

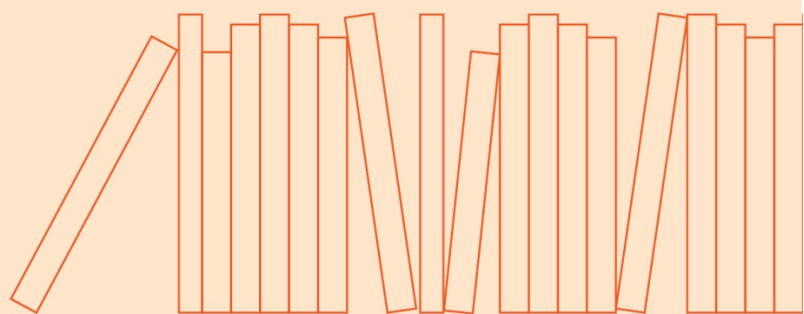
Comisión Económica para América Latina y el Caribe

**SEDE SUBREGIONAL EN MÉXICO**



# Análisis de opciones para incrementar las transacciones de energía eléctrica por la interconexión México-Guatemala-Centroamérica

José Horacio Tovar Hernández  
Víctor Hugo Ventura



NACIONES UNIDAS

**CEPAL**

Este documento fue elaborado por el señor Víctor Hugo Ventura, Jefe de la Unidad de Energía y Recursos Naturales de la Sede Subregional de la CEPAL en México, y el señor José Horacio Tovar Hernández, consultor de dicha oficina. Colaboraron en su preparación los señores Manuel Eugenio Rojas y Eugenio Torijano. Este informe es parte de los documentos de apoyo presentados durante el trigésimo sexto período de sesiones de la CEPAL (Ciudad de México, México, 25 a 27 de mayo de 2016).

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial formal, son de exclusiva responsabilidad de los autores, y pueden no coincidir con las de la Organización.

Publicación de las Naciones Unidas

LC/MEX/L.1210

Copyright © Naciones Unidas, mayo de 2016. Todos los derechos reservados

Impreso en Naciones Unidas

## ÍNDICE

Resumen.....	7
Presentación.....	11
Prólogo.....	13
<b>I. Interconexión eléctrica México-Guatemala-Centroamérica: antecedentes y situación actual.....</b>	<b>15</b>
A. Las primeras evaluaciones.....	15
B. La interconexión eléctrica México-Guatemala.....	16
1. La infraestructura física de la interconexión eléctrica México-Guatemala.....	16
2. El proceso de conexión de los sistemas eléctricos y su operación en el período 2010-2015.....	18
C. La interconexión eléctrica México-Guatemala como eslabón inicial para un proceso de integración energética regional.....	21
<b>II. Los marcos legales y los aspectos relacionados con las transacciones internacionales de energía eléctrica.....</b>	<b>24</b>
A. Antecedentes.....	24
B. Los marcos legales.....	25
<b>III. Interconexiones eléctricas.....</b>	<b>33</b>
A. Aspectos generales.....	33
1. Interconexiones síncronas.....	33
B. Interconexiones eléctricas en operación en la subregión.....	40
1. Las Interconexiones de México con los Estados Unidos.....	40
2. Las Interconexiones de México con Centroamérica.....	43
3. Interconexiones entre países de Centroamérica.....	48
4. La futura interconexión Panamá-Colombia.....	60
<b>IV. Economías de escala.....</b>	<b>63</b>
<b>V. Precios regionales de la energía.....</b>	<b>67</b>
A. Análisis de precios en el SER y en la interconexión México-Guatemala.....	67
B. La situación del mercado mayorista de Guatemala.....	71
<b>VI. Futuros posibles esquemas ante la reforma eléctrica en México.....</b>	<b>72</b>
<b>VII. Alternativas de interconexiones asíncronas.....</b>	<b>74</b>
A. Alternativa 1.....	74
B. Alternativa 2.....	77
<b>VIII. Perspectivas de generación de energía eléctrica en Centroamérica y México.....</b>	<b>79</b>
A. Perspectivas de generación en Centroamérica.....	79
1. Energéticos primarios.....	80
B. Perspectivas de generación en México.....	85
1. Desarrollo de capacidad instalada de generación.....	85
2. Incremento de la capacidad de suministro de gas.....	88

C. Acciones a realizar en el mercado mexicano y en el mercado eléctrico regional.....	91
1. Acciones a realizar en el mercado eléctrico de México .....	91
2. Acciones a realizar en el mercado eléctrico regional .....	91
<b>IX. Conclusiones</b> .....	93
<b>Bibliografía</b> .....	95

## CUADROS

Cuadro 1	Demanda de sistemas eléctricos interconectados .....	25
Cuadro 2	Permisos administrados de generación eléctrica (al 31 de diciembre de 2012).....	27
Cuadro 3	Importaciones y exportaciones de energía en Guatemala, 2008-2013.....	28
Cuadro 4	Importaciones y exportaciones de energía en El Salvador, 2008-2012 .....	28
Cuadro 5	Importaciones y exportaciones de energía en Honduras, 2008-2013 .....	29
Cuadro 6	Importaciones y exportaciones de energía en Nicaragua, 2008-2013.....	30
Cuadro 7	Importaciones y exportaciones de energía en Costa Rica, 2008-2013.....	30
Cuadro 8	Importaciones y exportaciones de energía en Panamá, 2008-2013 .....	31
Cuadro 9	Proyectos HVDC basados en VSC y en operación.....	38
Cuadro 11	Energía y potencia mensual importada por Guatemala a través de la interconexión con México .....	44
Cuadro 12	Valores promedio del POE y del CV de la interconexión México-Guatemala, enero a diciembre de 2013.....	45
Cuadro 13	Energía importada anual por Guatemala a través de la interconexión con México .....	46
Cuadro 14	Valores promedio del POE y del CV de la interconexión México-Guatemala, 2012-2013 .....	47
Cuadro 15	Máximas transferencias norte-sur en el SER, primer semestre de 2011 .....	51
Cuadro 16	Máximas transferencias norte-sur en el SER, primer semestre de 2014.....	52
Cuadro 17	Porteo norte-sur y sur-norte, segundo semestre de 2010 .....	52
Cuadro 18	Porteo norte-sur y sur-norte, segundo semestre de 2012 .....	52
Cuadro 19	Unidades de medición fasorial (PMU) instaladas en el SER.....	59
Cuadro 20	Costo unitario de generación - Tasa de descuento de 12%.....	63
Cuadro 21	Precios promedio en las interconexiones de Centroamérica, 2013 .....	67
Cuadro 22	Precios mínimos en las interconexiones de Centroamérica, 2013 .....	69
Cuadro 23	Precios máximos en las interconexiones de Centroamérica, 2013 .....	69
Cuadro 24	Costos finales de la interconexión México-Guatemala.....	75
Cuadro 25	Precios de transmisión para el proyecto “Alternativa 1” de interconexión asíncrona, con utilización al 100% .....	75
Cuadro 26	Valor presente anualizado para el proyecto “Alternativa 1” de interconexión asíncrona.....	75
Cuadro 27	Precios de transmisión para el proyecto “Alternativa 2” de interconexión asíncrona, con utilización al 100% .....	78

Cuadro 28	Valor presente anualizado para el proyecto “Alternativa 2” de interconexión asíncrona.....	78
Cuadro 29	Proyectos de suministro de gas para producción de electricidad en México .....	89
Cuadro 30	Proyectos nuevos de suministro de gas natural en México para su entrada en operación, 2016-2018 .....	90

## GRÁFICOS

Gráfico 1	Guatemala: Importaciones de energía eléctrica provenientes de México .....	21
Gráfico 2	Diagrama esquemático de un transformador de frecuencia variable .....	34
Gráfico 3	Corte transversal (izquierda) y fotografía (derecha) de un VFT.....	35
Gráfico 4	Diagrama unifilar simplificado del VFT de Langlois.....	36
Gráfico 5	Diagrama unifilar de un enlace HVDC <i>back-to-back</i> con convertidores de fuente de voltaje.....	37
Gráfico 6	El concepto de “red de corriente directa segmentada” .....	39
Gráfico 7	Energía importada mensual por Guatemala a través de la interconexión con México .....	46
Gráfico 8	Oscilaciones de potencia poco amortiguadas y no amortiguadas en el sistema eléctrico regional con transferencias de potencia de México a Guatemala .....	58
Gráfico 9	Comportamiento dinámico del flujo en el enlace México-Guatemala ante contingencias de pérdida de generación en el SEM y con transferencia inicial de 120 MW hacia el SER.....	59
Gráfico 10	Estimación de beneficios por la reducción de costos marginales en el MER con la interconexión Panamá-colombia.....	61
Gráfico 11	Precios nodales mensuales promedio en la interconexión México-Guatemala (demanda mínima, media y máxima) y precios marginales promedios mensuales de las interconexiones del SER, 2013). .....	68
Gráfico 12	POE, CVI y CTCPI de Guatemala y México, 2011-2013 .....	70
Gráfico 13	Precios nodales mensuales promedio en la interconexión México-Guatemala (demanda mínima, media y máxima) y los precios marginales promedio mensuales de las interconexiones del sistema eléctrico regional. “Alternativa 1” con utilización al 100% .....	76
Gráfico 14	Precios nodales mensuales promedio en la interconexión México-Guatemala (demanda mínima, media y máxima) y los precios marginales promedio mensuales de las interconexiones del sistema eléctrico regional. “Alternativa 1” con utilización al 50% .....	77
Gráfico 15	Participación de fuentes energéticas primarias en la generación mundial de electricidad, entre 1990 y 2040. ....	79
Gráfico 16	Evolución de la capacidad instalada de generación en Centroamérica, 1990-2010.....	80
Gráfico 17	Nueva capacidad instalada en Centroamérica, 2014-2025 .....	83
Gráfico 18	Participación de tecnologías en la capacidad total de generación en México, 2012-2027 .....	87
Gráfico 19	Participación de tecnologías en la generación bruta, 2012-2027.....	88
Gráfico 20	Precios del gas natural en el mercado Henry Hub - caso de referencia, 2010-2040.....	88

## MAPAS

Mapa 1	Guatemala: Sistema de transmisión eléctrica .....	17
Mapa 2	Interconexión eléctrica México-Guatemala y SIEPAC .....	18
Mapa 3	Interconexiones internacionales síncronas y asíncronas del sistema eléctrico mexicano, 2012.....	41
Mapa 4	El proyecto de interconexión SIEPAC .....	50
Mapa 5	Operación en tiempo real del sistema eléctrico regional .....	51
Mapa 6	Proyectos nuevos de suministro de gas natural en México para su entrada en operación, 2015-2019.....	90

## RECUADROS

Recuadro 1	Principales hitos y avances en el proceso de integración eléctrica centroamericana.....	22
------------	---	----

## RESUMEN

En este documento se presenta un análisis de la situación de compraventa de energía eléctrica entre México y Centroamérica. Los aspectos legales, técnicos y económicos considerados permiten hacer las siguientes observaciones:

- a) Los marcos legales —de los seis países que conforman el Mercado Eléctrico Regional de Centroamérica (MER) y el de México— permiten la importación y exportación de energía eléctrica. No existen impedimentos legales para que esas transacciones sean realizadas. En el Reglamento del MER se establece la forma en la que un agente extraterritorial pueda darse de alta como agente de dicho mercado, a fin de poder comprar o vender energía dentro del MER. Sin embargo, se reconoce un vacío regulatorio desde el punto de vista técnico, con respecto a las transacciones extraterritoriales (que es el caso de las actuales transferencias de México a Guatemala) en términos de la coordinación técnica que debe haber entre entes operadores del Sistema Eléctrico Regional (SER) de Centroamérica, del Sistema Eléctrico de México (SEM) y los operadores de los sistemas de cada país.
- b) Se examina el estado actual de las interconexiones de México con los Estados Unidos, Belice y Guatemala (tipo de contratos, capacidad y tecnología) y se presenta una breve descripción de las tecnologías de interconexión asíncronas y algunos desarrollos representativos llevados a la práctica en el mundo. Por sus ventajas y costos, las interconexiones asíncronas constituyen una solución viable, que además permiten operar los sistemas eléctricos asociados de manera prácticamente independiente y segura. Este aspecto es sumamente relevante cuando se interconectan sistemas eléctricos asimétricos, como es el caso del SER y el SEM. Ésta es la tecnología propuesta para el desarrollo del proyecto de interconexión Panamá-Colombia.
- c) Una revisión del estado actual de capacidades de transferencia de las interconexiones en países centroamericanos muestra que estas capacidades se han ido incrementando a través de los años, en especial como resultado de la entrada de la red troncal del “Sistema de la Interconexión Eléctrica de los Países de Centroamérica” (SIEPAC), en operación desde finales de 2014. Sin embargo, el límite de transferencias regionales de 300 MW en todos los tramos del SIEPAC no se ha podido alcanzar debido a rezagos en el desarrollo de los sistemas de transmisión nacionales. Para incrementar las transferencias máximas, se debe desarrollar planes de expansión de los sistemas eléctricos de cada país, considerando con mayor detalle el potencial de intercambio entre países vecinos, a fin de incrementar las transacciones internacionales de electricidad.
- d) Los reportes del Instituto Nacional de Electrificación (INDE) han permitido analizar los precios de la energía de la interconexión México-Guatemala, observando un problema de estacionalidad en el período 2012-2013, el cual incrementa los precios de la energía de México, aunque durante 2011 se observa una uniformidad mayor en el precio de la energía, basada en que las transferencias de energía hacia Guatemala se mantuvieron estables, indicando que en ese año la Comisión Federal de Electricidad (CFE) mantuvo precios de energía menores a los de Guatemala. Ello fue debido a problemas coyunturales en la generación de energía eléctrica (derivados de una sequía prolongada de varios años e insuficiencia de suministro de gas natural), los cuales han sido superados. Los programas de expansión de la industria eléctrica de México (centrales generadoras y redes de transporte) y de la industria de transporte de gas natural y otros factores (la escala del mercado eléctrico de México y los escenarios del gas natural) permiten visualizar oportunidades de exportación de energía eléctrica de México hacia el MER, a precios muy competitivos con respecto a los que se presentan en el MER. De hecho, el soporte de generación con plantas de ciclo combinado con base en gas natural permitiría eliminar la estacionalidad de los precios de la energía

en México, manteniéndolos más bajos y uniformes en el transcurso de todo el año. Esto incrementaría el interés por importar energía desde Centroamérica.

- e) Una forma simple para identificar la competitividad de los precios de la energía de México en el MER es lo referente a las economías de escala en generación, donde se observa que el costo nivelado de producción es significativamente menor cuando se tiene capacidades instaladas mayores, de modo que económicamente es conveniente prever cierta capacidad de generación en México dedicada a la exportación al MER. Desde el punto de vista centroamericano, contar con una oferta de energía eléctrica firme, confiable y competitiva le permitiría al MER mayor holgura para el desarrollo de la generación eléctrica regional, aun teniendo en cuenta la limitante técnica de mantener reservas operativas sincronizadas a cada área de control del MER (país), las cuales, en principio, deberían cubrir la salida de la unidad de generación con la capacidad más grande conectada al sistema. Esta situación puede ser reforzada por nuevos esquemas que podrían surgir a partir de la reforma energética en México.
- f) Un problema técnico importante y que actualmente ha limitado la transferencia de energía eléctrica entre México y Centroamérica es el relacionado con las oscilaciones de potencia, el cual se ha presentado en varias ocasiones en el Sistema Eléctrico Regional (SER) de la región centroamericana. Este problema tiene varias soluciones, pero una definitiva, aunque complicada desde el punto de vista comercial, es la sustitución de la interconexión síncrona actual entre México y Guatemala por una asíncrona, lo que, además, permitiría una mayor flexibilidad operativa de los sistemas eléctricos de México y Centroamérica. Un análisis financiero preliminar de dos alternativas de proyecto de interconexión asíncrona para conectar la línea del SIEPAC con el SEM, muestra que los costos de transmisión no impactan significativamente a los precios de la electricidad de México, de modo que estos continuarían siendo competitivos.
- g) El nuevo marco regulatorio de México (establecido a partir de la reforma promulgada el 20 de diciembre de 2013, y la Ley de la Industria Eléctrica decretada el 11 de agosto de 2014), manda la creación de un mercado mayorista de electricidad (que inició en 2016) y la conformación de empresas comercializadoras con participación privada. La operación del mercado y de la Red Nacional de Transmisión estará a cargo del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), organismo independiente de la CFE. Además, se ha definido que la CFE se transformará en una empresa productiva con participación en la generación, transmisión y distribución. Bajo este nuevo entorno del sector, la CFE separa a la generación de la transmisión y la distribución y que, en lo que concierne a los dos últimos segmentos, se deberá procurar que la empresa recupere todos sus costos y, adicionalmente, obtenga un margen de utilidad.
- h) Considerando el punto anterior, podría esperarse que los precios de la energía ofertados desde México hacia Centroamérica se incrementen, para cubrir los costos correspondientes a porteo, servicios auxiliares y certificados de energías limpias y emisiones contaminantes. Sin embargo, ante un panorama en el cual predominará la producción de electricidad con gas natural relativamente económico, los precios de la energía en México permanecerán competitivos para el MER.
- i) Se puede argumentar que una transacción de exportación de energía desde México hacia Centroamérica debe pagar los costos por uso de red, incluyendo a los sistemas eléctricos de cada país y a la línea SIEPAC, dependiendo de los puntos de retiro. Sin embargo, mientras los flujos de potencia sean de norte a sur, debido a importaciones de energía por parte de Panamá y Costa Rica, los precios de la energía se incrementan en el mismo sentido, de manera que la energía proveniente de México será igual de competitiva con la energía exportada desde Guatemala hacia los demás países de Centroamérica.



Los avances observados en México a partir de su reforma energética visualizan una transición hacia un sistema más robusto, confiable y diversificado. Igualmente importantes han sido las recientes decisiones (2016) adoptadas por los países centroamericanos en el sentido de superar los obstáculos a las transacciones regionales de electricidad, lo que incluye la ejecución de las obras de infraestructura en las redes nacionales, la recuperación de la capacidad de trasiego del SIEPAC y la realización de un estudio de viabilidad para un segundo circuito en dicha red regional. Con base en lo anterior, es concluyente que existe una amplia oportunidad de negociar mayores transferencias de energía eléctrica de México hacia Centroamérica. Una interconexión asíncrona es una opción viable que permitirá una operación confiable de la interconexión eléctrica México-Centroamérica.

## PRESENTACIÓN

A finales de 1996 los presidentes de los países centroamericanos suscribieron el “Tratado Marco del Mercado Eléctrico de Centroamérica”, cuyo principal objetivo es la formación de un “Mercado Eléctrico Regional (MER)” competitivo, basado en el trato recíproco y no discriminatorio entre las partes y buscando contribuir al desarrollo sostenible de la región. Este tratado fue la culminación de un largo proceso que convergió gracias al deseo de los países de iniciar un proceso gradual de integración eléctrica, mediante el desarrollo de un MER competitivo, a través de líneas de transmisión que interconecten sus redes nacionales y la promoción de proyectos de generación regionales.

La iniciativa se ha venido construyendo a partir de la integración de los seis mercados eléctricos de los países y la construcción del primer circuito del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de Centroamérica (SIEPAC), finalizado en 2014. Para el mediano y largo plazos las interacciones con otros mercados, en especial México y Colombia, son opciones que se han considerado en los estudios de planificación indicativa regional, sin embargo, las dinámicas y prioridades de las agendas bilaterales solamente han permitido el avance de las interconexiones eléctricas binacionales con los países referidos. En el primer caso, la interconexión México-Guatemala es una realidad desde finales de 2009. El proyecto fue aprobado dentro de las iniciativas de cooperación mesoamericana y desarrollado por las empresas públicas de electricidad de los dos países. Sus objetivos están dirigidos tanto a la agenda bilateral como a la agenda regional. En el caso de Guatemala, el enlace le ha permitido aumentar la oferta de energía, reducir los costos y mejorar la seguridad y calidad en el suministro. Por parte de México, el proyecto se enmarca dentro de la colaboración con sus países vecinos, lo que incluye el apoyo al SIEPAC, proyecto del cual es socio por medio de su empresa pública de electricidad.

Este estudio presenta un análisis de la situación de las transacciones de electricidad entre México y Guatemala y propone acciones para extender las transferencias de energía de México hacia los otros países de Centroamérica. Fue elaborado por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) a partir de una solicitud de los organismos de la integración eléctrica centroamericana. Por la importancia del tema y por constituir uno de los ejemplos más exitosos y de mayor impacto en la integración regional y en la cooperación horizontal este documento se ha incluido dentro de los informes de referencia que se presentarán a las autoridades de los países de América Latina y el Caribe en el trigésimo sexto período de sesiones de la CEPAL, que se llevará a cabo del 25 al 27 de mayo de 2016 en la Ciudad de México.

Se agradecerán los comentarios y observaciones, las cuales pueden dirigirse a:

**Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)**

**Sede Subregional en México**

**Unidad de Energía y Recursos Naturales (UERN)**

Blvd. Miguel de Cervantes Saavedra N° 193, piso 12

Col. Granada, Deleg. Miguel Hidalgo

C.P. 11520, Ciudad de México, México

Tel.: (+52-55) 4170-5727 – C.E.: uern-mex@cepal.org

Sitio: [www.cepal.org/es/topics/33/offices/8211](http://www.cepal.org/es/topics/33/offices/8211)



## PRÓLOGO

El objetivo de esta evaluación es analizar el potencial de las transacciones de una interconexión eléctrica de México con los países de Centroamérica. Se consideran aspectos asociados a cuestiones legales, técnicas y económicas, enumerando además las barreras que deben ser superadas para desarrollar a plenitud este potencial.

Para cumplir con este cometido se analiza en el primer capítulo los antecedentes de la interconexión eléctrica México-Guatemala, la situación actual de ese enlace y las acciones que se han llevado a cabo para permitir la operación sincronizada de los siete sistemas eléctricos involucrados.

En el capítulo II se analiza el marco regulatorio y legal de México y los países de Centroamérica, a fin de detectar algunos aspectos asociados que pudieran impedir una apertura mayor de compraventa de energía entre estos países y México.

En el capítulo III se describe el estado actual de las interconexiones de México con los Estados Unidos, Belice y Guatemala, haciendo, además, una breve descripción de las tecnologías sincrónicas y asincrónicas de interconexión; los precios actuales de la energía a través de la interconexión México-Guatemala son analizados y, también, las interconexiones entre los países centroamericanos son descritas y analizadas.

En el Capítulo IV se revisa el concepto de economías de escala en el segmento de la generación, con el propósito de observar las ventajas de producir electricidad con centrales de generación de capacidades relativamente mayores.

En el Capítulo V se analiza el comportamiento de los precios reales de la interconexión México-Guatemala, así como los precios marginales nodales en las interconexiones del SER, a fin de identificar condiciones para incrementar las transacciones internacionales de energía eléctrica entre México y las compañías eléctricas que operan en la región.

En el Capítulo VI se reflexiona acerca de las consecuencias posibles de la reforma energética promulgada recientemente en México, haciendo énfasis en lo referente a la exportación de energía.

En el Capítulo VII se realiza el análisis financiero preliminar de dos alternativas de interconexión asincrónica entre los sistemas eléctricos de México y el Mercado Eléctrico Regional (MER) de Centroamérica, como una alternativa para realizar mayores transferencias de potencia.

