	San José	Rositas	Proyecto A	Geoterminia	Biomasa	Eólica	Solar	Total
2011	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	92	99	76	-	-	-	-	-	-	-	-	-	268
2013	92	99	174	-	-	-	-	-	-	-	-	-	365
2014	92	99	231	-	56	-	-	-	-	22	-	-	500
2015	92	99	231	-	56	56	-	-	83	22	-	-	640
2016	92	99	253	82	56	56	-	-	84	22	-	-	744
2017	92	99	253	82	56	56	-	-	84	22	-	-	745
2018	92	99	264	82	56	56	-	-	86	22	-	-	758
2019	92	99	264	82	56	56	-	-	86	22	-	-	758
2020	92	99	264	82	56	56	187	-	86	22	-	-	946
2021	92	99	264	82	56	56	187	-	86	22	-	-	946
2022	92	99	264	82	56	56	187	-	86	22	-	-	946
2023	92	99	264	82	56	56	187	-	86	22	-	-	946
2024	92	99	264	82	56	56	187	-	86	22	-	-	946
2025	92	99	264	82	56	56	187	234	86	22	-	-	1,180
2026	92	99	264	82	56	56	187	234	86	22	-	-	1,180
2027	92	99	264	82	56	56	187	234	86	22	-	-	1,180

(1) Demanda 4,287,266 MWh 2011

(2) Demanda 2,324,157 MWh 2011

Sin subsidio al precio del gas natural

Costo de Servicio US\$/kWh

Año	Actuales Terminos	Nuevas Terminos	Actuales Hidros	Miguillas	Miscuni	San José	Rositas	Proyecto A	Geoterminia	Biomasa	Eólica	Solar	Tarifa Promedio
2012	0.113	0.118	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.095
2013	0.113	0.118	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.100
2014	0.113	0.118	0.043	-	0.083	-	-	-	-	0.053	-	-	0.100
2015	0.113	0.118	0.043	-	0.083	0.056	-	-	0.099	0.053	-	-	0.097
2016	0.113	0.118	0.043	0.081	0.083	0.056	-	-	0.100	0.053	-	-	0.097
2017	0.113	0.118	0.043	0.081	0.056	0.056	-	-	0.101	0.053	-	-	0.095
2018	0.113	0.118	0.043	0.081	0.056	0.056	-	-	0.068	0.053	-	-	0.093
2019	0.113	0.118	0.043	0.064	0.056	0.056	-	-	0.068	0.053	-	-	0.092
2020	0.113	0.118	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	-	-	0.086
2021	0.113	0.118	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	-	-	0.086
2022	0.113	0.118	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	-	-	0.086
2023	0.113	0.118	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	-	-	0.086
2024	0.113	0.118	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	-	-	0.086
2025	0.113	0.118	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	0.056	0.068	0.053	-	-	0.081
2026	0.113	0.118	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	0.056	0.068	0.053	-	-	0.081
2027	0.113	0.118	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	0.056	0.068	0.053	-	-	0.081

Inversión (MM US\$)

Año	Terminos	Miguillas	Misicuni	San José	Rositas	Proyecto A	Geotermitia	Biomasa	Eólica	Solar	Total
2011	-	-	76.9	-	-	-	-	39.6	-	-	116.5
2012	265.0	-	76.9	115.4	-	-	102.8	39.6	-	-	599.8
2013	380.0	132.7	76.9	115.4	-	-	102.8	39.6	-	-	847.5
2014	242.0	132.7	38.5	115.4	-	-	102.8	-	-	-	631.4
2015	-	132.7	38.5	-	-	-	51.4	-	-	-	222.6
2016	102.0	35.7	38.5	-	-	-	51.4	-	-	-	227.6
2017	-	35.7	-	-	384.7	-	51.4	-	-	-	471.8
2018	51.0	35.7	-	-	384.7	-	-	-	-	-	471.4
2019	-	-	-	-	384.7	-	-	-	-	-	384.7
2020	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2021	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-	480.8	-	-	-	-	480.8
2023	-	-	-	-	-	480.8	-	-	-	-	480.8
2024	-	-	-	-	-	480.8	-	-	-	-	480.8
2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Costo de Generación (MM US\$)