En el Capítulo VIII se discute brevemente acerca de las perspectivas para incrementar las exportaciones de energía eléctrica de México a Centroamérica, considerando el futuro desarrollo de la generación de electricidad en México con base en gas natural y algunas acciones que deben ser realizadas en el MER. Finalmente, en el Capítulo IX, se presentan las conclusiones generales de esta evaluación.

## I. INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA MÉXICO-GUATEMALA-CENTROAMÉRICA: ANTECEDENTES Y SITUACIÓN ACTUAL

### A. Las primeras evaluaciones

Los primeros antecedentes del proyecto de interconexión de los sistemas eléctricos de México y Guatemala se remontan a las últimas dos décadas del siglo XX. En la década de 1980, atrasos en la construcción de proyectos hidroeléctricos en Guatemala anunciaban posibles crisis de suministro eléctrico, por lo cual se planteó la posibilidad de desarrollar una interconexión eléctrica, bajo el supuesto de un proyecto que se pudiera desarrollar en un plazo corto. Las condiciones de los sistemas eléctricos en ambos países (en especial las limitaciones en las redes de transmisión en México, en el Estado de Chiapas y en Guatemala en su región occidental) requerían altas inversiones y plazos largos de desarrollo, por lo cual esa iniciativa fue pospuesta.

A inicios de la década de 1990, las dos empresas estatales responsables del servicio público de electricidad en los países (la Comisión Federal de Electricidad, CFE de México, y el Instituto Nacional de Electrificación, INDE de Guatemala) hicieron evaluaciones más detalladas de los esquemas de interconexión (CEPAL, 1992). La opción de menor costo (por tener menor distancia geográfica) era una interconexión entre las subestaciones Tapachula y Los Brillantes, por medio de una línea de transmisión de una longitud de alrededor de 135 km (32 km en territorio mexicano y 103 km en territorio guatemalteco). Las evaluaciones mostraron beneficios interesantes (CEPAL, 1992), si bien aún existían muchas incertidumbres, en especial sobre la escala de proyecto y su concepción binacional (México-Guatemala) o regional (México-Centroamérica). Para viabilizar esa interconexión era necesario adelantar y/o finalizar obras de transmisión eléctrica en los dos países.<sup>1</sup> La escala y complejidades del proyecto aumentaban al considerarlo de alcance regional, incluyendo las interrogantes sobre el mejor voltaje para la interconexión (230 kV, 400 kV o 500 kV).<sup>2</sup>

Con enfoque regional, el único antecedente viene de las evaluaciones que se hicieron en el marco del Grupo de los Tres (Colombia, México y la República Bolivariana de Venezuela), creado en febrero de 1989 en el marco de un escenario de concertación política.<sup>3</sup> Dentro de esa iniciativa fueron creados grupos de trabajo de los principales subsectores de energía. Uno de ellos, dedicado a la electricidad, realizó estudios a nivel de prefactibilidad para evaluar la interconexión de los tres países referidos y los países centroamericanos. Una de las recomendaciones de esos estudios fue el de avanzar en las interconexiones eléctricas binacionales México-Guatemala y Colombia-Panamá (en fase de revisión de estudios de preinversión) y utilizar en Centroamérica la infraestructura del Sistema de la Integración Eléctrica Centroamericana (SIEPAC), cuyos estudios de factibilidad estaban finalizados recomendando un línea troncal de 230.

---

<sup>1</sup> En México se requería adelantar una línea de 400 kV, de 193 km de longitud, de la Hidroeléctrica Angostura a la subestación Belisario Domínguez-Tapachula-, en el Estado de Chiapas, obra que fue concluida en 1999. En Guatemala estaba en construcción una línea de 230 kV de las subestaciones Escuintla a Los Brillantes (ambas en el suroccidente de ese país).

<sup>2</sup> En la década de 1970 la CEPAL, en conjunto con las empresas eléctricas de los países, realizó varias evaluaciones y propuestas para el desarrollo de la interconexión eléctrica centroamericana, todas coincidiendo en un desarrollo con líneas de doble circuito y una tensión de 230 kV (CEPAL, 1980). A partir de 1987 se comenzó a discutir en los países centroamericanos una propuesta de desarrollo de un sistema de interconexión regional en 500 kV por parte de la cooperación española. Después de muchas evaluaciones y discusiones los países centroamericanos acordaron el voltaje de 230 kV. México había adoptado como voltaje de transmisión y subtransmisión los niveles de 400 y 230 kV.

<sup>3</sup> En 1994 esos países aprobaron un tratado de libre comercio. En mayo de 2006, la República Bolivariana de Venezuela se retiró del Grupo de los Tres.

## B. La interconexión eléctrica México-Guatemala

### 1. La infraestructura física de la interconexión eléctrica México-Guatemala

A inicios del presente milenio el proyecto de interconexión entre ambos países se retoma dentro de una iniciativa regional de desarrollo impulsada por el Gobierno de México, conocida como Plan Puebla-Panamá (PPP). El proyecto se planteó sobre una base binacional, dentro de los objetivos de un Convenio de Cooperación Energética suscrito entre México y Guatemala en marzo de 1997, que buscaba ampliar la cooperación y aprovechar el potencial de complementación energética en el área de la energía eléctrica entre ambos países. En diciembre de 2001 se definió un plan de acción y se integró un grupo de trabajo binacional coordinado por el INDE y la CFE.

Una de las prioridades que planteó Guatemala era la de contar con una opción de suministro de electricidad —a precio razonable y con vialidad de cristalizarse en un plazo corto— para el segmento residencial, en especial para las familias de menores ingresos. Con ese proyecto se mitigaban los impactos de las alzas del precio del petróleo (que se empezaban a manifestar en 1998 y se acentúan en 2003), las que tenían fuerte incidencia en las tarifas de electricidad de Guatemala.<sup>4</sup> La CFE de México ya había construido una línea de doble circuito en 400 kV hacia la subestación Tapachula (cercana a la frontera con Guatemala). Los países centroamericanos habían suscrito (a finales de 1996) el Tratado Marco para la conformación del Mercado Eléctrico Regional de Centroamérica y ya habían decidido un desarrollo el sistema regional de transmisión en 230 kV (el SIEPAC). El proyecto de interconexión eléctrica binacional se aprobó con las siguientes características y objetivos:

- a) Construcción de una línea de transmisión de energía eléctrica de 103 km a 400 kV (32 km en territorio mexicano y 71 km en territorio guatemalteco) y la ampliación de dos subestaciones, una en Tapachula (Chiapas, México) y la otra en Los Brillantes, en Retalhuleu (Guatemala, con relación de transformación 400/230/13.8 kV, capacidad de 225 MVA, y un banco de reactores en derivación de 50 MVAR). Se estimaba una capacidad inicial del enlace de 200 MW en la dirección México a Guatemala y de 70 MW en la dirección inversa, umbrales que después fueron reducidos por razones técnicas. En México, el proyecto requirió la construcción de un tramo de línea de transmisión en 400 kV y la ejecución de las obras civiles y electromecánicas para la ampliación de la subestación Tapachula, obras que fueron financiadas con recursos de la CFE. La obras en territorio guatemalteco fueron financiada por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID, 2004).
- b) El principal objetivo del proyecto era el de aumentar la oferta de energía en Guatemala, mejorando los precios y aumentando la seguridad y calidad en el suministro eléctrico. También se planteaba como objetivo interconectar el sistema eléctrico de México con el SIEPAC utilizando una porción del sistema de transmisión de Guatemala (BID, 2004).

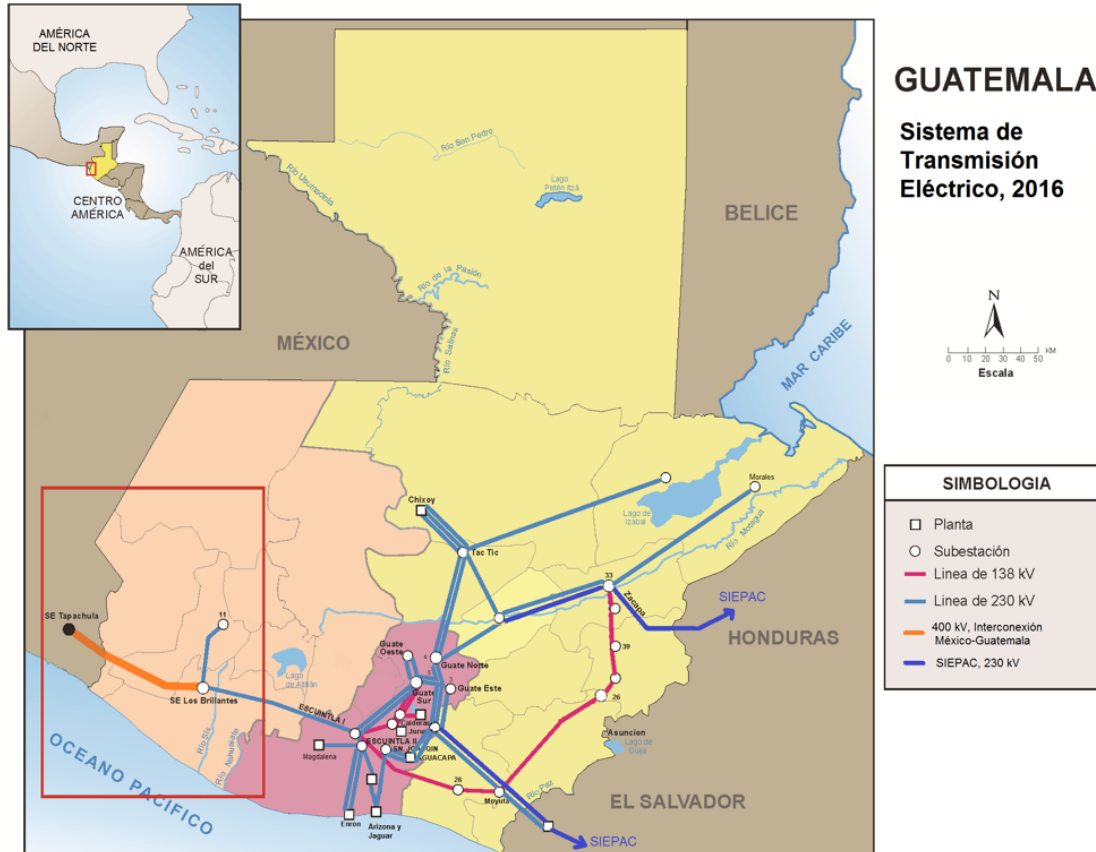
El proyecto debía ejecutarse en un plazo de 30 meses, sin embargo varios factores prolongaron el plazo en Guatemala (entre ellos la aprobación del préstamo en el Congreso y la gestión de los permisos legales para derechos de vía de la línea). La obra fue inaugurada en octubre de 2009, iniciando las primeras semanas con la operación síncrona de los sistemas de los dos países y limitando, por razones técnicas, las importaciones de Guatemala a 120 MW. Posteriormente, en los meses de noviembre y diciembre de 2009 se fueron agregando, uno por uno, los países que

---

<sup>4</sup> En la década de 1990, había iniciado en Guatemala un proceso de reforma de su industria eléctrica que abrió a la competencia el segmento de generación de electricidad. Para garantizar el suministro de electricidad durante el período de transición hacia el nuevo esquema de competencia, las empresas eléctricas estatales suscribieron una serie de contratos de compra de energía con empresas privadas tipo PPA (*Power Purchase Agreement*) en su mayor parte termoeléctricos, con plazos de 15 años, cuyo precio estaba indexado al precio internacional del derivado del petróleo relevante (generalmente *fuel oil* o “búnker C”).

conforman el Mercado Eléctrico Regional centroamericano (MER),<sup>5</sup> hasta tener una operación síncrona de los sistemas de los siete países.<sup>6</sup> Los mapas 1 y 2 muestran representaciones geográficas simplificadas con la ubicación de las obras de interconexión eléctrica México-Guatemala y el sistema de transmisión eléctrica principal de Guatemala (véase el mapa 1) y la infraestructura del SIEPAC (véase el mapa 2).

**MAPA 1**  
**GUATEMALA: SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA**



Fuente: Elaboración propia.

Nota: Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

<sup>5</sup> El Mercado Eléctrico Regional de Centroamérica (MER) está conformado por los siguientes países (de norte a sur): Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

<sup>6</sup> El costo total de la interconexión fue de 58,1 millones de dólares (45,6 en Guatemala y 12,5 en México), financiados en Guatemala, parcialmente, por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), el préstamo fue suscrito en septiembre de 2005). En México la Comisión Federal de Electricidad (la CFE financió y a su vez ejecutó el proyecto en el lado mexicano (BID).

## MAPA 2 INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA MÉXICO-GUATEMALA Y SIEPAC



Fuente: Elaboración propia.

Notas: Las subestaciones numeradas, de norte a sur: a) en México, Tapachula (1); b) en Guatemala, Los Brillantes (2), La Vega (3), Guatenorte (15) y Panaluya (16); b) en El Salvador, Ahuachapán (4), Nejapa (5) y Quince de Septiembre (6); c) en Honduras, Aguacaliente (7), San Nicolás (17) y San Buenaventura (18); en Nicaragua, Sandino (8) y Ticuantepe (9); en Costa Rica, Cañas (10), Parrita (11), Palma Norte (12) y Río Claro (13), y en Panamá, Veladero (14).

Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

## 2. El proceso de conexión de los sistemas eléctricos y su operación en el período 2010-2015

Uno de los principales aspectos que se tuvo presente en este proyecto binacional es la sustancial diferencia de escala de los dos sistemas, lo cual es consecuencia de las diferencias entre las economías de ambos países.<sup>7</sup> Una comparación de las demandas máximas de los sistemas eléctricos interconectados muestra, para 2014, una relación de 24:1 (39 GW versus 1,6 GW). Considerando la demanda máxima no coincidente de los seis sistemas que conforman el MER, la diferencia con México sigue siendo muy significativa (5:1).

Desde el punto de vista de la estructura de la industria eléctrica también ha existido diferencias entre los países. Sin embargo estas se reducirán en los próximos años como consecuencia de la reforma energética aprobada en México en diciembre de 2013. Hasta antes de

<sup>7</sup> México es la segunda economía de América Latina y el Caribe. Guatemala está en décimo lugar. Una comparación del producto interno bruto (PIB) nominal de ambos países muestra una relación de 22:1 (2014). Al comparar México con los seis países centroamericanos la relación del PIB es de 6:1 (CEPALSTAT, 2016).



dicha reforma la industria eléctrica había tenido una estructura monopólica dominada por un agente estatal (la CFE), integrado vertical y horizontalmente. Con la reforma la CFE pasará a ser una “empresa productiva del Estado” y deberá observar una estricta separación legal entre sus principales actividades (generación, transporte, distribución y comercializar energía eléctrica). La reforma también manda la creación un mercado eléctrico mayorista (que está en operación desde enero de 2016) el cual debe promover la competencia y velar por la transparencia en las transacciones, con el objetivo de lograr precios competitivos tanto para los proveedores de energía como para los usuarios.

En el caso guatemalteco, a partir de la reforma de 1996, la industria eléctrica se desintegró en cuatro actividades principales (generación, transmisión, distribución y comercialización), el segmento de la producción de electricidad se abrió a la competencia y se conformó un mercado mayorista (en operación desde 1998). Se creó una comisión reguladora autónoma, con competencia en todos los segmentos de la cadena de la industria. De esa forma el INDE se transformó, de una empresa integrada y monopólica a un corporativo con dos áreas principales de negocio: la transmisión de electricidad y la producción de energía hidroeléctrica. Esta última ha sido dirigida a la demanda del sector regulado de las empresas distribuidoras y a la estabilización de los precios finales de la electricidad, en especial para los consumidores finales (familias) de menores ingresos. El INDE ha jugado un papel importante en el transporte de electricidad (por medio de su subsidiaria especializada, la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica, ETCEE). En ambas actividades (producción y transporte), la participación del INDE ha venido decreciendo, por ejemplo en 2014 sólo un 25% de la producción de electricidad del país fue generada en las centrales de esa institución.

La interconexión eléctrica México-Guatemala fue un proyecto que los gobiernos encomendaron a sus respectivas empresas eléctricas estatales. Por razones de escala los impactos e incidencia del proyecto han sido muy importantes en Guatemala y se han traducido en beneficios sociales significativos, dado que el INDE ser el principal suministrador de electricidad para el segmento residencial. Para ambas partes el proyecto ha tenido una importancia estratégica. En el caso de México, constituye el segundo enlace eléctrico hacia el sur<sup>8</sup> que en una futura expansión podría permitir la interacción con los otros sistemas que conforma el MER de Centroamérica, iniciativa de la cual la CFE es socia.<sup>9</sup> En el caso de Guatemala este proyecto, además de los beneficios sociales ya referidos, el proyecto le ha permitido diversificar las fuentes de suministro de energía eléctrica competitiva.

A continuación se presenta un resumen de las principales acciones (además de las correspondientes al financiamiento o construcción de las obras) llevadas a cabo para la conexión de los sistemas:

- a) En diciembre de 2001, el INDE y la CFE aprobaron un plan de acción e integraron un grupo de trabajo binacional para impulsar el proyecto.
- b) En 2003, el INDE y la CFE suscribieron un “memorándum de entendimiento” en el cual establecieron las condiciones generales para la construcción, mantenimiento, operación y explotación de la línea de interconexión eléctrica. También en ese año los operadores de

---

<sup>8</sup> Desde la década de 1980, la CFE ha venido suministrando potencia y energía a Belice, inicialmente por medio de un suministro en baja tensión (34.5kV). A partir de 1996 el suministro ha sido por medio de una línea de 115 kV (CEPAL, 2000).

<sup>9</sup> La Empresa Propietaria de la Red (EPR) fue creada por el tratado Marco del Mercado Eléctrico de Centroamérica con el mandato de desarrollar, diseñar, financiar y construir la línea interconexión que enlaza los seis países a través del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de Centroamérica (SIEPAC). Fue constituida en 1998 y tiene su sede en San José, Costa Rica. Es una empresa de capital público cuyos socios son las empresas eléctricas estatales de los seis países centroamericanos más tres socios extra regionales: ENEL (ENDESA) de Europa, ISA de Colombia y la CFE de México.

ambos países (el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE de México, y el Administrador del Mercado Mayorista, AMM de Guatemala) firmaron el “Convenio Maestro para la Coordinación de la Operación de la interconexión y la administración de las transacciones internacionales”.

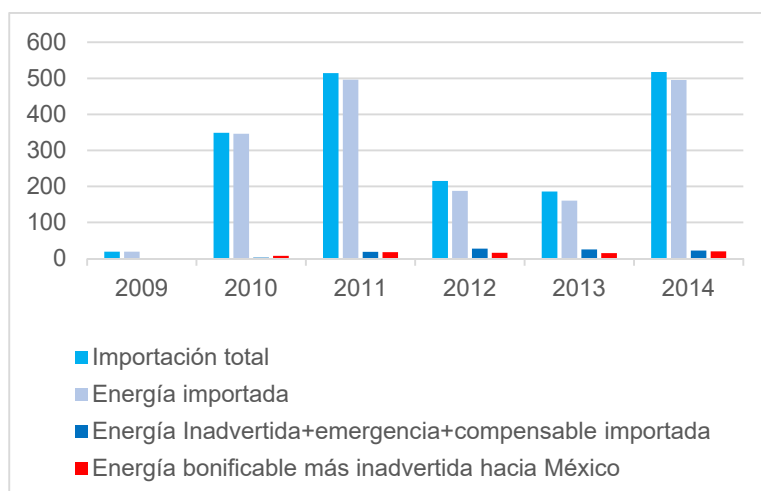
- c) En agosto de 2003, el BID aprobó el préstamo para la ejecución del proyecto en Guatemala. En septiembre de 2005 el Congreso de Guatemala aprobó el financiamiento y autorizó al Organismo Ejecutivo de ese país para suscribir el contrato del préstamo en referencia.
- d) En 2006, el INDE licitó la supervisión, diseño y construcción de las obras de la interconexión en territorio guatemalteco (subestación y línea de transmisión). Los problemas relacionados con la obtención de la servidumbre de paso a lo largo de la línea de transmisión afectaron la ejecución de las obras, retrasaron la conclusión de las obras e incrementaron el costo del proyecto.
- e) En mayo de 2008, las dos empresas estatales (CFE e INDE) suscribieron un contrato de compra venta de potencia firme y energía asociada, por medio de la cual el primero venderá al segundo hasta 120 MW, con posibilidad de ampliarla a 200 MW.
- f) En 2010, la CFE y AMM suscribieron convenios. El primero para la coordinación y la administración de las transacciones comerciales internacionales. El segundo fue un convenio específico para la valoración de energía de desbalance y las transacciones para energía de asistencia de emergencia.
- g) Se realizaron estudios técnicos complementarios de la interconexión de los sistemas eléctricos centroamericanos con el mexicano, considerando nuevos esquemas de control suplementario y ajustes de protecciones en la subestación Los Brillantes, concluyendo que es factible la operación interconectada con transferencias hasta de 120 MW hacia Guatemala, considerando el cumplimiento de criterios de seguridad operativa. La CNEE aprobó el acceso a la red de transmisión de Guatemala en abril de 2009. La CRIE también respondió en forma positiva en agosto de 2009 y el EOR autorizó la conexión a inicios de 2010. La operación comercial de interconexión empezó en febrero de 2010.
- h) A inicios de 2009, el INDE por medio de su empresa subsidiaria de transmisión (la ETCE, Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica), presentó solicitud de autorización de acceso a la capacidad de transporte por el sistema de transmisión eléctrica de Guatemala y a la Red de Transmisión Regional (RTR). Esas solicitudes, junto con los estudios eléctricos correspondientes, fueron presentadas a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) de Guatemala y a los entes regionales del MER: la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y el Ente Operador Regional (EOR).
- i) Durante el segundo semestre de 2010, se identificó un fenómeno de oscilaciones no amortiguadas que ponía en riesgo la seguridad operativa del sistema eléctrico regional de Centroamérica. Dado que esos fenómenos tienen más probabilidad de ocurrir durante los períodos de baja carga, se acordó mantener abierto el enlace México-Guatemala durante diez horas al día (de las 21:00 hrs. a las 7:00 a.m. del día siguiente, medida adoptada en noviembre de 2010). También se acordó realizar <sup>10</sup>un programa de actividades de coordinación de operación, liderado por el EOR con los centros de operación de los sistemas y mercados de los países centroamericanos y con el CENACE de México (que permaneció dentro CFE hasta mediados de 2014), con el propósito de implementar las medidas para retomar la operación continua del enlace México-Guatemala.

---

<sup>10</sup> A finales de 2012 fue asignado un contrato en Guatemala a una planta termoeléctrica que sería instalada en el Estado mexicano de Nuevo León, cerca de la ciudad de Monterrey, la cual comprará el gas natural desde los Estados Unidos y posteriormente enviará la energía por la red eléctrica de la CFE hasta la subestación Tapachula (Chiapas, México), donde se conectará con la línea de interconexión eléctrica que va hacia Guatemala. El proyecto es desarrollado por la empresa Electricidad del Caribe S. A. y tiene compromiso de empezar a operar en 2016.

- j) Por razones de diversa índole este período de operación parcialmente cerrado del enlace México-Guatemala referido se extendió hasta febrero de 2016.<sup>11</sup> En parte esto se debió a que las prioridades de los países centroamericanos estaban en la adopción del nuevo reglamento del MER (que fue aprobado en junio de 2013) y en la finalización del primer circuito del Sistema de la Interconexión Eléctrica de los países de Centroamérica (SIEPAC, concluido en octubre de 2014). También podría haber habido falta de interés en algunos países centroamericanos dado que los intercambios de energía con México no los han beneficiado en forma directa. Durante 2010 a 2015, en alguna media las importaciones de energía de Guatemala provenientes de México (compras de energía eléctrica del INDE a la CFE) han apuntalado la posición exportadora de Guatemala a sus vecinos centroamericanos (véase el gráfico 1).
- k) En 2015 se iniciaron las obras para ampliar la subestación Los Brillantes, con el propósito de recibir la generación proveniente de un generador privado que tiene un contrato para servir a una de las distribuidoras en Guatemala. Este suministro empezaría en mayo de 2016.

**GRÁFICO 1**  
**GUATEMALA: INTERCAMBIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA**  
**PROVENIENTES DE MÉXICO**  
*(En GWh)*



Fuente: Elaboración propia.

### **C. La interconexión eléctrica México–Guatemala como eslabón inicial para un proceso de integración energética regional**

La integración eléctrica centroamericana es una iniciativa regional de larga trayectoria, cuyos lineamientos para su desarrollo se encuentran en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de Centroamérica (TMMEAC). Dicho tratado, que fue aprobado por los Presidentes de los países centroamericanos en diciembre de 1996 y ratificado posteriormente por las Asambleas de los países. En él se establecen las bases para la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico

<sup>11</sup> A partir del 26 de noviembre 2015 quedó instado un nuevo esquema de protecciones que abre la interconexión Guatemala-México en caso de presentarse condiciones de oscilación no amortiguada. Consecuentemente se desactivó el esquema anterior que abría las interconexiones de Guatemala con el resto del sistema eléctrico regional de Centroamérica. En enero de 2016 el Ente Operador Regional (EOR) programó pruebas para prolongar gradualmente el período de tiempo de operación de la interconexión México-Guatemala, la que quedó permanentemente cerrada a partir del 7 de febrero de 2016.

Regional (MER) competitivo con el objetivo de contribuir al desarrollo sostenible de la región, basado en los principios de competencia, gradualidad y reciprocidad.

A partir de la suscripción del tratado referido, los avances han sido notables, sobre todo si se tiene presente que se han dado en forma paralela a la reestructuración y transformación de los subsectores eléctricos nacionales, procesos iniciados en la década de 1990 que han llevado, en la mayor parte de los países, a la adopción de nuevos modelos de organización, desarrollo y gobernanza de sus respectivas industrias eléctricas.<sup>12</sup> Un resumen de los principales hitos y avances regionales de este proceso de integración se resumen en el recuadro 1 (CEPAL, 2013a).

**RECUADRO 1**  
**PRINCIPALES HITOS Y AVANCES EN EL PROCESO DE INTEGRACIÓN**  
**ELÉCTRICA CENTROAMERICANA**

Entre los principales hitos y avances regionales de este proceso de integración pueden citarse los siguientes:

- 1) Suscripción, en diciembre de 1996, del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de Centroamérica (TMMEAC).
- 2) La elaboración, discusión y aprobación del diseño general del Mercado Eléctrico Regional (MER). Este diseño ha partido de premisas que toman en cuenta los factores y heterogeneidad que caracterizan la realidad de los mercados nacionales. Propone la conformación de un “Séptimo Mercado”, en convivencia con los seis mercados o sistemas nacionales existentes, con reglas independientes que las de éstos, y puestos en contacto exclusivamente en los puntos de la Red de Transmisión Regional definidos como fronteras entre mercados nacionales y el mercado regional.
- 3) La creación de los organismos regionales establecidos en el tratado y sus protocolos: la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), encargada de la regulación del MER; el Ente Operador Regional (EOR), encargado de la operación del MER, y el Consejo Director del MER (CD MER), que es el responsable de impulsar el desarrollo del mercado regional y de adoptar las decisiones necesarias para lograr los objetivos y fines integrales del TMMEAC y sus protocolos.
- 4) La conformación de una empresa multinacional encargada de desarrollar las obras físicas de la interconexión regional (Empresa Propietaria de la Red, EPR). Esta empresa ha tenido a su cargo la construcción del SIEPAC, infraestructura regional de gran envergadura esencial para el desarrollo del MER cuya obra física reportaba un avance del 93% en noviembre de 2012 (11 de sus 14 enlaces se encuentran ya en operación comercial), estimándose que el proyecto quedó concluido a finales de 2014.<sup>13</sup>
- 5) Elaboración y aprobación de reglamentos para operación del MER. Inicialmente fue aprobado un reglamento transitorio que sirvió por muchos años de base para la operación y las transacciones regionales de energía. El reglamento definitivo entró en vigencia plena a partir de enero de 2013.
- 6) Elaboración y aprobación de reglamentos para operación del MER. Inicialmente fue aprobado un reglamento transitorio que sirvió por muchos años de base para la operación y las transacciones regionales de energía. El reglamento definitivo entró en vigencia plena a partir de enero de 2013.

Fuente: Elaboración propia.

<sup>12</sup> Para tener una idea de las dimensiones de esta transformación, obsérvese que a inicios de la década de 1990 solamente seis agentes (seis empresas eléctricas estatales, integradas verticalmente) constituían los actores dominantes en las industrias eléctricas nacionales de los países centroamericanos. Únicamente un país contaba con un ente regulador autónomo del servicio de electricidad. A finales de 2013 la subregión contabilizó un total de 367 agentes (197 en el segmento de la generación o producción de electricidad, 13 en la transmisión, 59 en la distribución, 33 comercializadores y 65 grandes consumidores). A lo anterior se suman muchos pequeños productores que actúan dentro del segmento de la generación distribuida, así como cientos de usuarios calificados que son servidos por las comercializadoras. Todos los países cuentan con entes reguladores autónomos o semiautónomos. Dos países tienen organismos administradores de sus respectivos mercados de electricidad y los otros cuatro cuentan con operadores del sistema y del mercado de electricidad integrados dentro de las empresas transmisoras.

<sup>13</sup> El SIEPAC está conformado por un sistema de interconexión eléctrico, con una longitud aproximada de 1.800 km y una inversión cercana a los 500 millones de dólares. Contempla líneas de transmisión eléctrica a 230 kW de un circuito, con torres previstas para un posible futuro segundo circuito. Incluye alrededor de 298 MVAR de equipos de compensación. El proyecto se encuentra conectado a las redes nacionales de cada país mediante un total de 28 bahías de acceso en 14 subestaciones. El centro de control del Ente Operador Regional (EOR) se encuentra equipado con un sistema SCADA/EMS (equipo y software para el control en tiempo real de la operación del sistema eléctrico regional). Uno de los cables de guarda de la línea ha sido equipado con fibras ópticas, con lo cual el proyecto proveerá un medio de conexión entre los diferentes sistemas de telecomunicaciones presentes en los seis países. El SIEPAC se ha llevado a cabo con el apoyo de la banca multilateral, en especial del Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

El SIEPAC y la iniciativa de conformación del mercado eléctrico regional representan el proceso de integración energética regional más avanzado dentro de los países en vías de desarrollo del orbe. Sin embargo en esta etapa inicial de operación ha enfrentado una serie de problemas de diferente índole, entre los que destacan los rezagos en el desarrollo de las redes nacionales de transporte eléctrico (que limitan las transferencias regionales). Por otra parte, es necesario de impulsar expansiones a la red regional que permitan la incorporación de proyectos de generación eléctrica de mayor escala, incluyendo el manejo de los excedentes —estacionales, firmes y no firmes— que podrían resultar de grandes inversiones en energías limpias. Los Estados Unidos han ofrecido cooperar y apoyar a los países centroamericanos en esta nueva etapa de la integración energética.<sup>14</sup> Recientemente, fue conformado el Grupo de Acción (*Task Force*) de los Estados Unidos y Centroamérica sobre Seguridad Energética, el cual ha priorizado el fortalecimiento del SIEPAC y el MER, lo que incluirá un conjunto de acciones para superar las barreras que enfrenta el mercado eléctrico regional centroamericano, entre ellas las más importantes son las siguientes: a) Buscar financiamiento para que los países hagan los refuerzos a sus redes nacionales, de forma de tener disponible la capacidad de transporte regional del SIEPAC (300 MW); y, b) Impulsar la construcción del segundo circuito de esa red regional (que permitiría duplicar la capacidad de transmisión en todos los tramos del SIEPAC, a 600 MW), lo cual requerirá la realización de los estudios de factibilidad correspondientes (CDMER, 2016).<sup>15</sup>

El desarrollo de la infraestructura referida, así como otra serie de acciones para superar las barreras al intercambio y a las transacciones regionales de energía eléctrica serán la base para posibilitar en el mediano y largo plazo la interconexión con mercados extra regionales de mayor escala como el de México. A este respecto debe destacarse que la reforma energética que se ha iniciado en México considera una reestructuración profunda de la industria eléctrica, que incluye la conformación de un mercado mayorista de electricidad. Ello posibilitará nuevos esquemas y mayor agilidad para el comercio internacional de electricidad.

---

<sup>14</sup> A principios de mayo de 2013, el presidente de los Estados Unidos realizó una visita a Costa Rica, la cual incluyó una cumbre con los mandatarios de la región. La visita culminó con una reunión con el sector privado de la región. La seguridad energética y la integración del mercado energético fueron los temas destacados (CEPAL, 2013b). En seguimiento a los mandatos de la cumbre referida se han tomado varias acciones: a) Fue conformado un grupo de trabajo para analizar opciones para la comercialización y el transporte de gas natural en la región a fin de reducir los costos de producción de electricidad y diversificar las matrices energéticas con menores emisiones de carbono (CEPAL, 2013b), cuyos resultados mostraron la importancia de contar con capacidad suficiente de transmisión regional para profundizar los esquemas de integración energética y permitir el desarrollo de proyectos regionales de producción de electricidad (EEC, 2014), y b) La conformación del Grupo de Acción (*Task Force*) de los Estados Unidos y Centroamérica sobre Seguridad Energética.

<sup>15</sup> Con el apoyo financiero del BID, realizarán estudios de factibilidad para la construcción de un segundo circuito de la red regional del SIEPAC.

## II. LOS MARCOS LEGALES Y LOS ASPECTOS RELACIONADOS CON LAS TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

### A. Antecedentes

Desde hace más de medio siglo se ha venido manejando el concepto de la integración de sistemas eléctricos en grandes sistemas interconectados, los cuales, aprovechan la diversidad de recursos energéticos primarios con los que cuenta cada uno de ellos para producir electricidad. En la actualidad, la diversificación de recursos energéticos con los que debe contar un país o región geográfica más amplia, es un aspecto crucial para poder garantizar un suministro energético en el plazo largo y a precios competitivos. Existen varios ejemplos de integración de sistemas eléctricos alrededor del mundo, entre los cuales, puede mencionarse a los siguientes:

- a) Sistema Interconectado Europeo (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*–ENTSO-E), el cual abarca a 34 países y 41 operadores de sistemas (ENTSO-E, 2014).
- b) Sistema Interconectado del Oeste de Norteamérica (*Western Electricity Coordinating Council*-WECC), abarcando dos provincias de Canadá, 14 estados de los Estados Unidos y el estado mexicano de Baja California Norte (WECC, 2014).
- c) Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA), el cual habrá de incluir al Perú, el Ecuador, Colombia, Chile y Bolivia, aunque en la actualidad operan las interconexiones entre el Ecuador y Perú, y entre el Ecuador y Colombia (Sector Electricidad, 2012).

En este sentido, en Centroamérica, desde hace varios años se ha venido desarrollando proyectos de integración energética, a fin de aprovechar eficientemente la miscelánea energética con la que cuenta cada uno de sus países. Esto dio lugar al proyecto SIEPAC, convirtiéndose en la vía más importante para el intercambio y compraventa de energía eléctrica a nivel de esa región, los cuales, son realizados a través del MER, cuya regulación está bajo la responsabilidad de la CRIE, mientras que la operación técnica está coordinada por el EOR.

Asimismo, el avance en tecnología de transporte, supervisión y control de sistemas eléctricos permite vislumbrar un panorama donde las transacciones de compraventa de energía a nivel regional serán cada vez más frecuentes y comunes, incluyendo transacciones interregionales, realizables a través de interconexiones ya sea síncronas o asíncronas. Por ejemplo, la interconexión entre el *Electric Reliability Council of Texas* (ERCOT) y la CFE es importante, ya que se tiene varias tecnologías de interconexión. Asimismo, las asimetrías entre tamaños de sistemas pueden ser causa de optar por una de estas alternativas. A manera de ilustración, en el cuadro 1 se presenta la demanda pico anual de varios sistemas eléctricos interconectados de los Estados Unidos, México y Centroamérica, mostrando grandes diferencias en términos de la demanda que atiende cada sistema.

Un caso interesante de esta situación es la interconexión del sistema de Baja California en México con el mercado de California —*California Independent System Operator* (CAISO)—, en los cuales existe una demanda pico de 2.237 y 45.545 MW, respectivamente, es decir, unas 20 veces mayor el último con respecto al primero. Esta asimetría, en algunos casos, puede ser causa de la existencia de problemas operativos. Sin embargo, en estos dos sistemas interconectados, la operación ha resultado exitosa, debido a que el sistema de California forma parte de un sistema interconectado mayor, conocido como el *Western Electricity Coordinating Council* (WECC), el cual es un sistema clasificado como robusto, mientras que el de Baja California está circunscrito a un área geográfica relativamente pequeña y tiene dos interconexiones con sistema del WECC, de manera que el sistema interconectado resultante continúa siendo un sistema robusto.

Cabe mencionar que éste no es el caso del sistema interconectado de México con el de Centroamérica, donde ambos sistemas, en su conjunto, aun cuando la asimetría entre ambos sistemas es menor que en el caso anterior, representan a un sistema longitudinal, debido a que cada uno cubre una extensión geográfica amplia y sus redes eléctricas están relativamente poco malladas, sobre todo, considerando que el sistema de Centroamérica es un sistema de potencia altamente radial y con una longitud de alrededor de 1900 km (EPR, 2013b). Esta condición causa varios problemas, entre los que se puede mencionar la aparición de oscilaciones de potencia y de frecuencia (Román, 1998).

**CUADRO 1**  
**DEMANDA DE SISTEMAS ELÉCTRICOS INTERCONECTADOS**

Mercado, sistema o país	Demanda máxima pico anual (MW)
CAISO <sup>a</sup>	45 097
ERCOT <sup>b</sup>	67 245
Baja California (México) <sup>c</sup>	2 302
Sistema Interconectado Nacional de México	39 024
Guatemala <sup>d</sup>	1 533
Belice <sup>d</sup>	82
El Salvador <sup>d</sup>	975
Honduras <sup>d</sup>	1 336
Nicaragua <sup>d</sup>	620
Costa Rica <sup>d</sup>	1593
Panamá <sup>d</sup>	1 444

Fuente. Elaboración propia, con base en diferentes fuentes.

Notas: <sup>a</sup> California ISO Public, “California ISO Peak Load History 1998 through 2013,” 29 de marzo de 2013; <sup>b</sup> Véase: <http://www.gdfsuezenergyresources.com/index.php?id=955>, 20 de enero de 2014; <sup>c</sup> Secretaría de Energía, “Prospectiva del Sector Eléctrico 2014-2028,” México, D.F., 2014, y <sup>d</sup> CEPAL, con base en informes oficiales, cifras a 2013 (CEPAL, 2014).

Como se observa en este cuadro, en el sector eléctrico de México se cuenta con una experiencia amplia en interconexiones con otros sistemas ya sea de los Estados Unidos o de Centroamérica, involucrando diferentes tipos de tecnologías de interconexión. Entre ellas, hoy en día se tiene una relación comercial con el INDE de Guatemala a través de una interconexión síncrona con una capacidad contratada de 120 MW firmes. Sin embargo, hay un potencial todavía mucho mayor de exportación de energía hacia Centroamérica.

Precisamente, el objetivo de este estudio preliminar es observar este potencial, analizando aspectos asociados a cuestiones legales, técnicas y económicas, enumerando además las barreras que deben ser superadas para desarrollar a plenitud este potencial.

## B. Los marcos legales

A continuación, se presenta la legislación referente a cada uno de los países, incluyendo únicamente información relevante con respecto a la importación y exportación de energía eléctrica.

### 1. México

En materia de importación/exportación de energía eléctrica, la Ley de la Industria Eléctrica (DOF, 2014), en su Artículo 96, establece claramente la actividad de exportación:

*Artículo 96. Las Reglas del Mercado establecerán procedimientos que permitan realizar, al menos, transacciones de compraventa de:*

- a) *Energía eléctrica*
- b) *Servicios conexos que se incluyan en el Mercado Eléctrico Mayorista*
- c) *Potencia o cualquier otro producto que garantice la suficiencia de recursos para satisfacer la demanda eléctrica*
- d) *Los productos anteriores vía la importación o exportación*

Desde hace varios años, la CFE ha realizado la exportación/importación de energía eléctrica en los mercados de California, operado por el *California Independent System Operator (CAISO)* y del *Electric Reliability Council of Texas (ERCOT)* de los Estados Unidos, así como con la *Belize Electricity Limited* y, más recientemente, con el INDE de Guatemala, en Centroamérica (SENER, 2012).

Según reporta la Secretaría de Energía (SENER, 2012), a diciembre de 2011, había cinco permisos de exportación otorgados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), de los cuales cuatro estaban operando, mientras que fueron otorgados 29 permisos de importación, con 27 de ellos operando. En el cuadro 2 presenta los detalles de esta información, donde se puede observar que la importación, a pesar de la cantidad de permisos otorgados, representa una capacidad marginal, con respecto a las demás modalidades que no son consideradas servicio público, debido, aparentemente, a que la importación sólo se permite para usos propios. De los exportadores, hay tres permisionarios con una capacidad de 1.315,6 MW, los cuales venden energía en el Mercado de California,<sup>16</sup> mientras que la CFE atiende completamente las exportaciones hacia Centroamérica.

Por otra parte, el 20 de diciembre de 2013, en México se decretó la reforma energética, la cual, permite la participación privada en el sector petrolero e intensifica esta participación en el sector eléctrico. En este último, se prevé como aspectos fundamentales los siguientes:

- a) Se abrirá un *mercado eléctrico mayorista*, de manera que se prevé que se incremente la participación privada en el sector pero, a la fecha, todavía no son expedidas las leyes secundarias que habrán de establecer la forma de operar de este mercado mayorista.
- b) La CFE continuará proporcionando los servicios de transmisión y distribución, los cuales, han sido declarados como servicio público.
- c) En esta reforma, también se incluye la separación de las áreas de operación del sistema eléctrico y su planificación, lo cual quedará bajo la responsabilidad de la entidad denominada Centro Nacional de Control de Energía.
- d) Se define el concepto de acceso abierto no indebidamente discriminatorio, a fin de garantizar el acceso a las redes eléctricas por parte de cualquier agente del mercado, siempre y cuando se cumpla con restricciones de tipo técnico.
- e) La CFE deberá convertirse en una “empresa productiva”.<sup>17</sup> En este sentido, se prevé que se tiene que desarrollar esquemas de porteo y servicios auxiliares, a fin de que la CFE pueda tener ingresos suficientes para mantenerse como una empresa financieramente sana.
- f) La CFE mantendrá la propiedad sobre sus plantas de generación y, además, mantendrá vigentes los contratos de compra de energía con los productores independientes (SENER, 2014).

<sup>16</sup> Energía Azteca X (298,6 MW), Termoeléctrica de Mexicali (679,7 MW) y Energía Baja California (337 MW).

<sup>17</sup> Como regla general, se considera que una empresa pública productiva debe cubrir sus costos y obtener un resultado económico positivo, de modo que el Estado no se comprometa a saldar el déficit experimentado por ella. Referencia: Artículo 6.1 Texto Refundido de la Ley General Presupuestaria de España.



Es importante mencionar que el último de estos puntos implica que la CFE podría continuar con sus contratos internacionales de venta de energía. No obstante, se debe contemplar la posibilidad de que productores privados también participen en esta actividad.

**CUADRO 2**  
**PERMISOS ADMINISTRADOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA**  
**(AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012)**

Permisos	Modalidad	Permisos		Capacidad (En MW)		Generación (En GWh) <sup>a</sup>	
		Vigentes	Operando	Autorizada	Operando	Potencial	Producida (en 2011)
Total		685	589	30 215	23 895	117 407	113 715
Anteriores a 1992	Usos propios continuos	40	38	511	496	1 070	974
Posteriores a 1992	Producción independiente	28	27	14 149	13 616	82 906	81 095
	Autoabastecimiento	482	428	8 809	4 972	15 458	14 720
	Exportación	6	4	2 636	1 315	5 771	5 554
	Importación <sup>b</sup>	38	27	252	170	176	176
	Cogeneración	76	64	3 584	3 305	12 024	11 193
	Pequeña producción	15	1	273	5	247	0,5

Fuente: Secretaría de Energía (SENER), “Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027”, México, D. F., 2013.

<sup>a</sup> Los totales de generación excluyen la energía importada.

<sup>b</sup> En capacidad se considera como demanda máxima de importación. En generación se considera como energía importada (no generada en el país).

## 2. Guatemala

En el artículo 39 de la Ley General de Electricidad (reformado por el artículo 4, Acuerdo Gubernativo N° 68-2007), se reconoce como “Agentes del Mercado Mayorista” a los exportadores e importadores de energía eléctrica. Adicionalmente, en el Reglamento del Administrador de Mercado Mayorista (AMM), Título I, se establece una serie de definiciones asociadas a las actividades y figuras legales que pueden participar en el mercado mayorista, entre las cuales se encuentra a la importación y exportación de energía:

- a) **“Exportación: (Adicionado por el Artículo 1, Acuerdo Gubernativo No.69-2007).** Es la actividad por medio de la cual se comercializa electricidad o Servicios Complementarios, desde el Mercado Mayorista al Mercado Eléctrico Regional, o a cualquier otro mercado eléctrico.”
- b) **“Exportador: (Adicionado por el Artículo 1, Acuerdo Gubernativo No.69-2007).** Es el participante del Mercado Mayorista que realiza actividades de exportación.”
- c) **“Importación: (Adicionado por el Artículo 1, Acuerdo Gubernativo No.69-2007).** Es la actividad por medio de la cual se comercializa electricidad o Servicios Complementarios al Mercado Mayorista desde el Mercado Eléctrico Regional, o desde cualquier otro mercado eléctrico.”
- d) **“Importador: (Adicionado por el Artículo 1, Acuerdo Gubernativo No.69-2007).** Es el participante del Mercado Mayorista que realiza actividades de importación.”

Esta legislación ha sido aprovechada para el establecimiento de contratos de importación y exportación de energía eléctrica en Guatemala. Un resumen de las transacciones asociadas es mostrado en el cuadro 3, para 2008 a 2013, siendo importante mencionar que, a partir de 2010, el

99% de la importación de energía a Guatemala proviene de la interconexión con México (INDE, 2013).

**CUADRO 3**  
**IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE ENERGÍA EN GUATEMALA, 2008-2013**  
(En GWh)

Año	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Energía importada	5 <sup>c</sup>	37 <sup>c</sup>	367 <sup>c</sup>	526 <sup>c</sup>	214 <sup>c</sup>	161 <sup>b</sup>
Energía exportada	76 <sup>c</sup>	94 <sup>c</sup>	133 <sup>c</sup>	176 <sup>c</sup>	149 <sup>a</sup>	479 <sup>a</sup>

Fuente: CNEE, “Informe Estadístico 2013”. En los valores están incluidas las desviaciones hacia el MER.

<sup>a</sup> Fuente: Ente Operador Regional, “Informe de Transacciones con RTMER 2013.”