Año	Actuales Terminos (1)	Actuales Hidros (2)	Terminos Futuras	Miguillas	Misicuni	San José	Rositas	Proyecto A	Geotermitia	Biomasa	Eólica	Solar	Total
2011	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	484	99	230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	813
2013	484	99	525	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,108
2014	484	99	699	-	56	-	-	-	-	22	-	-	1,360
2015	484	99	699	-	56	56	-	-	83	22	-	-	1,500
2016	484	99	765	82	56	56	-	-	84	22	-	-	1,647
2017	484	99	765	82	56	56	-	-	84	22	-	-	1,649
2018	484	99	800	82	56	56	-	-	86	22	-	-	1,685
2019	484	99	800	82	56	56	-	-	86	22	-	-	1,686
2020	484	99	800	82	56	56	187	-	86	22	-	-	1,873
2021	484	99	800	82	56	56	187	-	86	22	-	-	1,873
2022	484	99	800	82	56	56	187	-	86	22	-	-	1,873
2023	484	99	800	82	56	56	187	-	86	22	-	-	1,873
2024	484	99	800	82	56	56	187	-	86	22	-	-	1,873
2025	484	99	800	82	56	56	187	234	86	22	-	-	2,107
2026	484	99	800	82	56	56	187	234	86	22	-	-	2,107
2027	484	99	800	82	56	56	187	234	86	22	-	-	2,107

(1) Demanda 4,287,266 MWh 2011

(2) Demanda 2,324,157 MWh 2011

ANEXO 13: RESULTADOS ESCENARIO E

Es necesario remarcar que el flujo es para 50 años, sin embargo, en esta sección sólo se presentan los primeros veinte.

Con subsidio al precio del gas natural

Costo de Servicio US\$/kWh

Año	Actuales Terminos	Nuevas Terminos	Actuales Hidros	Miguillas	Misicuni	San José	Rositas	Proyecto A	Geotermita	Biomasa	Eólica	Solar	Tarifa Promedio
2012	0.021	0.039	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.031
2013	0.021	0.039	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.033
2014	0.021	0.039	0.043	-	0.083	-	-	-	-	0.053	-	0.065	0.037
2015	0.021	0.039	0.043	-	0.083	0.056	-	-	0.099	0.053	-	0.119	0.042
2016	0.021	0.039	0.043	0.081	0.083	0.056	-	-	0.100	0.053	0.058	0.173	0.045
2017	0.021	0.039	0.043	0.081	0.056	0.056	-	-	0.101	0.053	0.055	0.064	0.044
2018	0.021	0.039	0.043	0.081	0.056	0.056	-	-	0.068	0.053	0.073	0.079	0.044
2019	0.021	0.039	0.043	0.064	0.056	0.056	-	-	0.068	0.053	0.091	0.094	0.044
2020	0.021	0.039	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	0.053	0.063	0.045
2021	0.021	0.039	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	0.072	0.071	0.046
2022	0.021	0.039	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	0.090	0.077	0.047
2023	0.021	0.039	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	0.052	0.082	0.046
2024	0.021	0.039	0.043	0.063	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	0.082	0.101	0.049
2025	0.021	0.039	0.043	0.063	0.056	0.056	0.056	0.056	0.068	0.053	0.112	0.064	0.051
2026	0.021	0.039	0.043	0.063	0.056	0.056	0.056	0.056	0.068	0.053	0.056	0.062	0.048
2027	0.021	0.039	0.043	0.045	0.056	0.056	0.056	0.056	0.068	0.053	0.054	0.060	0.047

Inversión (MM US\$)

Año	Terminos	Miguillas	Misicuni	San José	Rositas	Proyecto A	Geotermita	Biomasa	Eólica	Solar	Total
2011	-	-	76.9	-	-	-	-	39.6	-	16.7	133.2
2012	265.0	-	76.9	115.4	-	-	102.8	39.6	-	16.7	616.4
2013	380.0	132.7	76.9	115.4	-	-	102.8	39.6	35.4	16.7	899.5
2014	242.0	132.7	38.5	115.4	-	-	102.8	-	35.4	41.7	708.5
2015	-	132.7	38.5	-	-	-	51.4	-	35.4	41.7	299.6
2016	101.0	35.7	38.5	-	-	-	51.4	-	-	41.7	268.3
2017	-	35.7	-	-	384.7	-	51.4	-	35.4	41.7	548.9
2018	50.0	35.7	-	-	384.7	-	-	-	35.4	41.7	547.5
2019	-	-	-	-	384.7	-	-	-	35.4	41.7	461.7
2020	-	-	-	-	-	-	-	-	70.8	41.7	112.4
2021	-	-	-	-	-	-	-	-	70.8	41.7	112.4
2022	-	-	-	-	-	288.5	-	-	70.8	166.7	525.9
2023	-	-	-	-	-	288.5	-	-	219.4	125.0	632.9
2024	-	69.1	-	-	-	288.5	-	-	219.4	125.0	702.0
2025	-	69.1	-	-	-	-	-	-	219.4	-	288.5
2026	-	69.1	-	-	-	-	-	-	-	-	69.1
2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Costo de Generación (MM US\$)