<sup>b</sup> Fuente: INDE, “Contratos de compraventa de potencia firme y energía eléctrica asociada por 120 MW y Contratos de compraventa de potencia y energía eléctrica hasta por 80 MW, suscritos por el INDE y la CFE”. Informe de enero a diciembre de 2013.

<sup>c</sup> Las energías incluyen desviaciones.

### 3. El Salvador

En El Salvador, también existe la posibilidad de exportar o importar energía eléctrica, la cual está soportada en los documentos oficiales referentes a la actividad asociada con su mercado de electricidad, tal como se menciona a continuación.

En la Ley General de Electricidad, Artículo 7, se enuncia lo siguiente en referencia a importaciones de electricidad:

*“Los operadores que importen energía y los generadores deberán pagar anualmente a la Superintendencia de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) en concepto de tasa por la actualización del Registro,...”*

En este caso, un operador es cualquier entidad generadora, transmisora, distribuidora o comercializadora de energía eléctrica.

Además, en el Reglamento de la Ley General de Electricidad, se reconoce la figura legal del exportador, debido a que, en el Artículo 67-K, párrafo cuarto, se menciona lo siguiente:

*“Las capacidades firmes de todas las unidades deberán ser proporcionalmente ajustadas, de modo que la suma de dichas capacidades firmes resulte igual a la demanda máxima en el período de control. Se entenderá por demanda máxima a la máxima generación neta horaria más importación menos exportación.”*

En el cuadro 4 se presentan las importaciones y exportaciones en El Salvador de 2008 a 2013, donde puede observarse que son mayores las importaciones, excepto en 2008 y lo que se reporta de 2013.

**CUADRO 4**  
**IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE ENERGÍA**  
**EN EL SALVADOR, 2008-2012**  
(En GWh)

Año	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Energía importada	75	208	174	216	164 <sup>a</sup>	382 <sup>a</sup>
Energía exportada	89	79	89	102	79 <sup>a</sup>	99 <sup>a</sup>

Fuente: Unidad de Transacciones Comerciales (UT), “Importaciones de Energía por Operador”, 2012.

Fuente: Unidad de Transacciones Comerciales (UT), “Exportaciones de Energía”, 2012.

<sup>a</sup> Fuente: Ente Operador Regional, “Informe de Transacciones con RTMER 2013”.

#### 4. Honduras

La Ley Marco del Subsector Eléctrico, promulgada en 1994, fue derogada el 20 de enero de 2014, mediante la aprobación de la Ley General de la Industria Eléctrica, por parte del Congreso Nacional. Esta nueva ley, en términos de importación y exportación de electricidad establece lo siguiente:

- a) Las empresas generadoras acogidas a la presente Ley, podrán vender sus productos a las siguientes entidades: i) a empresas distribuidoras; ii) a grandes consumidores; iii) a otras empresas generadoras; iv) a empresas comercializadoras, y v) al mercado eléctrico de oportunidad nacional o regional.

En el caso de ventas al mercado eléctrico de oportunidad nacional, el Operador del Sistema (OS) garantizará la compra de la energía si los precios ofertados para diferentes intervalos de operación resultan ser iguales o menores al costo marginal de corto plazo determinado por el propio Operador del Sistema para esos intervalos de operación. El precio que el mercado de oportunidad pagará a las empresas generadoras cuyas ofertas hayan sido aceptadas será para cada intervalo de operación igual al correspondiente costo marginal.

- b) La exportación de energía es permitida, de conformidad con el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de Centroamérica, sus Protocolos y el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional. Reglamentariamente, se establecerán aquellas circunstancias excepcionales en las que se podrá aplicar restricciones a la exportación. Las empresas del subsector podrán recurrir a la importación de energía para contribuir a satisfacer las necesidades de consumidores nacionales.

Estos dos artículos, muestran que cualquier agente del mercado de electricidad hondureño podrá exportar e importar energía eléctrica en el MER de Centroamérica.

Hoy en día (en tanto no entren en vigencia los mecanismos establecidos en la nueva Ley General de la Industria Eléctrica), la ENEE continua operando como comprador único de energía, tanto de productores nacionales como internacionales, aunque en la mayoría de las ocasiones actúa como importador, debido a que los costos de generación en Honduras son altos por tener una participación notable de generación térmica con base en combustibles fósiles. En el cuadro 5 se presenta esta situación para el período 2008 a 2013.

**CUADRO 5**  
**IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE ENERGÍA**  
**EN HONDURAS, 2008-2013**

(En GWh)

Año	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Energía importada	45	1	21	46	77 <sup>a</sup>	117 <sup>a</sup>
Energía exportada	22	40	13	1	1 <sup>a</sup>	6 <sup>a</sup>

Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica, “Boletín Estadístico 2012”, Tegucigalpa, Honduras.

<sup>a</sup> Fuente: Ente Operador Regional, “Informe de Transacciones con RTMER 2013”.

#### 5. Nicaragua

En este país, el marco legal lo constituye la Ley de la Industria Eléctrica, la cual establece la posibilidad de importación y exportación de electricidad en los cuatro artículos siguientes:

**Artículo 1.** *La presente Ley tiene por objeto establecer el régimen legal sobre las actividades de la industria eléctrica, las cuales, comprenden la generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de la energía eléctrica.*

**Artículo 21.** *Los agentes económicos dedicados a la actividad de generación de energía, podrán suscribir contratos de compraventa de energía eléctrica con distribuidores y con*

*grandes consumidores, así mismo podrán vender total o parcialmente su producción en el mercado de ocasión y exportar energía eléctrica.*

**Artículo 32.** *Los agentes económicos dedicados a la actividad de distribución podrán suscribir contratos de compraventa de energía eléctrica con generadores y con grandes consumidores, así mismo podrán comprar en el mercado de ocasión e importar energía eléctrica.*

**Artículo 110.** *El Régimen de Precio Libre comprende las transacciones de electricidad entre generadores, cogeneradores, autoprodutores, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores.*

*Las importaciones y exportaciones de energía eléctrica y potencia.*

En el cuadro 6 se presenta el estado de las importaciones y exportaciones de energía en Nicaragua, notándose un incremento en estas actividades durante 2008 a 2013, además de que las importaciones sobrepasaron a las exportaciones en los últimos dos años.

**CUADRO 6  
IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE ENERGÍA  
EN NICARAGUA, 2008-2013**

*(En GWh)*

Año	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Energía importada	28	2	10	10	20 <sup>a</sup>	52 <sup>a</sup>
Energía exportada	0	2	43	41	3 <sup>a</sup>	16 <sup>a</sup>

Fuente: Instituto Nicaragüense de Energía, “Estadísticas del Sector Eléctrico”

<sup>a</sup> Fuente: Ente Operador Regional, “Informe de Transacciones con RTMER 2013.”

## 6. Costa Rica

En el caso de Costa Rica, la reestructuración parcial de su sector eléctrico ha permitido la participación de generadores privados, quienes tienen la obligación de vender su energía al comprador único que es el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), el cual, además, tiene la exclusividad para importar o exportar energía a través del Mercado Eléctrico Regional.

Actualmente, está estudiándose una propuesta de reforma conocida como “Proyecto de Ley General de Electricidad,” a fin de abrir aún más el sector eléctrico a empresas privadas, incluyendo los rubros de generación y distribución, así como los de exportación e importación. En el cuadro 7 se muestra las exportaciones e importaciones anuales que el ICE ha negociado durante 2008 a 2013.

**CUADRO 7  
IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE ENERGÍA  
EN COSTA RICA, 2008-2013**

*(En GWh)*

Año	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Energía importada	30	82	62	5	36 <sup>a</sup>	62 <sup>a</sup>
Energía exportada	96	68	38	43	23 <sup>a</sup>	20 <sup>a</sup>

Fuente: Ente Operador Regional, “Informes Estadísticos Mensuales en el Mercado Eléctrico Regional 2008”, “Informes Estadísticos Anuales del Mercado Eléctrico Regional 2009, 2010, 2011, 2012”.

<sup>a</sup> Fuente: Ente Operador Regional, “Informe de Transacciones con RTMER 2013.”

## 7. Panamá

De acuerdo con la Ley No. 6, publicada en la Gaceta Oficial de Panamá el 5 de febrero de 1997, se establece que tanto personas y empresas públicas como privadas, pueden importar o exportar energía, tal como lo indican los siguientes artículos:

**Artículo 8. *Ámbito de aplicación.*** Para los efectos de esta Ley, el sector energía comprende a las personas públicas y privadas, las empresas y actividades que éstas realicen, que tengan por objeto el estudio, exploración, explotación, producción, generación, transmisión, transporte, almacenamiento, distribución, refinación, importación, exportación, comercialización y cualquier otra actividad relacionada con electricidad, petróleo y sus derivados, carbón, gas natural, energía hidráulica, geotérmica, solar, biomásica, eólica, nuclear y demás fuentes energéticas.

**Artículo 85. *Tipo de transacciones.*** Las transferencias internacionales de electricidad podrán realizarse por medio de contratos o convenios de suministro a largo plazo, o por transferencias a corto plazo que tengan por objeto el aprovechamiento óptimo de los recursos de generación y transmisión, así como el apoyo para mantener la calidad y confiabilidad del servicio, y estarán exentas de todo gravamen e impuestos de importación y exportación.

En el cuadro 8 se presenta las exportaciones e importaciones anuales en Panamá, de 2008 a 2013, las cuales incluyen las transacciones por contrato y negociadas en el mercado de oportunidad.

**CUADRO 8**  
**IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE ENERGÍA**  
**EN PANAMÁ, 2008-2013**  
(En GWh)

Año	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Energía importada	105	64	71	72	17 <sup>a</sup>	75 <sup>a</sup>
Energía exportada	32	95	39	13	59 <sup>a</sup>	71 <sup>a</sup>

Fuente: Centro Nacional de Despacho de Panamá, “Informes de Importación y Exportación 2008 a 2013”.

Sitio web: <http://www.cnd.com.pa/>

<sup>a</sup> Fuente: Ente Operador Regional, “Informe de Transacciones con RTMER 2013.”

## 8. El mercado eléctrico regional de Centroamérica

En Centroamérica, desde hace varias décadas se ha venido realizando una serie de esfuerzos para la integración energética de los países de Centroamérica, los cuales se formalizaron a través del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de Centroamérica (TMMEAC) firmado por sus presidentes en 1996. Este tratado fue la base jurídica para la creación de un Mercado Eléctrico Regional (MER).

El MER tiene como objetivo establecer una plataforma, a través de la cual, se realicen transacciones de energía internacionales entre entes públicos y privados. En estos términos, el TMMEAC da origen a la Comisión Reguladora de la Interconexión Eléctrica (CRIE), la cual tiene por objeto regular todas las actividades concernientes al MER.

Adicionalmente, la viabilidad técnica de tales transacciones internacionales es analizada, supervisada y controlada por el Ente Operador Regional (EOR), con sede en San Salvador, El Salvador. En el horizonte operativo de mediano plazo, el EOR tiene como función principal la definición de las máximas transferencias que puede haber entre los sistemas eléctricos de los países de la región centroamericana y que pertenecen al MER.

La reglamentación de la operación del MER, se desarrolló a partir de la creación de la CRIE y el EOR, finalizando este proceso en 2006 (EOR, 2012), y generando el documento normativo

correspondiente denominado Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), el cual establece los lineamientos para la operación del MER y el Sistema Eléctrico Regional (SER) asociado.

Aparentemente, debido a que el RMER fue creado previamente al desarrollo y formalización comercial de la Interconexión México-Guatemala, este reglamento no contiene las reglas para que el EOR y la CRIE tengan plena injerencia técnica y comercial sobre transacciones extra-regionales, como pueden ser las transacciones a través de esta interconexión y, en un futuro, por medio de la interconexión Colombia-Panamá.

No obstante, el RMER estipula que un agente asociado a las transacciones extrarregionales, y que no pertenece al MER, debe darse de alta en el mercado de electricidad del país en el cual tiene su contraparte para tales transacciones. Es decir, en el caso particular de México, la CFE o cualquier otro agente que exporte energía hacia Centroamérica, se tendrían que dar de alta en el Mercado Mayorista de electricidad de Guatemala.

La otra opción es que la CFE solicite pertenecer al MER, aunque esto podría presentar otro tipo de implicaciones que habría que analizar con detalle (Karacsonyi, 2011).

Como parte final de este capítulo es conveniente concluir acerca de la revisión de los marcos legales de los países que conforman el proyecto SIEPAC y que conforman el MER, además de México:

- a) Se observa que no hay impedimentos legales para que se realice la compraventa de electricidad entre empresas de estos países, tal como ocurre hoy en día entre el INDE y la CFE, así como entre agentes que pertenecen al MER.
- b) Por otra parte, conviene observar lo que ocurrirá en un futuro cercano en México y Honduras con la expedición de sus leyes y reglamentaciones asociadas a sus reformas en materia de electricidad.
- c) Adicionalmente, el RMER permite realizar transacciones desde y hacia países no miembros, pero aparentemente existe un vacío regulatorio para que la CRIE y el EOR puedan permitir el desarrollo de transacciones extrarregionales entre cualquier agente o la CFE de México y agentes del MER y que, en un futuro cercano, se estarían materializando entre estos y agentes del mercado de Colombia (González, 2011).<sup>1</sup>

### III. INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS

#### A. ASPECTOS GENERALES

Las interconexiones pueden ser realizadas a través de enlaces síncronos o asíncronos. Asimismo, los enlaces asíncronos pueden ser de varias tecnologías. A continuación, son descritos brevemente estos tipos de interconexiones.

##### 1. Interconexiones síncronas

Los enlaces síncronos son el tipo más común de interconexión, principalmente por razones de economía, y son construidos utilizando tecnología de corriente alterna (CA). En este caso, los sistemas involucrados deben operar bajo ciertas condiciones de manera que los flujos de potencia a través de los enlaces puedan ser establecidos y controlados de forma efectiva. Este problema es normalmente conocido como el problema de sincronización de sistemas eléctricos y representa los requerimientos mínimos para que tales sistemas operen en forma unificada (Heydt, 2007).

Las interconexiones síncronas pueden ser realizadas directamente a través de líneas de transmisión. Un ejemplo claro de la interconexión síncrona entre sistemas es el Sistema Eléctrico Regional (SER) de Centroamérica, el cual está conformado por la interconexión de los seis países de la región centroamericana con base en líneas de transmisión de 230 kV en corriente alterna. También, pueden estar conformadas por líneas de transmisión y transformadores para lograr la interconexión entre sistemas eléctricos que operan a diferentes niveles de tensión, tal como ocurre en la interconexión México-Guatemala, cuyas subestaciones asociadas operan a 400 y 230 kV, respectivamente.

Adicionalmente, la operación de este tipo de enlaces es técnicamente complicada, sobre todo cuando son interconectados sistemas eléctricos asimétricos en capacidad y con topologías de redes de transmisión longitudinales, debido a que las prácticas operativas o perturbaciones de un sistema pueden crear condiciones adversas en los otros sistemas, de modo que es necesario realizar estudios diversos y con mucho detalle, a fin de minimizar los riesgos operativos en los sistemas eléctricos involucrados, sobre todo si se trata de sistemas eléctricos longitudinales.

En particular, los sistemas eléctricos de potencia interconectados a través de enlaces síncronos pueden tener problemas operativos tales como regulación de voltaje, oscilaciones de potencia y de frecuencia, así como flujos de potencia no programados a través de los enlaces. Estos problemas deben ser analizados cuidadosamente, a fin de proponer medidas preventivas y correctivas. Estudios de estado estacionario, de respuesta a la frecuencia, de estabilidad transitoria y de pequeñas señales deben ser realizados.

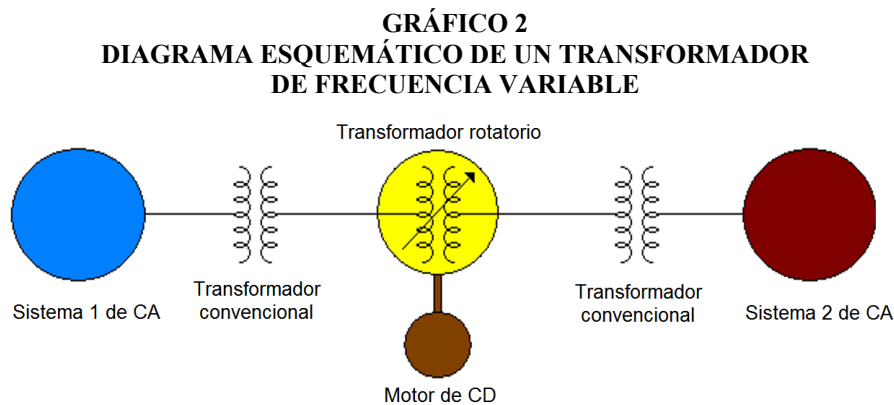
##### a) Interconexiones asíncronas

En contraste con los enlaces síncronos, los enlaces asíncronos no requieren de la sincronización entre los sistemas que interconectan, siendo esto una ventaja, ya que da una mayor libertad y flexibilidad para operar los sistemas involucrados, aunque a mayores costos. Dos alternativas asociadas con enlaces asíncronos han ganado interés de las compañías eléctricas, debido a que han probado ser opciones viables para la interconexión de sistemas. Estas alternativas son: el transformador de frecuencia variable (VFT) y los enlaces de transmisión en corriente directa (HVDC) (Heydt, 2007).

En esta sección, se hará referencia a dos tipos de tecnología que han sido llevados a la práctica para interconectar el sistema eléctrico de México con sistemas eléctricos de los Estados Unidos.

## b) Transformador de frecuencia variable

El transformador de frecuencia variable es la innovación más reciente relacionada con enlaces asíncronos. Está basado en el principio del transformador rotatorio. Aquí, los dos devanados trifásicos (uno en el rotor y el otro en el estator) están conectados a cada uno de los sistemas que habrán de acoplarse. Esta tecnología permite conectar a los dos sistemas sin su sincronización. En este caso, el VFT compensará las diferencias de frecuencia y fase existentes. El éxito de este equipo se basa en la capacidad de variar la velocidad del rotor y, consecuentemente, permitir un ajuste del ángulo de fase. La transferencia de potencia es dependiente del ángulo de fase del transformador rotatorio y este es controlado a través del par aplicado al rotor mediante un motor de corriente directa (CD). En adición al transformador rotatorio, otras componentes importantes de un VFT incluyen un motor de control y un sistema de control de CD utilizados para controlar la dirección y la magnitud del flujo de potencia, transformadores convencionales para suministrar los niveles de voltaje apropiados y un equipo auxiliar que asegura la operación adecuada del sistema. En el gráfico 2 se presenta un diagrama esquemático de un VFT (Heydt, 2007).



Fuente: G.T. Heydt, G. G. Karady, J. Ramírez Hernández, R. E. Pérez Guerrero, "Feasibility of a High Voltage Direct Current Transmission Asynchronous Tie Between México and Arizona," Project Number E-04-01, Arizona State University, 2007.

Esencialmente, el VFT es un transformador con ajuste variable y continuo de fase, de modo que puede operar a un ángulo de fase ajustable. La tecnología básica de un VFT es un transformador rotatorio con tres devanados de fase, tanto en el rotor como en el estator (véase el gráfico 3). El sistema colector conduce corriente entre el devanado del rotor trifásico y las barras fijas de la subestación. Un sistema está conectado al lado del rotor, mientras que el otro está conectado al lado del estator del VFT. El flujo de potencia es proporcional al ángulo del transformador rotatorio, en forma similar a cualquier circuito eléctrico de corriente alterna. La impedancia entre el transformador rotatorio y el circuito de CA determina la magnitud del ajuste de fase requerido para una transferencia de potencia especificada (Larsen, 2009).

La transferencia de potencia a través del transformador rotatorio es una función del par aplicado al rotor. Si el par es aplicado en una dirección, entonces, la potencia fluye del devanado del estator al devanado del rotor. Si el par es aplicado en dirección opuesta, entonces, el flujo de potencia va del devanado del rotor hacia el devanado del estator. El flujo de potencia es proporcional a la magnitud y dirección del par aplicado. Si no es aplicado par alguno, no hay flujo de potencia a través del transformador rotatorio. Independientemente del flujo de potencia, el rotor inherentemente se orienta para seguir la diferencia angular del ángulo de fase impuesta por los dos sistemas asíncronos, y girará continuamente si las redes están operando a frecuencias distintas.

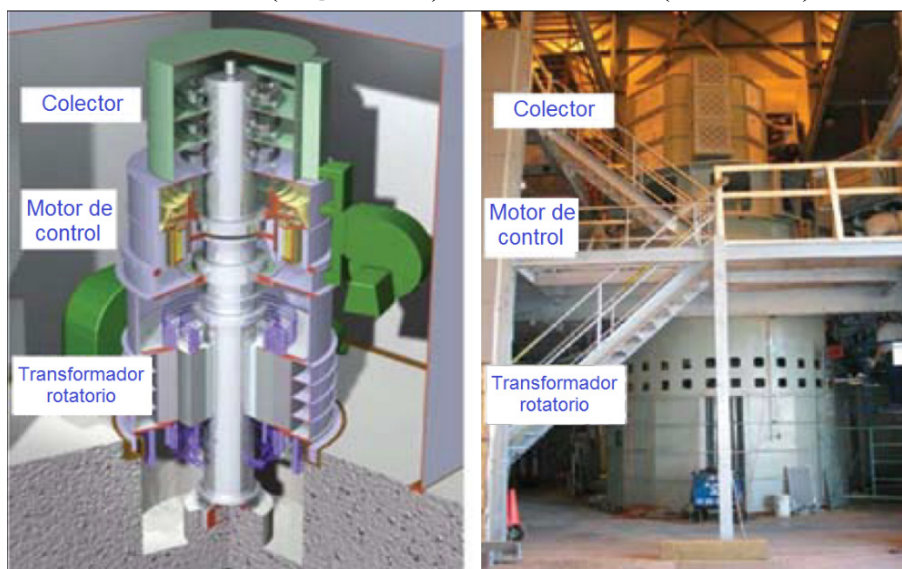
El par es aplicado al rotor mediante un motor de control (*motor drive*), el cual define el par de aplicación a través de señales que recibe del sistema de control de velocidad variable. Cuando el VFT es utilizado para conectar dos sistemas de potencia de la misma frecuencia, su velocidad



normal de operación es cero. Entonces, el motor de control y el sistema de control de velocidad producen par a velocidad cero. Sin embargo, si uno de los dos sistemas de potencia experimenta una perturbación que causa una desviación de frecuencia, el VFT girará a una velocidad proporcional a la diferencia de frecuencia entre los dos sistemas de potencia. Durante esta operación el flujo de carga es mantenido constante, no obstante que las frecuencias de los dos sistemas estén variando.

Un regulador de lazo cerrado, mantiene constante la potencia activa, cuyo valor es especificado previamente. El regulador compara la potencia medida con la potencia especificada y ajusta el par del motor como una función del error de potencia. Este regulador es lo suficientemente rápido para responder a perturbaciones en el sistema y mantener estable el flujo de potencia activa.

**GRÁFICO 3**  
**CORTE TRANSVERSAL (IZQUIERDA) Y FOTOGRAFÍA (DERECHA) DE UN VFT**



Fuente: Larsen Einar, Piwko Richard, and McLaren Donald, General Electric (GE) Energy, "Variable frequency transformer for asynchronous power transfer," Energyze, Transmission and Distribution, junio, 2009, págs. 34-38.

El flujo de potencia reactiva a través del VFT sigue las reglas convencionales de un circuito de CA. Es determinado por la impedancia serie del transformador rotatorio y la diferencia de magnitudes de voltaje de las terminales de los dos sistemas. A diferencia de los sistemas HVDC, el VFT no produce armónicas, lo cual, evita las interacciones indeseables entre este equipo y generadores y otros elementos de red eléctricamente cercanos.

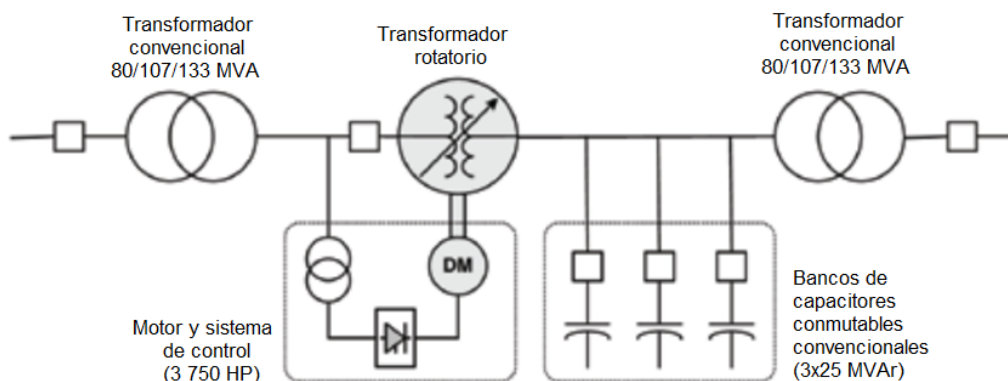
A la fecha, hay dos enlaces VFT instalados. El primero de ellos, interconecta a los sistemas asíncronos de Quebec en Canadá con el de New York en los Estados Unidos, tiene una capacidad de 100 MW, está instalado en la Subestación Langlois y fue puesto en operación en 2003. El segundo, interconecta a los sistemas de ERCOT en Texas y de la CFE en México, conectando a las ciudades de Laredo, Texas y Nuevo Laredo, Tamaulipas, respectivamente, con una capacidad de 100 MW y puesto en operación en 2007 (Heydt, 2007). El VFT de Langlois, cuyo diagrama simplificado es mostrado en el gráfico 4, tiene las siguientes características:

- i) Un transformador rotatorio de 100 MW, 17 kV.
- ii) Un motor de CD, 3000 HP y un sistema de control variable de velocidad.
- iii) Tres bancos de capacitores conmutados de 25 MVar.
- iv) Dos transformadores convencionales elevadores de tensión de 17/120 kV.

Los bancos de capacitores son conmutados para compensar la potencia reactiva que consume el transformador rotatorio y la red de transmisión adyacente. La potencia reactiva es controlada mediante tres estrategias (Larsen, 2009):

- i) *Modo de potencia especificada.* Los bancos de capacitores son conmutados como una función del flujo de potencia especificado. Este modo incluye una función de supervisión del voltaje para observar que este se encuentre siempre entre un rango especificado de valores.
- ii) *Modo de voltaje.* Los bancos de capacitores son conmutados para mantener constante el voltaje dentro de un rango especificado por el operador.
- iii) *Modo manual.* El operador de la estación conmuta capacitores de acuerdo a sus necesidades.

**GRÁFICO 4**  
**DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL VFT DE LANGLOIS**



Fuente: Larsen Einar, Piwko Richard, and McLaren Donald, General Electric (GE) Energy, "Variable frequency transformer for asynchronous power transfer," Energyze, Transmission and Distribution, 2009, junio, págs. 34-38.

En general, la inercia del VFT suaviza las respuestas transitorias a fallas en el sistema, de modo que puede ser visto más como un transformador en el sistema que como un dispositivo sensible de electrónica de potencia como lo es un enlace HVDC (GE Energy, 2004). Por otra parte, los costos de un VFT serán mayores que los costos de las tecnologías de enlace de corriente directa (Heydt, 2007).

### c) **Sistemas de alto voltaje en corriente directa (HVDC)**

La otra alternativa para enlaces asíncronos emerge del campo de la electrónica de potencia y, esencialmente, convierte potencia de CA a CD y viceversa, proporcionando un enlace a través de la corriente directa. Esto permite evitar los problemas relacionados con las interconexiones síncronas.

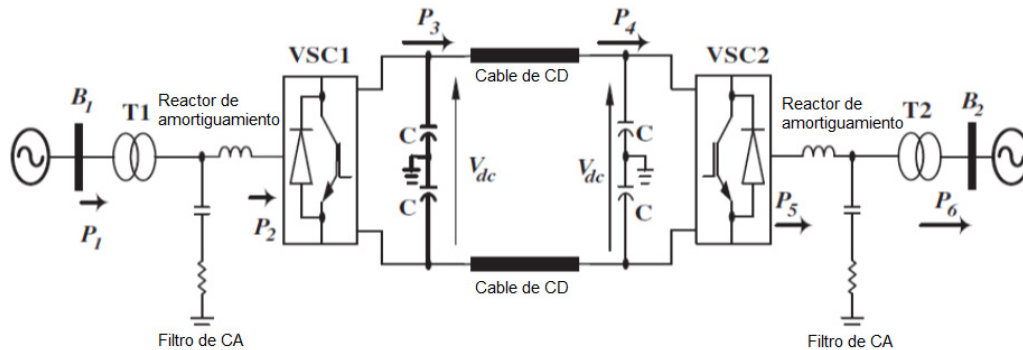
Los enlaces de CD han sido utilizados desde la década de 1950, cuando el primer sistema HVDC fue puesto en operación. Hoy en día, muchos enlaces de CD están en servicio y se espera que su número crezca en el futuro cercano, conforme sus costos se reduzcan y la tecnología asociada sea mejorada.

Para este tipo de interconexiones, existen dos alternativas dentro de los sistemas HVDC. Los sistemas convencionales (clásicos) están basados en tecnología de convertidores de fuente de corriente y utilizan válvulas de tiristores en el proceso de conversión. Estos son la alternativa preferida, debido principalmente a su costo y capacidades altas de potencia, aunque la flexibilidad y capacidad de control de los sistemas HVDC basados en convertidores de fuente de voltaje (VSC) han hecho muy atractivos estos sistemas para la industria (Barhman, 1999).

La principal diferencia entre los dos tipos de convertidores consiste en la forma en que el proceso de conmutación es realizado. Los sistemas clásicos actúan basados en conmutaciones de

línea, mientras que los convertidores VCS operan con lo que es conocido comúnmente como conmutaciones forzadas y, por tanto, pueden ser conectadas o desconectadas cuando se desee. La conmutación forzada es posible en válvulas compuestas por transistores bipolares de compuerta aislada (GBT) o tiristores de compuerta de encendido-apagado (GTO). Una configuración de dos convertidores conectados *back-to-back* resulta en un enlace asíncrono entre dos sistemas de CA (véase el gráfico 5).

**GRÁFICO 5**  
**DIAGRAMA UNIFILAR DE UN ENLACE HVDC BACK-TO-BACK CON**  
**CONVERTIDORES DE FUENTE DE VOLTAJE**



Fuente: Giddani Kalcon, Grain P. Adam, Olimpo Anaya Lara, Graeme Burt, K.L. Lo, "Analytical efficiency evaluation of two and three level VSC-HVDC transmission links", *Electrical Power and Energy Systems*, Elsevier Publications, 44 (2013) 1-6.

Los dos convertidores están conectados a través de un enlace de CD y tienen los componentes siguientes (Kalcon, 2013):

- i) **Transformador de acoplamiento:** Transforma el voltaje del sistema de CA a un nivel adecuado para el convertidor.
- ii) **Reactor de amortiguamiento:** Es utilizado para controlar el flujo de potencia activa y reactiva.
- iii) **Filtro de Armónicas:** Elimina las armónicas de las formas de onda de voltaje y corriente.
- iv) **Convertidor VSC:** Compuesto de interruptores en serie para alcanzar el voltaje nominal del sistema; la componente básica de cada interruptor es un dispositivo IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) con un arreglo antiparalelo de diodos rápidos y modernos (*freewheeling diodes*).
- v) **Cable de CD:** Transmite potencia entre las dos estaciones convertidoras.
- vi) **Capacitores de CD:** Mantienen el balance de potencia durante períodos transitorios y reducen el rizo del voltaje de CD.

En caso de que las dos estaciones convertidoras se encuentren en la misma subestación, el cable de CD no existe y, entonces, la interconexión asíncrona se convierte en una estación *back to back*.

Esta configuración es la que ha estado ganando terreno en las preferencias de las compañías eléctricas, debido a la gran flexibilidad que ofrece y a que, prácticamente, los dos sistemas de CA pueden ser considerados independientes entre sí, aunque una desventaja importante es que sus pérdidas representan alrededor de 6% de la energía transmitida, mientras que las estaciones con convertidores de corriente tienen alrededor de 2% (Kalcon, 2013).

Los costos de los enlaces HVDC varían de acuerdo a las características particulares de cada proyecto. Además, los precios varían dependiendo del fabricante. Sin embargo, el costo de un

HVDC con convertidor de corriente (HVDC estándar) de 400 MW de capacidad nominal, puede tener un costo de entre 85 y 90 millones de dólares americanos (US). Los costos para un enlace HVDC-VSC se pueden calcular de manera aproximada agregando 250.000 dólares por MW de capacidad de un enlace HVDC estándar, lo que indica que, para la misma capacidad de 400 MW, este enlace tendría un costo aproximado de 190 millones de dólares.

En el cuadro 9 se presentan los principales proyectos de enlaces tipo VSC puestos en operación hasta 2006.

**CUADRO 9**  
**PROYECTOS HVDC BASADOS EN VSC Y EN OPERACIÓN**

Año de puesta en servicio	Nombre y localización	Voltaje (en kV)	Capacidad (en MW)	Longitud (en km)
2000	HVDC Tjæreborg (Dinamarca)	±9	7,2	4,3
2000	Directlink (Australia)	±80	180	59
2002	Cross Sound Cable (Connecticut-Long Island)	±150	330	40
2002	Murraylink (Australia)	±150	220	177
2005	HVDC Troll (Noruega)	±60	84	70
2006	Estlink (Finlandia-Estonia)	±150	350	105

Fuente: G.T. Heydt, G. G. Karady, J. Ramírez Hernández, R. E. Pérez Guerrero, "Feasibility of a High Voltage Direct Current Transmission Asynchronous Tie Between México and Arizona," Project Number E-04-01, Arizona State University, 2007.

De este cuadro se observa que los HVDC-VCS tienen costos muy variados. Por ejemplo, el enlace *Murraylink* de 220 MW de capacidad, tuvo un costo de alrededor de 177 millones de dólares australianos (aproximadamente 165 millones de dólares con un tipo de cambio de 0,93 dólares por cada dólar australiano), incluyendo una línea subterránea bipolar en CD de 180 km (Wikipedia, 2014). Además, el enlace HVDC-VCS *Cross Sound Cable* tuvo un costo de 120 millones de dólares con un cable submarino de 40 km, pero con una capacidad de 330 MW (Normak, 2002). Por otra parte, el enlace *Oklaunion*, que es un enlace clásico (basado en convertidor de corriente) de 220 MW, pero con tecnología moderna de control y protecciones (MACH), tuvo un costo de 60 millones de dólares (ABB, 2012).

El enlace *Oklaunion* puede transmitir flujo de potencia en cualquier dirección entre los sistemas de ERCOT y de Oklahoma, además de que tiene capacidad de arranque negro, lo cual, permite una restauración del sistema colapsado en un tiempo menor.

Aun con la desventaja de presentar mayores pérdidas, actualmente, los sistemas de interconexión *back-to-back* HVDC presentan características que los hacen atractivos:

- i) **Capacidad de arranque negro.** Esta permite una restauración rápida ante eventos de una pérdida de energía en un lado del sistema interconectado, ya que puede utilizar la energía del otro lado del sistema (Heydt, 2007).
- ii) **Flexibilidad de control de flujos de potencia.** Los flujos de potencia de los enlaces VSC-HVDC pueden ser especificados óptimamente sobre una base de requerimientos de seguridad y económicos. Además, es factible despachar sistemas HVDC-VSC en tiempo real. Entonces, la operación de un sistema con sistemas de este tipo se verá beneficiada por el incremento en la flexibilidad para utilizar recursos de generación más convenientes (económicos o limpios) y un manejo efectivo de la congestión de los sistemas de transmisión (Pan, 2008).
- iii) **Respuesta rápida ante disturbios.** Un control rápido de las potencias activa y reactiva del enlace HVDC-VSC puede mejorar el comportamiento dinámico del sistema de potencia ante la ocurrencia de perturbaciones. Por ejemplo, si una perturbación severa afecta a la

estabilidad transitoria del sistema, las funciones de retroceso de potencia y de control instantáneo inverso de potencia pueden ser utilizadas para mantener estable la operación del sistema. Además, los sistemas HVDC-VSC pueden aportar un amortiguamiento efectivo para mitigar oscilaciones electromecánicas mediante la modulación de las potencias activa y reactiva (Pan, 2008).

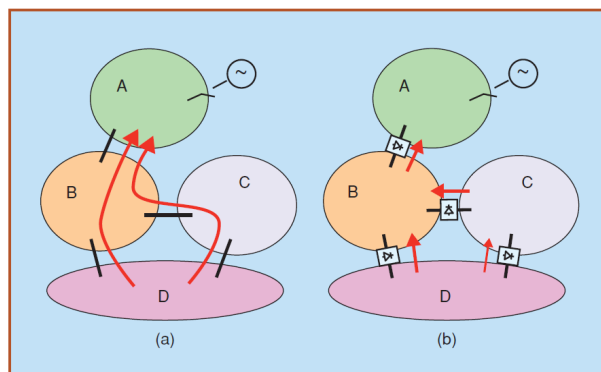
- iv) Adicionalmente, algunos de los enlaces HVDC-VCS pueden operar en un modo de control de frecuencia, de manera que, ante la pérdida de generación en alguno de los sistemas interconectados, el flujo de potencia especificado puede ser ajustado hasta restablecer el balance de potencia en el sistema afectado.

Esta flexibilidad de control de los sistemas HVDC ha permitido establecer las bases para desarrollos posteriores de sistemas eléctricos con características funcionales mayores que las que presentan los sistemas de transmisión actuales.

Una aplicación futura de los sistemas HVDC-VSC es lo que se conoce como “red de corriente directa segmentada”, cuya idea básica es descomponer grandes sistemas interregionales en grupos de sectores operados asincrónicamente e interconectados exclusivamente por enlaces de CD. El argumento para la creación de estos sistemas es el incremento en las dificultades con grandes redes de CA para operarlas debido a la propagación de perturbaciones, limitaciones en capacidades de transferencias de energía y restricciones de expansión. Un estudio técnico de redes de corriente directa segmentadas ha mostrado un mejoramiento en la confiabilidad y la operación de mercados considerando las ventajas de los sistemas de CA y CD (Pan, 2008).

Para ilustrar el concepto anterior, en el gráfico 6 se presenta el caso de cuatro sistemas interconectados a través de interconexiones de CA y bajo el paradigma de red de CD segmentada. En el primer caso, una pérdida de generación en el sistema A ocasiona flujos de potencia incontrolables a través de todos los sistemas, con las posibles consecuencias de apertura de los enlaces y pérdida de generación debido a oscilaciones angulares; en el segundo caso, los flujos son controlados y el sistema puede permanecer operando, mientras el balance de carga-generación en el sistema A es recuperado, resultando este esquema de interconexión en un sistema más confiable y con una utilización más eficiente de las interconexiones entre sistemas (Clark, 2008).

**GRÁFICO 6**  
**EL CONCEPTO DE “RED DE CORRIENTE DIRECTA SEGMENTADA”**



Fuente: Clark Harrison, Edris Abdel-Aty, El-Gasseir Mohamed, Epp Ken, Issacs Andrew, and Woodford Dennis, “Softening the Blow of Disturbances,” IEEE Power And Energy Magazine, January/February 2008, págs. 30-41.

Notas:

- (a) Sistemas interconectados a través de enlaces síncronos.  
(b) Sistemas interconectados a través de enlaces asíncronos.

De acuerdo con lo descrito en el párrafo anterior, puede ser atractivo realizar un estudio para integrar sistemas HVDC-VSC en el Sistema Eléctrico Regional, con el objeto de resolver algunos de los problemas actuales referentes a las limitaciones de capacidad de transferencias, propagación de perturbaciones y mejoramiento de la operación del Mercado Eléctrico Regional.

## B. INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS EN OPERACIÓN EN LA SUBEREGIÓN

### 1. Las Interconexiones de México con los Estados Unidos

La CFE tiene interconexiones síncronas y asíncronas con los sistemas de transmisión de varias compañías norteamericanas. Algunos de estos enlaces son usados para intercambios permanentes de energía, mientras que otros son utilizados únicamente para condiciones operativas de emergencia (Ávila, 2011).

#### a) Conexiones síncronas

Las conexiones síncronas más sustantivas con los sistemas eléctricos de potencia miembros del WECC, operadas por el CAISO y supervisadas por el WECC, son entre la *Southern California Edison* (SCE) y el Área de Control de Baja California Norte de la CFE, la cual opera aislada del Sistema Eléctrico Nacional. Estas interconexiones son descritas a continuación.

Dos líneas de transmisión de 230 kV entre la empresa *San Diego Gas & Electric* (SDG&E) y CFE conectan a la CFE con el Mercado de California, con una capacidad de 800 MW:

i) Línea de transmisión de doble circuito de 230 kV entre las subestaciones *Otay Mesa* de la SDG&E y Tijuana de CFE.

ii) Línea de transmisión de un solo circuito de 230 kV interconectando a las subestaciones de *Imperial Valley* de la SDG&E y La Rosita de CFE.

La única interconexión síncrona adicional significativa entre el WECC y CFE existe entre *El Paso Electric Co.* (EPECO) y la región Norte de CFE (Ávila, 2011). Esta consiste de dos líneas de transmisión de 115 kV totalizando una capacidad de 200 MW, interconectando a las subestaciones *Insurgentes* y *Riverena* en Ciudad Juárez, Chi., con las subestaciones *Diablo* y *Azcárate* en los Estados Unidos, correspondientemente (SENER, 2012). Sin embargo, esta interconexión es para situaciones de emergencia en México, puesto que la carga de CFE debe estar eléctricamente aislada del Sistema Interconectado Nacional antes de ser sincronizada y suministrada por EPECO (Ávila, 2011).

Adicionalmente, a lo largo de 1200 km de frontera que comparten México y el Estado de Texas, se ha instalado varias interconexiones, tanto síncronas como asíncronas, las cuales son operadas por el *Electric Reliability Council of Texas* (ERCOT), el cual es supervisado por la *Texas Reliability Entity* (TRE), bajo el mismo esquema de que algunas están operando permanentemente, mientras que otras solamente bajo condiciones de emergencia.

Las interconexiones síncronas operan bajo condiciones de emergencia y consisten en líneas de transmisión con las siguientes características:

i) Falcón, Tamaulipas, con Falcón, Texas, 138 kV, 50 MW.

ii) Matamoros, Tamaulipas, con Military Highway, 69 kV.

iii) Matamoros, Tamaulipas, con Brownsville, Texas, 138 kV.

## b) Conexiones asíncronas

En general, las interconexiones asíncronas entre México y los Estados Unidos fueron diseñadas para operar en forma permanente. Estas son descritas a continuación.

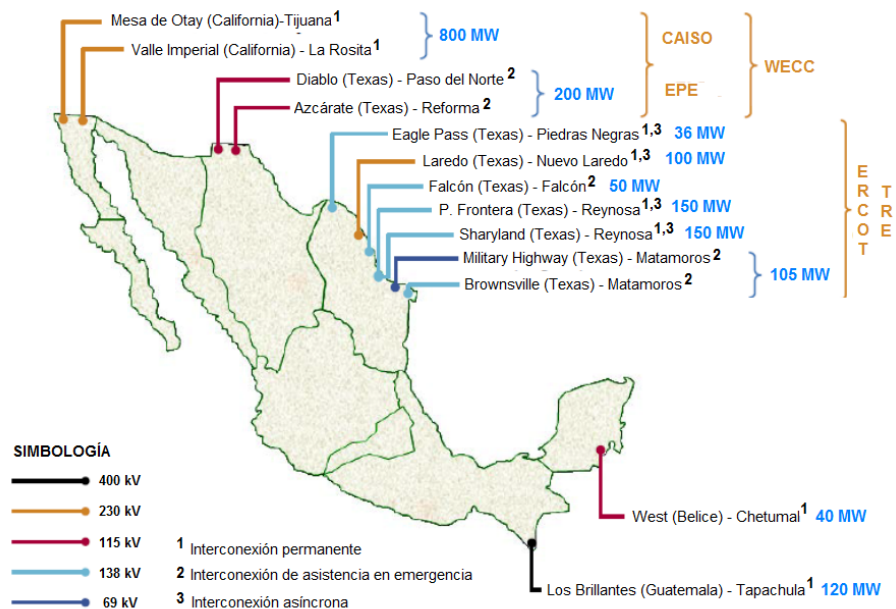
En 2001, la *American Electric Power Texas* puso en operación la primera interconexión asíncrona entre el ERCOT y la CFE, en *Eagle Pass, Texas*, y *Piedras Negras, Chi.*, respectivamente, a través de un *back to back, HVDC-VSC* para suministrar potencia reactiva de soporte en adición a la inyección de potencia activa (36 MW). *Eagle Pass* está localizada en la parte oeste del sistema *Central Power and Light* y está suministrada por dos líneas de transmisión de 138 kV (Ávila, 2011).

En *Laredo Texas*, la confiabilidad fue la base para ampliar las interconexiones entre ERCOT y CFE, cuando la segunda interconexión asíncrona fue desarrollada por ERCOT. Aquí, un enlace de 100 MW, consistente en un VFT fue puesto en operación en 2007.

El tercer enlace asíncrono también fue instalado en 2007 entre las subestaciones Reynosa, Tamaulipas, y *Railroad de Sharyland Utilities LP*, cercana a *Mission, Texas*, utilizando la tecnología *back to back, HVDC-VSC*; este enlace ha sido utilizado para intercambiar hasta 150 MW de potencia entre ERCOT y la CFE.

Un cuarto enlace asíncrono, entre Reynosa y P. Frontera, es similar al anterior y con una capacidad de 150 MW (SENER, 2012). Este enlace permite ampliar las importaciones/exportaciones de energía a 300 MW de capacidad, a través de la Subestación Reynosa. En el mapa 3 se muestran las interconexiones anteriores, incluyendo las existentes con Centroamérica.

**MAPA 3**  
**INTERCONEXIONES INTERNACIONALES SÍNCRONAS Y ASÍNCRONAS**  
**DEL SISTEMA ELÉCTRICO MEXICANO, 2012**



Fuente: Secretaría de Energía (SENER), "Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027," México, D.F., 2013.

Nota: Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

En el cuadro 10 se muestra el comercio exterior en materia de electricidad que ha habido entre México, los Estados Unidos, Guatemala y Belice. La balanza favorece a México, donde el sistema aislado de Baja California realiza las mayores transacciones de energía, aun cuando muestra una tendencia a la baja.