Año	Actuales Terminos (1)	Actuales Hidros (2)	Terminos Futuras	Miguillas	Miscuni	San José	Rositas	Proyecto A	Geoterminia	Biomasa	Eólica	Solar	Total
2011	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	92	99	76	-	-	-	-	-	-	-	-	-	268
2013	92	99	174	-	-	-	-	-	-	-	-	-	365
2014	92	99	231	-	56	-	-	-	-	22	-	11	511
2015	92	99	231	-	56	56	-	-	83	22	-	20	659
2016	92	99	253	82	56	56	-	-	84	22	24	29	797
2017	92	99	253	82	56	56	-	-	84	22	23	38	806
2018	92	99	264	82	56	56	-	-	86	22	31	46	835
2019	92	99	264	82	56	56	-	-	86	22	38	55	851
2020	92	99	264	82	56	56	187	-	86	22	45	63	1,053
2021	92	99	264	82	56	56	187	-	86	22	60	71	1,077
2022	92	99	264	82	56	56	187	-	86	22	75	78	1,098
2023	92	99	264	82	56	56	187	-	86	22	88	117	1,150
2024	92	99	264	81	56	56	187	-	86	22	138	144	1,227
2025	92	99	264	81	56	56	187	141	86	22	188	173	1,445
2026	92	99	264	81	56	56	187	141	86	22	240	167	1,492
2027	92	99	264	82	56	56	187	141	86	22	232	161	1,479

(1) Demanda 4,287,266 MWh 2011

(2) Demanda 2,324,157 MWh 2011

Sin subsidio al precio del gas natural

Costo de Servicio US\$/kWh

Año	Actuales Terminos	Nuevas Terminos	Actuales Hidros	Miguillas	Miscuni	San José	Rositas	Proyecto A	Geoterminia	Biomasa	Eólica	Solar	Tarifa Promedio
2012	0.113	0.118	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.095
2013	0.113	0.118	0.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.100
2014	0.113	0.118	0.043	-	0.083	-	-	-	-	0.053	-	0.065	0.100
2015	0.113	0.118	0.043	-	0.083	0.056	-	-	0.099	0.053	-	0.119	0.097
2016	0.113	0.118	0.043	0.081	0.083	0.056	-	-	0.100	0.053	0.058	0.173	0.097
2017	0.113	0.118	0.043	0.081	0.056	0.056	-	-	0.101	0.053	0.055	0.064	0.093
2018	0.113	0.118	0.043	0.081	0.056	0.056	-	-	0.068	0.053	0.073	0.079	0.092
2019	0.113	0.118	0.043	0.064	0.056	0.056	-	-	0.068	0.053	0.091	0.094	0.092
2020	0.113	0.118	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	0.053	0.063	0.084
2021	0.113	0.118	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	0.072	0.071	0.085
2022	0.113	0.118	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	0.090	0.077	0.086
2023	0.113	0.118	0.043	0.064	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	0.052	0.082	0.084
2024	0.113	0.118	0.043	0.063	0.056	0.056	0.056	-	0.068	0.053	0.082	0.101	0.087
2025	0.113	0.118	0.043	0.063	0.056	0.056	0.056	0.056	0.068	0.053	0.112	0.064	0.083
2026	0.113	0.118	0.043	0.063	0.056	0.056	0.056	0.056	0.068	0.053	0.056	0.062	0.078
2027	0.113	0.118	0.043	0.045	0.056	0.056	0.056	0.056	0.068	0.053	0.054	0.060	0.076

Inversión (MM US\$)

Año	Termos	Miguillas	Misicuni	San José	Rositas	Proyecto A	Geotermitia	Biomasa	Eólica	Solar	Total
2011	-	-	76.9	-	-	-	-	39.6	-	16.7	133.2
2012	265.0	-	76.9	115.4	-	-	102.8	39.6	-	16.7	616.4
2013	380.0	132.7	76.9	115.4	-	-	102.8	39.6	35.4	16.7	899.5
2014	242.0	132.7	38.5	115.4	-	-	102.8	-	35.4	41.7	708.5
2015	-	132.7	38.5	-	-	-	51.4	-	35.4	41.7	299.6
2016	101.0	35.7	38.5	-	-	-	51.4	-	-	41.7	268.3
2017	-	35.7	-	-	384.7	-	51.4	-	35.4	41.7	548.9
2018	50.0	35.7	-	-	384.7	-	-	-	35.4	41.7	547.5
2019	-	-	-	-	384.7	-	-	-	35.4	41.7	461.7
2020	-	-	-	-	-	-	-	-	70.8	41.7	112.4
2021	-	-	-	-	-	-	-	-	70.8	41.7	112.4
2022	-	-	-	-	-	288.5	-	-	70.8	166.7	525.9
2023	-	-	-	-	-	288.5	-	-	219.4	125.0	632.9
2024	-	69.1	-	-	-	288.5	-	-	219.4	125.0	702.0
2025	-	69.1	-	-	-	-	-	-	219.4	-	288.5
2026	-	69.1	-	-	-	-	-	-	-	-	69.1
2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Costo de Generación (MM US\$)