**Cuadro 10**  
**COMERCIO EXTERIOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE MÉXICO, 2008-2012**

Entidad federativa	2008	2009	2010	2011	2012
<i>Exportaciones (En GWh)</i>					
Chiapas <sup>a</sup>	3	22	340	504	231
Baja California Norte <sup>b</sup>	1 197	984	830	600	643
Tamaulipas <sup>c</sup>	4	27	10	18	5
Quintana Roo <sup>d</sup>	248	216	160	170	238
<b>Total</b>	<b>1 452</b>	<b>1 249</b>	<b>1 348</b>	<b>1 292</b>	<b>1 117</b>
<i>Importaciones (En GWh)</i>					
Baja California Norte <sup>b</sup>	340	280	221	261	341
Sonora <sup>e</sup>	6	6	6	4	3
Chihuahua <sup>f</sup>	3	3	3	59	278
Tamaulipas <sup>c</sup>	3	57	168	269	1 517
Chiapas <sup>a</sup>	--	--	--	3	27
<b>Total</b>	<b>351</b>	<b>346</b>	<b>397</b>	<b>596</b>	<b>2 166</b>
<b>Balanza comercial</b>	<b>1 102</b>	<b>904</b>	<b>951</b>	<b>696</b>	<b>-1 049</b>

Fuente: Secretaría de Energía (SENER), "Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027," México, D.F., 2013.

<sup>a</sup> INDE, Guatemala.

<sup>b</sup> SDG&E, Arizona Public Service, Imperial Irrigation District, Sempra Energy Trading y CAISO (USA).

<sup>c</sup> American Electric Power (AEP), Sharyland Utilities (USA)

<sup>d</sup> Belize Electricity Limited (Belice).

<sup>e</sup> Trico Electric Cooperative, Inc. y Unisource Energy Services (USA).

<sup>f</sup> EPECO, Río Grande Electric Cooperative, Inc. y AEP (USA).

Por otra parte, para 2010 y 2011, las exportaciones hacia Guatemala se incrementaron notablemente, debido a la formalización del contrato de interconexión. Adicionalmente, las importaciones de Tamaulipas crecieron significativamente en tales años, debido a la operación permanente de las interconexiones asíncronas y a que en México se tuvo insuficiencia de suministro de gas y varios años secos, situación que permitió observar a los precios de la energía en ERCOT como menores, motivando a la importación.

En el caso específico de Baja California Norte, la CFE ya tenía intercambios de energía antes de que se creara el mercado de California, debido a que normalmente ha habido excedentes de producción en el sistema de Baja California Norte con las ampliaciones de la planta geotérmica Cerro Prieto a través de contratos de largo plazo (Quijano-León, 2003) y, actualmente, las exportaciones e importaciones de energía son realizadas a través de contratos bilaterales con las empresas *San Diego Gas & Electric* (SDG&E), *Arizona Public Service*, *Imperial Irrigation District*, *Sempra Energy Trading*, así como en el mercado de California (CAISO), donde la CFE y tres empresas privadas participan en las subastas de compraventa de energía (SENER, 2013). Las transferencias de energía, a través de los enlaces de ERCOT, han sido formalizadas mediante contratos bilaterales con las empresas *American Electric Power* (AEP), *Sharyland Utilities*, *Trico Electric Cooperative, Inc.* y *Unisource Energy Services*, *EPECO* y *Río Grande Electric Cooperative, Inc* (SENER, 2013).



## 2. Las Interconexiones de México con Centroamérica

### a) Interconexión con Belice

México tiene un contrato de exportación de 25 MW con Belice, a través de una interconexión síncrona consistente en una línea de 115 kV, entre las subestaciones *West*, Belice, y Chetumal, Quintana Roo. Esta línea tiene una capacidad máxima de 40 MW y data desde 1998 y no ha sido interrumpido el suministro a la *Belize Electricity Limited* (Ávila, 2011), ya que el sistema eléctrico de Belice es pequeño y a que la interconexión no causa problemas operativos en ninguno de los sistemas.

### b) Interconexión con Guatemala

La interconexión México-Guatemala consiste en una línea de 400 kV, con 103 km de longitud (32 km en el lado mexicano y 71 km en el guatemalteco), con dos conductores por fase, tipo ACSR, calibre de 1113 MCM y las torres de transmisión tienen la capacidad para alojar un segundo circuito. Las dos subestaciones involucradas son Tapachula, Chs, y Los Brillantes en Guatemala. En esta última subestación, hay un banco de transformación de 400/230 kV, constituido por tres transformadores monofásicos de 75 MVA cada uno, más uno de repuesto, a fin de poder transmitir energía a través de la red eléctrica de Guatemala en 230 kV (Ávila, 2011).

Para las transacciones con México, la capacidad de la línea de interconexión se asigna primeramente a los contratos firmes, de acuerdo a los derechos de transmisión adquiridos e informados al AMM. La capacidad de transmisión para exportación e importación estará determinada por el AMM mediante estudios técnicos y estará limitada a la máxima cantidad de electricidad que físicamente es despachable como inyección o como retiro en la línea de interconexión (AMM, 2013). En este sentido, la exportación de energía de México a Guatemala se ha realizado a través de un contrato firme entre CFE y el INDE, el cual tiene una capacidad de 120 MW con la posibilidad de ampliarla a 200 MW (INDE, 2012). Asimismo, este contrato permite la posibilidad de que la CFE importe energía con una capacidad máxima de 70 MW a través de la interconexión (SENER, 2012). Desde la perspectiva del Administrador del Mercado Mayorista (AMM) de Guatemala, las importaciones del INDE están supeditadas a lo siguiente (INDE, 2012):

- i) La operación y despacho obedecen a las normas establecidas por el regulador.
- ii) La energía solamente es importada cuando su valor horario, definido por la CFE, es más bajo que el de la energía de Guatemala.
- iii) Los valores de la energía están relacionados con los costos variables de producción de las centrales del Sistema Interconectado Nacional de México, las cuales, tienen el beneficio de presentar una matriz energética diversa formada por centrales hidroeléctricas, eólicas, geotérmicas, así como de gas natural, carbón y combustóleo.

En el cuadro 11 se presenta el balance de intercambio que ha habido a través de la interconexión México-Guatemala. Este fue iniciado en 2009, mediante un período de pruebas, el cual terminó en septiembre de 2010 y, a partir de octubre de ese año, dio inicio la fase comercial.

**CUADRO 11**  
**ENERGÍA Y POTENCIA MENSUAL IMPORTADA POR GUATEMALA**  
**A TRAVÉS DE LA INTERCONEXIÓN CON MÉXICO**

	Año	Mes	Energía		Potencia	Energía	Potencia
			(En MWh)	(En GWh)	(En MW)	(En dólares)	(En dólares)
Período de pruebas/Transitorio previo operación comercial	2009	Ene	0,00	0,00	0,00		
		Feb	0,00	0,00	0,00		
		Mar	0,00	0,00	0,00		
		Abr	2,90	0,00	0,00		
		May	0,00	0,00	0,00		
		Jun	0,00	0,00	0,00		
		Jul	0,00	0,00	0,00		
		Ago	0,00	0,00	0,00		
		Sep	160,61	0,16	0,00		
		Oct	9 488,96	9,49	0,00		
		Nov	713,45	0,71	0,00		
		Dic	8 946,19	8,95	0,00		
	2010	Ene	0,00	0,00	0,00		
		Feb	5 649,17	5,65	0,00		
		Mar	54 525,69	54,53	0,00		
		Abr	62 398,08	62,40	0,00		
		May	33 232,58	33,23	0,00		
		Jun	17 307,80	17,31	0,00		
		Jul	28 142,47	28,14	0,00		
		Ago	14 934,26	14,93	0,00		
		Sep	0,00	0,00	0,00		
		Oct	41 664,00	41,66	120,00	2 839 001,36	484 975,04
		Nov	45 561,00	45,56	120,00	2 989 658,06	484 975,04
		Dic	44 010,00	44,01	120,00	4 649 270,55	484 975,04
Operación comercial	2011	Ene	46 620,00	46,62	120,00	4 578 010,33	489 924,80
		Feb	38 700,00	38,70	120,00	4 355 222,21	489 924,80
		Mar	48 240,00	48,24	120,00	5 000 748,64	489 924,80
		Abr	46 800,00	46,80	120,00	5 331 413,12	489 924,80
		May	44 580,00	44,58	120,00	5 246 605,40	489 924,80
		Jun	29 640,00	29,64	120,00	3 536 098,80	489 924,80
		Jul	41 149,00	41,15	120,00	4 572 460,31	489 924,80
		Ago	44 630,00	44,63	120,00	5 312 131,97	489 924,80
		Sep	38 359,00	38,36	120,00	4 125 366,45	489 924,80
		Oct	39 565,00	39,57	120,00	4 321 259,92	489 924,80
		Nov	33 475,00	33,48	120,00	5 047 658,30	416 604,00
		Dic	38 790,00	38,79	120,00	5 268 122,24	489 924,80
	2012	Ene	42 315,00	42,32	120,00	6 696 196,08	510 423,24
		Feb	42 420,00	42,42	120,00	6 618 612,98	510 423,24
		Mar	43 680,00	43,68	120,00	7 295 839,89	510 423,24
		Abr	40 910,00	40,91	120,00	7 055 406,18	510 423,24
		May	9 710,00	9,71	120,00	1 714 033,29	510 423,24
		Jun	1 900,00	1,90	120,00	323 297,48	510 423,24
		Jul	0,00	0,00	120,00	0,00	510 423,24

	Año	Mes	Energía		Potencia (En MW)	Energía (En dólares)	Potencia (En dólares)
			(En MWh)	(En GWh)			
		Ago	1 525,00	1,53	120,00	248 750,42	510 423,24
		Sep	3 430,00	3,43	120,00	569 929,37	510 423,24
		Oct	0,00	0,00	120,00	0,00	510 423,24
		Nov	70,00	0,07	120,00	7 713,76	510 423,24
Total			1 043 245,15	1 043,25			

Fuente: “Informe de Contrato de Importación 120 MW Firmes INDE-CFE,” noviembre de 2012.  
Véase: <http://www.inde.gob.gt/>

Este cuadro muestra un pago por potencia y otro por energía. El primero es debido a que el INDE, aparentemente, está pagando por la firmeza del contrato y sólo tiene un ajuste anual. Este contrato de transacción firme, en la práctica se aplica como si el INDE hubiera adquirido un derecho físico de transmisión, debido a que, cuando no hay transferencia de energía negociada entre ambas partes, la interconexión no es utilizada por otros agentes.

El pago de la energía importada por el INDE está asociado al precio de esta. Puede notarse que hay períodos donde el trasiego de energía baja considerablemente, el cual ocurre a partir del mes de mayo de 2012. Esto, es debido a la variación de precios de la energía en ambos países.

En Guatemala, el precio de la energía está definido como el Precio de Oportunidad de Energía (POE), mientras que CFE lo define como el costo variable de la interconexión (CVI), el cual corresponde al precio nodal de la interconexión, el que es obtenido a través del modelo de flujos óptimos con la función objetivo del despacho económico.

En el cuadro 12 se presenta el POE y el CVI de la energía para 2013, donde se observa que CFE estuvo ofertando al INDE un costo variable más alto que el POE, durante los primeros seis meses del año, exceptuando dos casos de demanda mínima (cuadros sombreados) y los escenarios de demanda de diciembre, así como otros escenarios de los últimos tres meses, de manera que hubo flujo limitado de energía de México a Guatemala. Esta situación se ilustra en el gráfico 7, donde, además, se observa este comportamiento de poca importación desde junio de 2012 hasta junio de 2013.

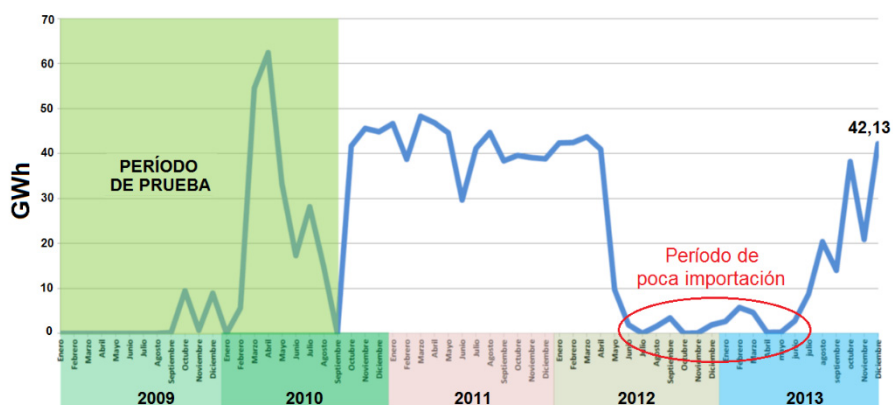
**CUADRO 12**  
**VALORES PROMEDIO DEL POE Y DEL CV DE LA INTERCONEXIÓN**  
**MÉXICO-GUATEMALA, ENERO A DICIEMBRE DE 2013**

Mes	POE Promedio Guatemala (En dólares/MWh)			CV Interconexión México-Guatemala (En dólares/MWh)		
	Mínima	Media	Máxima	Mínima	Media	Máxima
Ene	110,87	148,60	144,68	136,52	173,42	186,84
Feb	130,09	152,54	155,06	111,18	160,63	181,14
Mar	141,83	154,73	159,06	128,25	168,58	179,97
Abr	151,21	159,18	161,31	167,69	193,58	203,51
May	148,61	156,23	156,60	192,51	197,40	198,81
Jun	110,77	146,69	151,00	170,65	170,46	169,80
Jul	92,42	131,96	144,78	152,16	150,79	153,00
Ago	88,63	135,25	145,48	151,77	145,14	143,61
Sep	17,03	78,35	134,92	132,96	133,68	140,82
Oct	40,73	107,67	143,32	74,05	93,27	103,18
Nov	33,18	97,09	132,06	61,80	110,66	123,64
Dic	80,12	93,03	114,95	50,25	81,05	95,81

Fuente: “Contratos de compraventa de potencia firme y energía eléctrica asociada por 120 MW y compraventa de potencia y energía eléctrica hasta por 80 MW suscritos por el INDE y la CFE,” diciembre de 2013 (<http://www.inde.gob.gt/>).

Adicionalmente, en el cuadro 13 se presenta la energía transmitida a través de la interconexión desde el período de prueba, totalizando 1.212,18 GWh. Nótese, además, que el contrato firme de 120 MW es el único que ha sido aplicado, sin que se haya ejecutado el contrato de importación de oportunidad de 80 MW.

**GRÁFICO 7**  
**ENERGÍA IMPORTADA MENSUAL POR GUATEMALA**  
**A TRAVÉS DE LA INTERCONEXIÓN CON MÉXICO**



Fuente: “Contratos de compraventa de potencia firme y energía eléctrica asociada por 120 MW y compraventa de potencia y energía eléctrica hasta por 80 MW suscritos por el INDE y la CFE,” diciembre de 2013 (<http://www.inde.gob.gt/>).

**CUADRO 13**  
**ENERGÍA IMPORTADA ANUAL POR GUATEMALA**  
**A TRAVÉS DE LA INTERCONEXIÓN CON MÉXICO**

Año	Meses	Energía		Potencia (En MW)
		En MWh	En GWh	
2008	0	0,00	0,00	0
2009	12	19 298,67	19,30	0
2010	12	348 226,51	348,23	120
2011	12	496 138,00	496,14	120
2012	12	187 840,00	187,84	120
2013	12	160 673,00	160,67	120
Total	60	1 212 176,18	1 212,18	120
Total sin período de prueba	39	976 686,00	976 686,00	120

Fuente: “Contratos de compraventa de potencia firme y energía eléctrica asociada por 120 MW y compraventa de potencia y energía eléctrica hasta por 80 MW suscritos por el INDE y la CFE,” Diciembre de 2013. Disponible en: <http://www.inde.gob.gt/>.

Aun cuando las transferencias de energía de México hacia Guatemala no son constantes, el INDE reconoce los beneficios técnicos que ha tenido la interconexión con CFE, ya que mejoró la calidad del suministro de energía en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) de Guatemala, incluyendo lo siguiente (INDE, 2013):

- i) Se redujeron las desviaciones de frecuencia máxima a 0.1 Hz, siendo más evidente el beneficio cuando hay un desbalance carga-generación, ya que las variaciones de frecuencia son mínimas.

- ii) Ante un desbalance carga-generación, para compensarlo CFE aporta casi el 90%.
- iii) A diciembre de 2013, se habían registrado aproximadamente 200 eventos menores y 28 eventos en los que se evitaron apagones significativos a nivel nacional en Guatemala, puesto que la interconexión participó favorablemente para mantener las condiciones de estabilidad del sistema.

Cabe señalar que durante 2012, las principales empresas distribuidoras de Guatemala aportaron 2.423,44 MWh de energía asociada a la tarifa social (consumos mensuales menores a 300 kWh), mientras que la importación de energía de México en ese período fue de 187,84 GWh. No obstante que esta energía importada representa un 7,75% de la energía dedicada a la tarifa social, los beneficios económicos de la interconexión han sido los siguientes (INDE, 2013):

- i) Considerando valores alternos a los que el INDE puede adquirir energía, la interconexión ha representado un ahorro para los usuarios de la Tarifa Social de aproximadamente 26,9 millones de dólares desde su inicio.
- ii) Sin la interconexión, el INDE se hubiera visto obligado a incrementar el valor de la Tarifa Social.
- iii) Por tanto, cualquier acción, restricción, prohibición o impedimento que la interconexión sufriera para funcionar, sería en contra de la Tarifa Social e, inmediatamente, provocaría un impacto económico muy fuerte para la población más desfavorecida.

Adicionalmente, lo que se muestra en el cuadro 12 es que en México existe la posibilidad de disminuir los precios de la energía, como se observa en buena parte del segundo semestre de 2013, aun cuando para ese período no se tuvieron las mejores condiciones para generar energía relativamente económica. Sin embargo, hay que considerar que los precios de la energía en Guatemala también varían, de modo que en México se debe buscar la forma de producir energía a precios más competitivos. A manera de ilustración de esta situación, en el cuadro 14 se presentan los precios promedio por escenario de demanda para 2012 y 2013 (INDE, 2013). Nótese que, tanto para Guatemala como para México, los precios promedio disminuyeron, excepto en el caso de demanda máxima en México, donde permaneció prácticamente constante.

**CUADRO 14**  
**VALORES PROMEDIO DEL POE Y DEL CV DE LA INTERCONEXIÓN**  
**MÉXICO-GUATEMALA, 2012-2013**

Año	POE Guatemala (En dólares/MWh)			CV Interconexión México-Guatemala (En dólares/MWh)		
	Mínima	Media	Máxima	Mínima	Media	Máxima
2012	125,15	155,11	163,01	145,47	153,32	156,62
2013	95,46	130,11	147,27	127,48	148,22	156,68

Fuente: “Contratos de compraventa de potencia firme y energía eléctrica asociada por 120 MW y compraventa de potencia y energía eléctrica hasta por 80 MW suscritos por el INDE y la CFE,” Diciembre de 2013 (<http://www.inde.gob.gt/>).

Por otra parte, los precios altos del CVI en México durante el período de transacciones mínimas o nulas (junio de 2012 a junio de 2013), se debieron principalmente, a las causas siguientes:

- i) **Dificultades para incrementar o mantener el suministro de combustibles económicos (gas natural).** Esto es debido a que no se cuenta con la suficiente capacidad para abastecer combustibles económicos a las centrales de CFE. En la Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026 de la SENER, se plantea la necesidad de construir varios gasoductos, con el objeto de satisfacer necesidades presentes y futuras de suministro de gas natural a la CFE, industrias y

usuarios domésticos, lo cual implica que se reconoce que la capacidad de transporte de gas natural actual no satisface las necesidades inmediatas de este combustible (SENER, 2012).

- ii) **Salidas de plantas o unidades de generación económicas por mantenimiento preventivo o correctivo.** Este es un aspecto que también afecta a los precios de la energía, puesto que la salida por mantenimiento de plantas de generación económicas debe ser cubierta por otras más costosas.
- iii) **Incremento de la demanda.** Este factor fue determinante en la elevación de los precios de la energía, tal como lo muestra el cuadro 12, donde se observa el incremento en los precios variables de la energía conforme se transita del período de menor demanda (octubre-diciembre) al de demanda mayor (abril-junio) en México.
- iv) **Decremento en recursos hidráulicos disponibles para generar energía.** Esto implica que se hizo un uso más intenso de combustibles fósiles, lo que condujo a producir energía a costos mayores.

Con respecto a los dos últimos puntos, el INDE informa que en México existe una estacionalidad de precios debidos a la baja considerable de los niveles de embalses en los meses de verano y a que había tenido una sequía en los últimos tres años, causando una baja considerable en la producción hidroeléctrica (INDE, 2012).

Cabe mencionar que, aparentemente, en México el interés para exportar energía hacia Centroamérica es marginal. En este sentido, la propia SENER no contempla dentro de su prospectiva un incremento a las exportaciones de energía hacia esa región, puesto que las mantiene constantes y a un valor marginal de 1.6 TWh para todo el período de 2012-2026 (SENER, 2012). No obstante, la CFE, en ocasiones anteriores, ha externado su interés en incrementar las exportaciones (OLADE, 2010), pero se contempla que, ante la apertura del sector eléctrico a la participación privada, este interés se incremente, ya sea por parte de la misma CFE o de agentes privados.

### 3. Interconexiones entre países de Centroamérica

Las interconexiones eléctricas entre países de Centroamérica han sido concebidas como una oportunidad de obtener beneficios económicos y sociales de la diversidad de los energéticos primarios que pueden ser convertidos a electricidad dentro de la región, de las economías de escala y de la no coincidencia de las demandas máximas en cada uno de los países (CEPAL, 2004). En este sentido, se puede establecer dos etapas del proceso de interconexión, el cual ha ocurrido como (i) iniciativas binacionales, y (ii) como una ampliación de estas hacia toda la región centroamericana, lo cual, se estableció formalmente mediante la firma del TMMEAC.

#### a) Interconexiones binacionales

Las interconexiones eléctricas en Centroamérica son iniciadas con el enlace entre Honduras y Nicaragua en 1976. En 1982, entra en operación la interconexión entre Costa Rica y Nicaragua y en 1986 la de Costa Rica con Panamá y la de El Salvador con Guatemala. Con estas interconexiones, se formaron dos sistemas interconectados: uno conformado por Guatemala y El Salvador (Bloque Norte), mientras que el otro estuvo constituido por los cuatro países restantes: Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá (Bloque Sur). Estas interconexiones han sido muy útiles para el apoyo mutuo en situaciones de emergencia e intercambios de excedentes de energía, básicamente proveniente de plantas hidroeléctricas. Hoy en día, existen los siguientes enlaces binacionales (todos en 230 kV), los cuales no forman parte de la Línea SIEPAC (EOR, 2013) pero si forman parte de la red regional:

- i) Moyuta-Ahuachapán (Guatemala-El Salvador)
- ii) 15 de septiembre-Agua Caliente (El Salvador-Honduras)

- iii) Prados-León I (Honduras-Nicaragua)
- iv) Amayo-Liberia (Nicaragua-Costa Rica)
- v) Río Claro-Progreso (Costa Rica-Panamá)
- vi) Cahuita-Changuinola (Costa Rica-Panamá)

Sin embargo, estas interconexiones no permitían la transferencia de energía firme, debido a límites de capacidad de transmisión muy reducidos (alrededor de 50 MW), por la debilidad de los sistemas de transmisión de cada país, la cual ha sido resultado de problemas en mantenimiento, así como rezago en el desarrollo de planes de expansión, principalmente (CEPAL, 2004).

## **b) El Proyecto SIEPAC**

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de Centroamérica y su primer protocolo fue publicado en 1996 (TMMEAC, 1996). Estos documentos fueron ratificados entre 1997 y 1998 por los Congresos de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, lo que permitió la creación de los organismos regionales de operación y regulación del Mercado Eléctrico Regional: Ente Operador Regional y Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, respectivamente. Además, el TMMEAC declara prioritario el desarrollo del primer sistema de interconexión regional que constituye a la infraestructura del Proyecto SIEPAC (REDCA, 2013).

El Proyecto SIEPAC tiene dos objetivos principales: (a) apoyar la formación y consolidación progresiva del MER mediante la creación y establecimiento de los mecanismos legales, institucionales y técnicos apropiados, que facilite la participación del sector privado en el desarrollo de las adiciones de generación eléctrica; y (b) establecer la infraestructura de transmisión eléctrica (líneas de transmisión, equipos de compensación y subestaciones) que permita los intercambios de energía eléctrica entre los participantes del MER.

En 1999, en Panamá se crea la Empresa Propietaria de la Red (EPR), la cual, ha tenido por encargo el diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento de la interconexión eléctrica regional, es decir, de la Línea SIEPAC. Actualmente, los accionistas de la EPR son empresas pertenecientes a Nicaragua, El Salvador, Panamá, México, España, Honduras, Guatemala, Costa Rica y Colombia (EPR, 2013).

También, se crea la empresa Red Centroamericana de Fibras Ópticas S. A. (REDCA), la cual inició actividades en diciembre de 2007. REDCA se creó para aunar esfuerzos en proveer un medio de conexión entre los diferentes sistemas de telecomunicaciones presentes en Panamá, Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala, permitiendo el intercambio regional y la conexión de cada país con los sistemas presentes en Norteamérica.

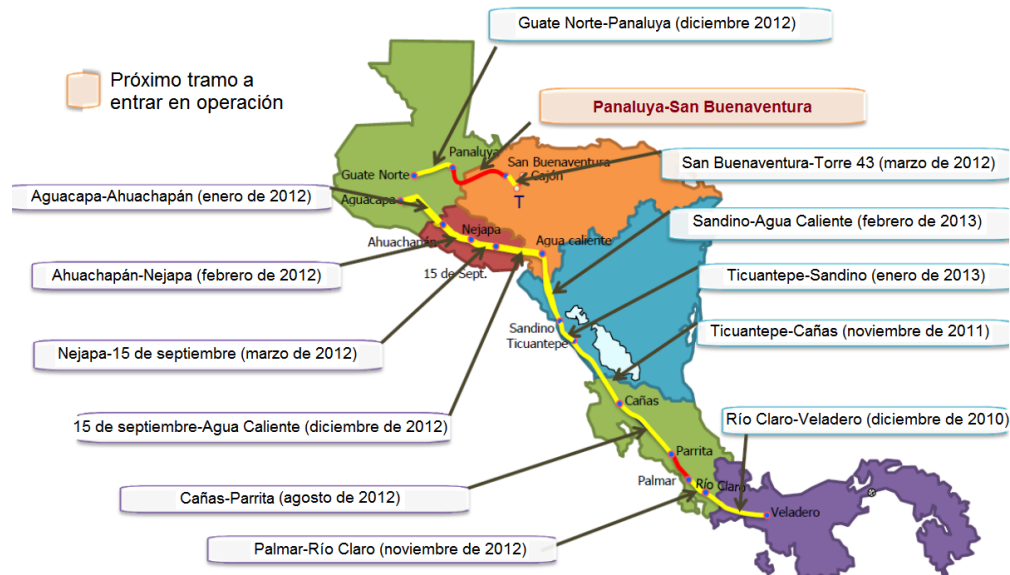
El proyecto SIEPAC involucra la construcción de una línea de transmisión a 230 kV, con una longitud de 1.830 km interconectando a los seis países de la región, tal como lo muestra el mapa 4, en el cual se muestran las fechas en las cuales fueron entrando en operación los distintos tramos y en rojo se indican los últimos segmentos que entraron en operación en 2014. La construcción de esta línea inició en 2006 y fue concluida a finales de 2014. Tiene una capacidad máxima de 370 MVA, con una infraestructura en torres de transmisión para construir otro circuito, a fin de incrementar su confiabilidad. Actualmente, las interconexiones entre países con las que se opera esta línea son (EOR, 2013):

- i) Aguacapa-Ahuachapán (Guatemala-El Salvador)
- ii) Panaluya-San Buenaventura (Guatemala-Honduras)
- iii) 15 de septiembre-Agua Caliente (El Salvador-Honduras)
- iv) Agua Caliente-Sandino (Honduras-Nicaragua)

- v) Ticuantepe-Cañas (Nicaragua-Costa Rica)
- vi) Cañas-Río Claro (Costa Rica)
- vii) Río Claro-Veladero (Costa Rica-Panamá)

En forma paralela a la construcción de la línea SIEPAC, se han establecido el MER y la CRIE, así como el EOR, a fin de promover intercambios y compraventa de energía entre estos países a precios más competitivos, pretendiendo además atraer a la inversión privada al sector. La operación del MER está regulada a través del RMER, cuya primera versión fue emitida con el nombre de Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (CRIE, 2002). Cabe señalar que el RMER, de acuerdo a documentación oficial de la CRIE, entró en vigor, en conjunto con un Procedimiento de Detalle Complementario (PDC), a partir del 1 de junio de 2013 (CRIE, 2013).

**MAPA 4  
EL PROYECTO DE INTERCONEXIÓN SIEPAC**



Fuente: Eduardo de la Guardia, "Mercado Eléctrico Regional MER," Presentación junio de 2013.  
Sitio web: [http://www.platts.com/IM.Platts.Content/ProductsServices/ConferenceandEvents/2013/pc307/presentations/Eduardo\\_de\\_la\\_Guardia.pdf](http://www.platts.com/IM.Platts.Content/ProductsServices/ConferenceandEvents/2013/pc307/presentations/Eduardo_de_la_Guardia.pdf)

Nota: Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

Actualmente, la operación del SER, incluyendo los dos conjuntos de líneas permite tener dos o tres interconexiones entre países, tal como lo muestra el mapa 5, el cual es una presentación del estado en tiempo real de los flujos netos entre países, tomada el 24 de marzo de 2014 a las 15:35 horas (EOR, 2014).

### c) Transferencias máximas y porteo entre los países de Centroamérica

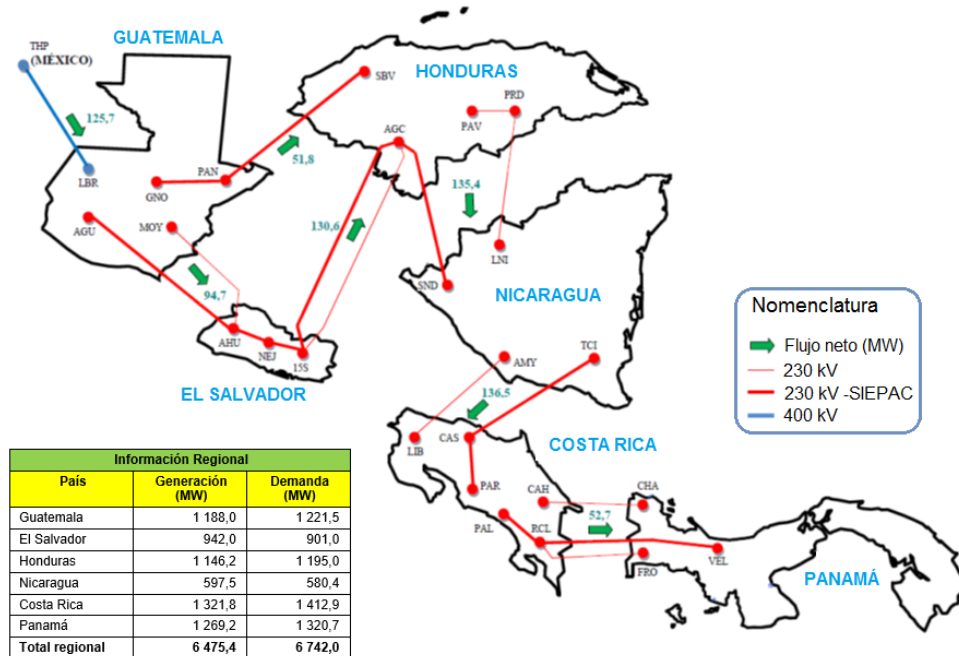
El EOR realiza cada año un estudio de máximas transferencias, para establecer las máximas transferencias de potencia entre los seis países que conforman el Sistema Eléctrico Regional, manteniendo los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) del SER. En el cuadro 15 se presentan las máximas transferencias Norte-Sur para el segundo semestre de 2010 (EOR, 2011). En el cuadro 16 se muestran las máximas transferencias del segundo semestre de 2013.



Observando los cuadros 15 y 16, se nota que, en general, las transferencias máximas se han venido incrementando, lo cual, no puede ser más que debido a la expansión del sistema de transmisión. Nótese que la interconexión entre Guatemala y Honduras no está incluida, debido a que esta línea entre Panaluya y San Buenaventura se ha cerrado hasta en 2014 (véase el mapa 4). Teniendo en cuenta esta situación, las transferencias hacia Honduras, desde Guatemala y El Salvador disminuirán en capacidad, debido a que estas no son simultáneas; por ejemplo, Honduras puede importar 60 MW de Guatemala o de El Salvador, pero no de ambos países al mismo tiempo.

### MAPA 5 OPERACIÓN EN TIEMPO REAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL

#### Sistema Eléctrico Regional



Fuente: Ente Operador Regional, <http://www.enteoperador.org/>

Nota: Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

### CUADRO 15 MÁXIMAS TRANSFERENCIAS NORTE-SUR EN EL SER, PRIMER SEMESTRE DE 2011

(En MW)

Escenario de demanda	Enlace MEX-GUA	Enlace GUA-ELS	Enlace ELS-HON	Enlace HON-NIC	Enlace NIC-CRI	Enlace CRI-PAN
Máxima	120	36	26	37	139	20
Media	120	59	42	93	104	30
Mínima	120	54	64	175	178	60

Fuente: Ente Operador Regional, "Estudio Anual Indicativo de Máximas Transferencias de Potencia en el SER, Primer Semestre de 2011," San Salvador, El Salvador, enero de 2011.

**CUADRO 16**  
**MÁXIMAS TRANSFERENCIAS NORTE-SUR EN EL SER, PRIMER SEMESTRE DE 2014**  
*(En MW)*

Escenario de Demanda	Enlace MEX-GUA	Enlace GUA-ELS	Enlace ELS-HON	Enlace HON-NIC	Enlace NIC-CRI	Enlace CRI-PAN
Máxima	120	180	120	100	80	100
Media	120	170	150	120	130	110
Mínima	0	170	270	200	160	70

Fuente: Ente Operador Regional, “Máximas Transferencias del SER, Marzo de 2014 (www.enteoperador.org).

En los cuadros 17 y 18 se presenta la situación del porteo entre 2010 y 2012, considerando el segundo semestre de estos dos años. Se puede observar que el porteo, en general, también se ha venido incrementando e inclusive, en algunas ocasiones, puede alcanzar los 300 MW de capacidad (EOR, 2012).

**CUADRO 17**  
**PORTEO NORTE-SUR Y SUR-NORTE, SEGUNDO SEMESTRE DE 2010**  
*(En MW)*

Escenario de demanda	Porteo El Salvador	Porteo Honduras	Porteo Nicaragua	Porteo Costa Rica
	NS/SN	NS/SN	NS/SN	NS/SN
Máxima	64/110	12/63	39/134	19/120
Media	58/90	168/187	69/140	33/141
Mínima	49/143	180/220	82/137	63/126

Fuente: Ente Operador Regional, “Estudio Anual Indicativo de Máximas Transferencias de Potencia en el SER, Segundo semestre de 2010,” San Salvador, El Salvador, enero de 2011.

**CUADRO 18**  
**PORTEO NORTE-SUR Y SUR-NORTE, SEGUNDO SEMESTRE DE 2012**  
*(En MW)*

Escenario de demanda	Porteo El Salvador	Porteo Honduras	Porteo Nicaragua	Porteo Costa Rica
	NS/SN	NS/SN	NS/SN	NS/SN
Máxima	180/170	270/300	190/130	50/120
Media	160/230	270/300	190/150	90/70
Mínima	170/240	300/300	210/200	110/200

Fuente: Ente Operador Regional, “Máximas Transferencias en el Sistema Eléctrico Regional (SER), Segundo Semestre de 2012”, San Salvador, El Salvador, octubre de 2012.

Aun cuando las máximas transferencias se han venido incrementando, todavía hay una reserva de capacidad de las interconexiones, debido a que, como se comentó anteriormente, las interconexiones entre países por la Línea SIEPAC tienen un límite térmico de 370 MVA. Esta capacidad de reserva de transmisión sólo se podrá utilizar si las redes de cada país tienen la capacidad suficiente para soportar las transferencias, observando los CCSD, los cuales, incluyen análisis de primeras contingencias, contingencias severas, así como la dinámica del SER.

Por lo anterior, se debe puntualizar que las limitaciones en capacidades de transmisión son causadas por falta de refuerzos en las redes de transmisión de cada país. Esta situación requiere de realizar proyectos de expansión de estas redes eléctricas, considerando como pieza integral de estos, la capacidad de transferencias internacionales, incluyendo a las importaciones desde México y, en un futuro, desde Colombia. Adicionalmente, con la realización de proyectos futuros en reforzamiento de la red de transmisión, las capacidades de porteo pueden ser incrementadas, de

manera que el comercio de electricidad podría ser una realidad plena, tal como se pretende en el TMMEAC.

De acuerdo a este análisis, tal reforzamiento de red, vendrá a abrir nuevas oportunidades para que generadores de México exporten una mayor cantidad de energía a Centroamérica, aunque hay varios problemas técnicos que deben ser resueltos previamente.

**d) La Interconexión México-Guatemala vista desde el MER**

La interconexión México-Guatemala está circunscrita fuera del MER, debido a que se trata de un contrato bilateral firme entre el INDE y la CFE. Sin embargo, es importante mencionar que, debido a que se trata de un enlace síncrono, hay implicaciones tanto técnicas como económicas que afectan tanto al MER como al SER de manera substancial, con respecto a las afectaciones que pudiera haber en el sistema eléctrico nacional de la CFE de México.

**i) El marco regulatorio.** Anteriormente, ya se reportaron los beneficios que ha traído la interconexión, desde el punto de vista del INDE. Por otra parte, las experiencias del EOR con respecto a la interconexión México-Guatemala han sido las siguientes (González, 2011):

- 1) La reglamentación regional transitoria del Mercado Eléctrico Regional (RTMER), previa a la reglamentación actual (RMER), no consideró la interacción técnica y comercial con los enlaces extrarregionales (México-Guatemala), por haber sido preparado en años anteriores (2007).
- 2) El RMER permite realizar transacciones desde y hacia países no miembros del MER. Sin embargo, no cuenta con el suficiente articulado que permita fluidez en la operación técnica y comercial, a fin de aprovechar oportunidades de transacciones de compraventa de energía.
- 3) Sin un garante del enlace extrarregional ante el MER y un mecanismo de coordinación operativa, es difícil definir las responsabilidades de las posibles afectaciones que surjan en el SER durante la operación interconectada.
- 4) Ante disparos de generación, estando conectado el SER con México, hay mayores flujos de potencia en las líneas de transmisión del SER, con un aporte mayor del sistema de México.
- 5) El Sistema Eléctrico Regional interconectado con un sistema eléctrico seis veces mayor, tiene una operación dinámica altamente sensible por la interconexión con el sistema eléctrico de México y, por lo tanto, se verá impactado.
- 6) Para poder asegurar el cumplimiento de las funciones otorgadas al EOR en el Tratado Marco, es necesaria una coordinación directa en tiempo y forma con el Centro Nacional de Control (CENAL)<sup>18</sup> de la CFE.
- 7) Se identifica deficiencias regulatorias en el MER, como la coordinación operativa, la coordinación comercial de la energía proveniente desde y hacia los enlaces extrarregionales, y la remuneración de los costos de inversión de estos proyectos de interconexión eléctrica.
- 8) La región debe establecer consenso sobre todos los aspectos asociados a la operación técnica, la comercialización y todos los aspectos que intervienen con los enlaces extrarregionales.

En este sentido, es conveniente puntualizar lo referente a las interconexiones extrarregionales expresado en el RMER (CRIE, 2005):

- 1) El RMER incorpora el concepto de enlace extrarregional como “la interconexión eléctrica del SER con el sistema eléctrico de un país no miembro del MER.”

---

<sup>18</sup> A partir del decreto de la Ley de la Industria Eléctrica, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), es un organismo desincorporado de la CFE.

- 2) Cualquier persona o entidad jurídica que pretenda inyectar o retirar energía desde o hacia países no miembros, deberá solicitar su habilitación como agente en el mercado nacional del país donde se encuentre ubicado el nodo de la RTR terminal de un enlace extrarregional del MER.
- 3) Uno de los agentes que interviene en la utilización del enlace extrarregional debe poseer derechos de transmisión firmes, a fin de garantizar el cumplimiento del contrato firme de compraventa de energía entre las partes.
- 4) Se debe contar con la información de enlaces extrarregionales consistente en datos técnicos de líneas y equipos y cualquier otra información relevante para realizar estudios operativos y de planeamiento regional.
- 5) El EOR, con base en mediciones, determinará diariamente para cada período de mercado, para cada agente, incluidos los asociados a enlaces extrarregionales y para cada OS/OM, actuando en representación del correspondiente mercado nacional, las desviaciones en los nodos de la RTR en que han incurrido respecto de las transacciones programadas.
- 6) El flujo de energía programado y real para cada enlace entre áreas de control y para cada enlace extrarregional deberá estar disponible para realizar las conciliaciones de desviaciones de transacciones programadas.
- 7) Las desviaciones graves se concilian para cada enlace entre áreas de control y se asignan a los OS/OM; para enlaces extrarregionales, la asignación se hará a sus agentes representantes.

De acuerdo a los puntos anteriores, donde el RMER trata asuntos relacionados con los enlaces extrarregionales, existen limitantes en cuanto a la regulación de su participación, tanto técnica como económicamente (González, 2011).

Un aspecto importante a ser considerado es que el contrato entre la CFE y el INDE es un contrato firme, de modo que sólo fue suficiente que la cantidad de energía firme asociada a esta interconexión extrarregional fuera autorizada por el operador del mercado del país donde se encuentra la parte compradora, es decir, el Administrador del Mercado Mayorista.

Cabe señalar que los costos asociados a la construcción y puesta en operación de la interconexión fueron cubiertos por el INDE y la CFE, lo cual, automáticamente, los derechos de transmisión le pertenecerían al INDE y a la CFE. Además, aun cuando no se trate de un contrato firme regional,<sup>19</sup> el RMER establece que primeramente se realizan las transacciones regionales basadas en contratos firmes regionales que cumplen con el requisito de poseer los derechos de transmisión firmes correspondientes. Este es un aspecto vital en la operación futura de la interconexión, ya que, mientras la CFE y el INDE mantengan un contrato firme, la interconexión será utilizada únicamente por ellos.

Sin embargo, la utilización de esta interconexión tiene implicaciones a nivel regional, tanto para el MER como para el SER. Por ejemplo, el INDE reconoce el beneficio que tiene el sistema eléctrico de Guatemala (y en cierta medida el SER completo) por la gran participación que tiene el SEM en la regulación de frecuencia y los beneficios en el comportamiento de la estabilidad transitoria del SER; no obstante, se carece de un mecanismo formal para reconocer tangiblemente este beneficio, debido a que, en general, los servicios auxiliares en Centroamérica tienen carácter de obligatorios y gratuitos. Por otra parte, puede haber problemas operativos en el SER, debido a interacciones perjudiciales entre elementos de control de ambos sistemas, pero no hay forma de fincar responsabilidades en casos de que tales interacciones causen perturbaciones mayores en el SER.

---

<sup>19</sup> Este inconveniente puede ser resuelto mediante la incorporación de la CFE al MER en forma directa, o a través de una filial, lo que le daría a este contrato un carácter de contrato firme regional (Karacsonyi, 2011).

Estas observaciones permiten entrever la necesidad de incorporar al RMER una regulación más completa de la operación técnica y económica de la interconexión, a fin de subsanar las deficiencias regulatorias de las que ya se ha hecho mención. Los resultados de su aplicación serían una coordinación operativa, tanto en lo técnico como en lo económico, entre el CENAL, el EOR y los OS/OM de cada país. Además, habría una mayor oportunidad de la CFE u otras empresas generadoras o comercializadoras de México para establecer contratos adicionales con otros agentes inscritos al MER. Al respecto, Karacsonyi, 2011, establece varias posibilidades de modificación al marco regulatorio actual, con el objetivo de resolver tales conflictos. Algunas conclusiones generales que se pueden establecer con respecto a este trabajo son las siguientes:

- 1) La regulación para que agentes puedan importar energía a través de enlaces extrarregionales está establecida en el RMER, en el sentido de que un agente participando en la venta de energía al MER, debe ser dado de alta como agente del mercado del país en donde está el nodo terminal de la interconexión. Esto se puede hacer de dos formas: que el mismo agente de México que exporta energía se registre en el MM de Guatemala o que se dé de alta a través de una filial autorizada a participar en el MM o en el MER. No obstante, por el lado de México será necesario esperar a la promulgación de las leyes secundarias para conocer quiénes serán los agentes autorizados para la exportación, de manera que se observen las reglas de ambos marcos regulatorios.
- 2) Sin embargo, es de esperarse que, en un ambiente de mercado en México, un agente exportador debe pagar los costos de porteo y servicios auxiliares por llevar la energía hasta el punto límite del SEM interconectado con otros sistemas. En el caso de la interconexión con Centroamérica, los usuarios del SEM pagarían cargos por uso de red y servicios auxiliares mayores que los que puede haber por la utilización del SER, por las dimensiones de ambos sistemas. Los pagos por estos cargos, los debería hacer el agente establecido en México que exporta la energía hacia Centroamérica. En contraparte, agentes que desde México introduzcan energía al SNI de Guatemala o al SER, deberían pagar costos por uso de red y servicios auxiliares según corresponda.
- 3) En cuanto a la reglamentación asociada a la seguridad operativa, se debe procurar separarla de la reglamentación de compraventa de energía, a fin de que exista una coordinación técnica eficaz entre los operadores de los sistemas nacionales y el EOR de Centroamérica y el organismo recientemente creado en México, que es el Centro Nacional de Control de Energía.

**ii) La problemática técnica.** La seguridad operativa del SER fue la restricción que estableció el límite de transferencia de México a Guatemala de 120 MW. Debido a que se observó que cuando hay contingencias de pérdida de generación en el SER, las aportaciones del SEM a través de la interconexión son de 90%, de manera que se debe mantener una reserva de capacidad en el banco de transformación en Los Brillantes de, al menos, 100 MW, a fin de soportar la pérdida del generador mayor en el sistema.

Adicionalmente, un problema técnico importante que se presenta entre sistemas eléctricos longitudinales y relativamente débiles, como son los centroamericanos interconectados con México, es el fenómeno de oscilaciones de potencia no amortiguadas de frecuencia baja, el cual ya se ha presentado recurrentemente en el SER, y cuyas consecuencias pueden ser desastrosas si no se toman las debidas precauciones para contrarrestarlo. Este problema ha sido muy estudiado y su solución es una parte esencial de la operación de sistemas eléctricos interconectados a través de enlace síncronos, bajo el paradigma de los mercados de electricidad (Calderón, 2009).

En el cuadro 16, para el escenario de demanda mínima, se nota que no hay transferencia en la interconexión México-Guatemala. Esto se debe al hecho de que, durante este período y ante la transferencia de 120 MW, es cuando se han presentado oscilaciones de potencia, obligando a una segregación controlada del SER, a fin de evitar que el sistema completo pierda estabilidad.