Año	Actuales Termos (1)	Actuales Hidros (2)	Termos Futuras	Miguillas	Misicuni	San José	Rositas	Proyecto A	Geotermitia	Biomasa	Eólica	Solar	Total
2011	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	484	99	230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	813
2013	484	99	525	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,108
2014	484	99	699	-	56	-	-	-	-	22	-	11	1,371
2015	484	99	699	-	56	56	-	-	83	22	-	20	1,519
2016	484	99	764	82	56	56	-	-	84	22	24	29	1,700
2017	484	99	764	82	56	56	-	-	84	22	23	38	1,709
2018	484	99	798	82	56	56	-	-	86	22	31	46	1,761
2019	484	99	798	82	56	56	-	-	86	22	38	55	1,778
2020	484	99	798	82	56	56	187	-	86	22	45	63	1,980
2021	484	99	798	82	56	56	187	-	86	22	60	71	2,003
2022	484	99	798	82	56	56	187	-	86	22	75	78	2,025
2023	484	99	798	82	56	56	187	-	86	22	88	117	2,076
2024	484	99	798	81	56	56	187	-	86	22	138	144	2,153
2025	484	99	798	81	56	56	187	141	86	22	188	173	2,372
2026	484	99	798	81	56	56	187	141	86	22	240	167	2,418
2027	484	99	798	82	56	56	187	141	86	22	232	161	2,406

(1) Demanda 4,287,266 MWh 2011

(2) Demanda 2,324,157 MWh 2011

ANEXO 14: ALCANCE Y PRODUCTOS

DIAGNÓSTICO DE LA GENERACIÓN EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE: BOLIVIA

La consultoría contratada por OLADE comprendía realizar un diagnóstico de la generación convencional y distribuida de la cual dispone Bolivia. Dado que el Viceministerio de Electricidad ha señalado que dicho trabajo ya ha sido desarrollado y no les sería de mayor utilidad, ha solicitado se modifique el alcance y productos del mismo. En este sentido ABS SRL propone desarrollar el siguiente trabajo:

Alcance

El estudio comprenderá el análisis comparativo del Modelo Económico de Bolivia en el sector eléctrico, con dos países de la región. En este sentido, el estudio comprenderá:

1. Análisis y caracterización del modelo económico para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica Bolivia.
2. Análisis y caracterización de los modelos económicos para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica de dos países de la región: Ecuador, Colombia y México.
3. Análisis comparativo de los tres casos. El trabajo a ser desarrollado comprenderá:
 - 1) construir flujos de caja para los países sujeto de análisis, tomando en consideración la regulación tarifaria en ellos;
 - 2) los proyectos serán separados de acuerdo al tipo de generación (hidroeléctrica, termoeléctrica, etc.) y la dimensión de éstos (de acuerdo al volumen de energía generado);
 - 3) los proyectos de análisis serán para nuevas inversiones.
4. Análisis de los resultados de la modelación, en particular se estudiarán:
 - 1) los precios resultantes de los distintos modelos tarifarios en cada país;

- 2) se contrastarán empresas de similar tamaño (tanto en el monto de la inversión como la generación de energía);
- 3) se analizarán las tasas de retorno que cada uno de estos países permite a la inversión privada.
5. Análisis de los subsidios que se aplican en Bolivia, Colombia, Ecuador y México para la generación eléctrica.
6. Elaboración de documento con Recomendaciones sobre mejoras a modelo económico de Bolivia, a la luz de los resultados de la simulación.

Productos del Estudio

Como resultado del estudio se presentará:

1. Documentos con la caracterización del Modelo Económico para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica de Bolivia y de los países de comparación (Ecuador, Colombia y México), incluyendo un capítulo de análisis del tema subsidios
2. Documentos con los resultados de la modelación.
3. Documentos con Recomendaciones sobre mejoras al modelo económico para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica de Bolivia.