En el gráfico 8 se presentan dos casos ocurridos el 22 de agosto y el 13 de noviembre de 2010, según lo reporta el EOR (González, 2011). En el primer caso, se presentaron oscilaciones poco amortiguadas con variaciones de frecuencia entre 0.17 y 0.19 Hz, mientras que el flujo de potencia entre Guatemala y El Salvador tuvo oscilaciones con una amplitud de 300 MW. El segundo caso, muestra oscilaciones crecientes en amplitud (no amortiguadas) de potencia en la interconexión Guatemala-El Salvador y causando la segregación del SER. La señal de frecuencia medida en El Salvador, muestra también un comportamiento oscilatorio no amortiguado, hasta el momento en que se segrega el SER y la frecuencia cae.

Algunas medidas correctivas y preventivas han sido tomadas para minimizar el problema de las oscilaciones de potencia:

- 1) Invertir en la adquisición de equipos de medición y de protecciones para detectar tales oscilaciones en su fase más temprana y poder tomar medidas de control adecuadas, lo cual permitiría que el SER no sufra de desconexiones de equipos que puedan conducir a apagones parciales o totales. Esta medida es recomendada por el *Power System Relaying Committee* (PSRC, 2005). Con respecto a este punto, en el cuadro 19 se presenta un listado y localización de unidades de medición fasorial (PMU, por sus siglas en inglés) que han sido instaladas en el SER, tanto en nodos de interconexiones entre países como en algunas unidades de generación.
- 2) Una práctica que aparentemente ha funcionado ha sido la apertura de la interconexión México-Guatemala durante condiciones operativas de demanda mínima, ya que, bajo estas condiciones de carga, es cuando más comúnmente se han presentado las oscilaciones de potencia y de frecuencia.

Es importante reconocer el esfuerzo realizado a través de estas medidas por el EOR y los operadores de sistema de los seis países centroamericanos, a fin de identificar la presencia y causas de oscilaciones y realizar acciones de control para resolverlas. Sin embargo, estas dos medidas no han resuelto el problema de manera definitiva, puesto que, actualmente, todavía se opera la interconexión manteniéndola abierta durante el período de demanda mínima (9 horas en promedio), puesto que las oscilaciones de potencia y frecuencia son interárea, es decir, entre algunos generadores de México y del SER y que lo realizado por los OS y el EOR no ha incluido al sistema de CFE.

De acuerdo a lo expresado anteriormente, una alternativa para eliminar las oscilaciones de potencia es la realización de un estudio de sintonización de parámetros de estabilizadores de potencia, tal como lo hizo la CFE para la interconexión síncrona definitiva del Área de Control Noroeste al Sistema Eléctrico Mexicano. Este estudio, fue realizado en tres etapas (CFE, 2005):

- 1) Levantamiento de información,
- 2) Desarrollo de modelos de todos los componentes del SEM, y
- 3) Simulaciones y validación de modelos con mediciones reales.
- 4) Para la realización de cada etapa, se organizó un grupo de trabajo, los tres coordinados por el CENACE.

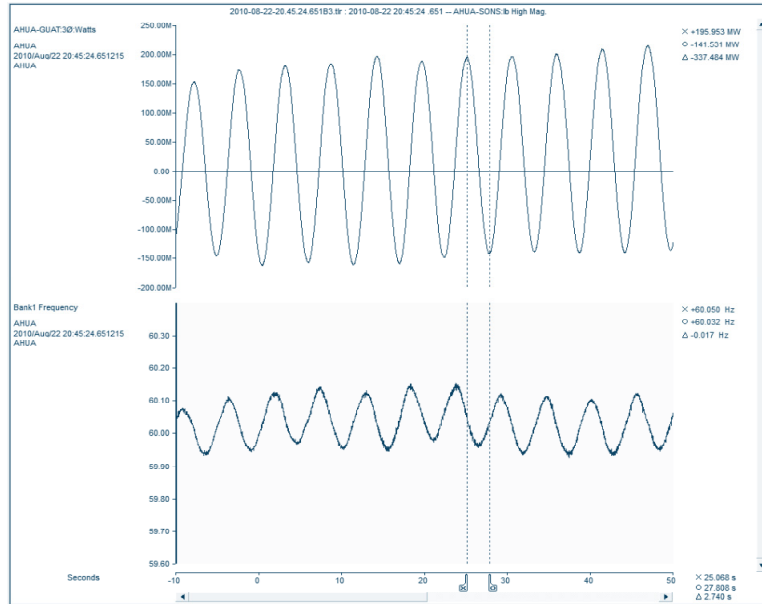
En el caso de las oscilaciones SEM-SER, sería necesario realizar este tipo de estudios considerando a los dos sistemas en conjunto. No obstante, el éxito no está garantizado, debido a que el SER es un sistema eléctrico longitudinal relativamente más débil que el sistema del Área de Control Noroeste del SEM, por lo que hay que considerar la posibilidad de que el estudio presente resultados con dificultades para la sintonización de parámetros de estabilizadores de los generadores del sistema.

Es conveniente puntualizar que el problema de oscilaciones no es único. También, puede haber afectaciones en el SER ante la ocurrencia de pérdidas de generación importantes en el SEM.

De hecho, se tiene instalado un esquema de disparo automático de enlace, a fin de segregar controladamente ambos sistemas, cuando ocurren pérdidas de generación importantes en el SEM, el cual ya ha operado en algunas ocasiones. En el gráfico 9 se presenta un resumen de casos de estudio al momento de diseñar este esquema de segregación de los dos sistemas. Nótese que la segregación ocurre para cuando se tiene un flujo de potencia de 120 MW y pérdida de generación de 1200 MW o más en el SEM.

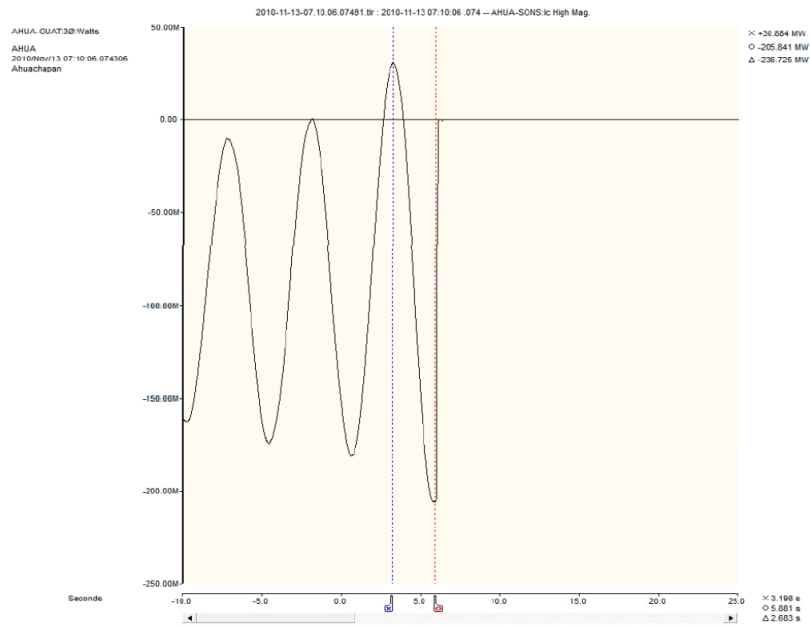
**GRÁFICO 8**  
**OSCILACIONES DE POTENCIA POCO AMORTIGUADAS Y NO AMORTIGUADAS**  
**EN EL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL CON TRANSFERENCIAS**  
**DE POTENCIA DE MÉXICO A GUATEMALA**

*a) Oscilaciones poco amortiguadas*



*b) Oscilaciones no amortiguadas*

**Evento 1 - Registrador de Eventos – Ahuachapán 07:10 horas**



Flujo en la interconexión Guatemala – El Salvador medida en registrador de eventos instalado en subestación Ahuachapán.

Fuente: René González Castellón, “Experiencia Operativa y Comercial en el MER con la Interconexión Guatemala-México,” *Ente Operador Regional*. Disponible en: [http://www.cric.org.gt/files/eor\\_-\\_ing\\_rene\\_gonzalez.pdf](http://www.cric.org.gt/files/eor_-_ing_rene_gonzalez.pdf).

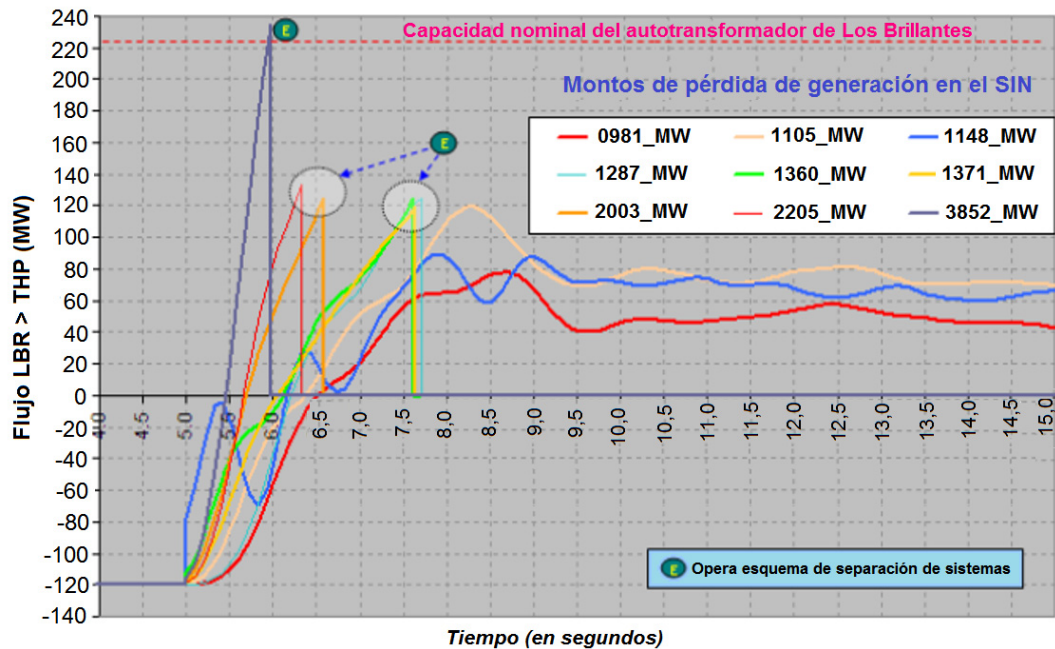


**CUADRO 19**  
**UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL (PMU) INSTALADAS EN EL SER**

No.	País/Ente	Subestación	Voltaje (kV)	Línea unidad generadora	Interconexión
1	Guatemala	Guate Este	230	Guate Este-Moyuta	Guatemala–El Salvador
2	Guatemala	Moyuta	230	Moyuta-Ahuachapán	Guatemala–El Salvador
3	Guatemala	Aguacapa	230	Aguacapa-Ahuachapán	
4	EOR	Ahuachapán	230	Ahuachapán-Moyuta	
5	EOR	15 de septiembre	230	15 de septiembre-Aguacaliente	El Salvador–Honduras
6	Costa Rica	Liberia	230	Liberia-Amayo	Costa Rica–Nicaragua
7	Costa Rica	Cañas	230	Cañas-Ticuantepe	Costa Rica–Nicaragua
8	Costa Rica	Río Claro	230	Río Claro-Progreso	Costa Rica–Panamá
9	Costa Rica	Río Claro	230	Río Claro-Veladero	Costa Rica–Panamá
10	Costa Rica	Cahuita	230	Cahuita-Changuinola	Costa Rica–Panamá
11	Costa Rica	Planta Angostura	13.8	3 PMU, una por unidad	
12	Costa Rica	Planta Pirris	13.8	1 PMU, una unidad	
13	Costa Rica	Planta Arenal	13.8	1 PMU, una unidad	
14	Panamá	Veladero	230	Veladero-Río Claro	Panamá–Costa Rica
15	Panamá	Progreso	230	Progreso-Río Claro	Panamá–Costa Rica
16	Panamá	Panamá	230	Panamá-Chorrera	
17	Panamá	Panamá II	230	Panamá-El Coco	
18	Panamá	Llano Sánchez	230	Llano Sánchez-El Coco	

Fuente: Ente Operador Regional, marzo 2014.

**GRÁFICO 9**  
**COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL FLUJO EN EL ENLACE MÉXICO-GUATEMALA**  
**ANTE CONTINGENCIAS DE PÉRDIDA DE GENERACIÓN EN EL SEM**  
**Y CON TRANSFERENCIA INICIAL DE 120 MW HACIA EL SER**



Fuente: CFE, “Esquema de Segregación de las Redes Eléctricas de México y Centroamérica ante Pérdida de Generación en el SIN”, 2012.

Se hace notar que, aun cuando sean resueltos en lo inmediato los problemas de interacción entre ambos sistemas, los parámetros de esquemas de segregación, así como de sistemas de control

de excitadores y estabilizadores de unidades de generación, deben ser ajustados periódicamente o cuando ocurren incorporaciones importantes de generación o cambios topológicos por instalación de nuevos elementos de transmisión (líneas o transformadores de potencia). Es decir, esta problemática no desaparece de manera definitiva.

Otra alternativa a considerar es desarrollar la infraestructura requerida de interconexiones asíncronas entre el SER y el SEM, lo cual evitaría todos los problemas técnicos asociados con las oscilaciones de potencia, así como incrementos de flujos de potencia no controlados debidos a pérdida de generación tanto en el SER como en el SEM, puesto que ambos sistemas serían prácticamente independientes entre sí. Para esto, es importante que la interconexión síncrona existente sea substituida por una interconexión asíncrona.

#### **4. La futura interconexión Panamá-Colombia**

Esta infraestructura tiene por objetivo interconectar eléctricamente a Panamá y Colombia, que a la vez se integrará a la red SIEPAC, así como a la interconexión México-Guatemala (Proyecto Mesoamérica, 2012).

El proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión de unos 600 kilómetros en corriente directa (HVDC), entre las subestaciones Cerromatoso en Colombia y Panamá II, en Panamá, con capacidad de transporte de hasta 600 MW. La interconexión contempla un tramo marino de 55 kilómetros, que supone beneficios en términos ambientales y sociales, minimizando el impacto en la Comarca Kuna Yala y la Serranía del Darién. El costo aproximado será de 420 millones de dólares.

Esta obra permitirá la integración del mercado andino (Suramérica) con el mercado mesoamericano (México y Centroamérica), con los consecuentes beneficios esperados en la seguridad del suministro y el acceso a energía de menor costo para los agentes de los dos países (Panamá-Colombia), así como la optimización de los recursos disponibles en toda la región.

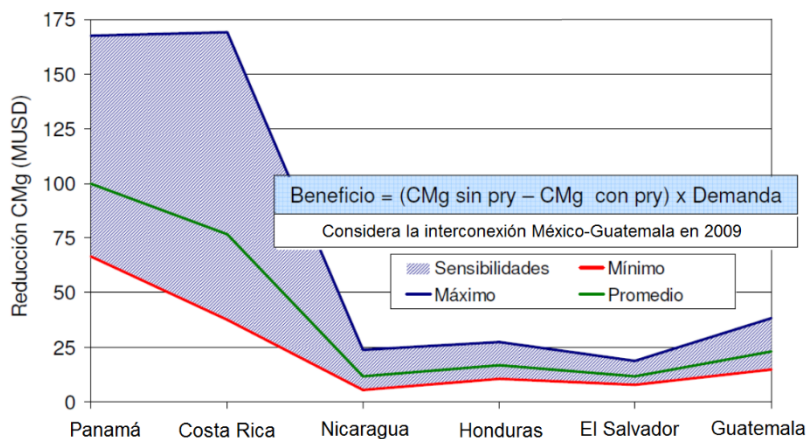
El proyecto ha requerido tres Cooperaciones Técnicas No Reembolsables adicionales por 2,59 millones de dólares, aportadas por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), para la ingeniería básica y diseños previos del proyecto, el estudio de impacto ambiental y un análisis de la armonización regulatoria. Los aportes de contrapartida conforman un total de 1,58 millones de dólares.

La unidad ejecutora es la Empresa Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá S.A. (ICP), responsable de viabilizar, construir y operar la línea de transmisión de energía entre ambos países. ICP está integrada por la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) de Panamá e Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) de Colombia, y tiene su sede en la Ciudad de Panamá.

El proyecto se encuentra en revisión de estudios técnicos. Se estima el inicio de la construcción de la obra podría ser al final de la presente década (2020).

En el gráfico 10 se presenta una estimación, realizada en 2006, de los beneficios en términos de la reducción de los costos marginales en los países del MER, debidos al acceso de la energía más económica a través de la interconexión. Nótese que los mayores beneficios serían para Costa Rica y Panamá, variando entre 65 millones de dólares y 165 millones de dólares para Panamá y con un valor mínimo de 37 millones de dólares para Costa Rica, mientras que este beneficio sería marginal para los demás países, lo cual, es un indicativo de que habría una competencia limitada entre los generadores de México y del Mercado Andino, sino que, más bien, su participación sería complementaria. No obstante, para un análisis más profundo, estas estimaciones deben ser realizadas para la situación actual.

**GRÁFICO 10**  
**ESTIMACIÓN DE BENEFICIOS POR LA REDUCCIÓN DE COSTOS MARGINALES**  
**EN EL MER CON LA INTERCONEXIÓN PANAMÁ-COLOMBIA**



Fuente: ISA-ETESA, “La Interconexión Colombia-Panamá: El Enlace Entre los Mercados de la Región Andina y Centroamérica,” Reunión Internacional-Inversión e Integración Energética-Desafíos para el Sector Eléctrico Centroamericano, San Salvador, El Salvador, 5 y 6 de octubre de 2006.

Aun cuando son claros los beneficios, es importante puntualizar que la viabilización del proyecto está asociada a la participación de empresas eléctricas para adquirir derechos de capacidad de transmisión de la línea, así como en la obtención de todos los permisos para construir esta interconexión. Para avanzar en este aspecto se ha realizado las siguientes acciones:

- a) Se tuvo que modificar las reglas de compra en Panamá para permitir que en los actos de concurrencia para la contratación de la potencia y/o energía para el abastecimiento de los clientes de las empresas de distribución eléctrica, participen agentes regionales o agentes del MER, en virtud del TMMEAC y sus protocolos, y potenciales agentes de interconexión internacional. La modificación fue promulgada en febrero de 2012 por la Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP) en la Resolución AN No. 5044-Elec.
- b) El reglamento de subasta fue ajustado y puesto a consideración de reguladores para su aprobación.
- c) En agosto de 2012, ICP reprogramó la Subasta de Asignación de Derechos Financieros de Acceso a la Capacidad de la Interconexión (DFACI), originalmente programada para el 21 de ese mes. Según ICP, el aplazamiento se debió a que “pese a los esfuerzos de los actores comprometidos, no fue posible alcanzar algunas condiciones básicas para la viabilidad del proyecto, relacionadas con aspectos financieros, técnicos y socio-ambientales.”

En 2013, el Gobierno de Panamá retiró su apoyo financiero al proyecto de interconexión con Colombia (La Prensa, 2013, 1). Ante esto, una empresa colombiana, Empresa de Energía de Bogotá (EEB), ha presentado su propuesta a la ASEP para participar en el financiamiento del proyecto (La Prensa, 2013, 2).

Por otra parte, el estudio de impacto ambiental (EIA) no ha sido realizado cabalmente, ya que ICP solicitó más plazo debido a que se realizaron modificaciones en relación con los aspectos ambientales y sociales de la ruta trazada, de modo que la ASEP, el 27 de agosto de 2013, emitió un comunicado en el que se establece que Interconexión Eléctrica Colombia Panamá (ICP) ahora tiene hasta el 10 de junio de 2014 para presentar una copia autenticada de la resolución aprobatoria del EIA y del referido estudio, de acuerdo con un comunicado del regulador panameño de servicios públicos. Con base en resultados del estudio, ICP deberá remitir listados de instalaciones o planta que componen el sistema de transmisión y la descripción de las servidumbres existentes o requeridas (ASEP, 2013). Sin embargo, los trabajos para la realización de este proyecto continúan,

puesto que las perspectivas de venta de energía en Centroamérica a través de esta interconexión son altas, debido a que en América del Sur puede haber precios de la energía relativamente bajos, debido a que existe una gran componente hidráulica en el portafolio energético de esa región. Una noticia reciente indica que el EIA se terminaría en un plazo de uno a dos años, debido a su complejidad y costo del mismo (2 millones de dólares) y que, por esta razón, a la fecha no ha sido concluido (Entorno Inteligente, 2014).

Algunos aspectos importantes de la interconexión Colombia-Panamá, a fin de lograr una armonización regulatoria con el MER, pueden ser los siguientes (Karacsonyi, 2011):

- a) Existencia de mercados en ambos países.
- b) Se pretende financiar la interconexión a través de la venta de derechos financieros de uso.
- c) Panamá limitaría a 200 MW la capacidad que podría venderse en este país (sobre 300 MW de capacidad inicial prevista y 600 MW de capacidad final), debiendo venderse el resto en el MER.

Las condiciones básicas de participación son:

- a) Los agentes colombianos que deseen participar en el Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá y en el MER, deberán constituirse como Agentes de Interconexión Internacional en este país y estar registrados ante las autoridades correspondientes, de acuerdo a la regulación vigente. Para constituirse como Agentes en Panamá deben crear filiales o nuevas personas jurídicas panameñas. Es decir, los agentes colombianos no participan directamente en el Mercado Eléctrico de Panamá sino que participan empresas panameñas filiales de ellos.
- b) Los agentes panameños que quieran participar en el mercado de Colombia, deben constituirse en ese país como filiales o nuevas personas jurídicas, como una Empresa de Servicios Públicos (ESP) para realizar la actividad de comercialización y/o generación, de acuerdo a la regulación vigente en Colombia.
- c) Los agentes colombianos que son filiales de agentes de Panamá podrán realizar contratos firmes (es decir participar en las subastas OEF) en Colombia, y los agentes panameños que son filiales de agentes de Colombia podrán vender potencia firme en Panamá (para distribuidoras sólo a través de procesos de libre competencia). Para ello, deberán adquirir derechos financieros en la dirección del flujo.

En principio, estas condiciones de operación comercial de la interconexión Colombia-Panamá le da una mayor flexibilidad con respecto a la interconexión México-Guatemala, puesto que esta última es utilizada por dos agentes, de modo que esta característica hace que cualquier situación de ampliación de capacidad de transmisión y de su utilización óptima será un obstáculo formidable a vencer.

#### IV. ECONOMÍAS DE ESCALA

Las economías de escala ocurren en prácticamente todos los proyectos industriales. Cuando ocurre una economía de escala, esto significa que si se duplicara la capacidad a instalar se requeriría una inversión adicional menor al 100% de la inversión para la capacidad original. De acuerdo a esto, las economías de escala juegan un papel importante en los precios finales de la energía, debido a que, en general, a mayor capacidad de generación o transmisión, los costos unitarios de producción o de transporte, respectivamente, son más bajos (Fernández, 2005).

Para ilustrar el concepto de economías de escala, en el cuadro 20 se presentan los costos nivelados de diferentes tecnologías de generación, donde se puede observar, para una misma tecnología, que las plantas de generación con una capacidad menor tienen costos nivelados unitarios de producción mayores (CFE, 2011).

**CUADRO 20**  
**COSTO UNITARIO DE GENERACIÓN-TASA DE DESCUENTO DE 12%**  
*(En precios medios de 2011)*

Central	Nº de unidades <sup>a</sup>	Capacidad por unidad (MW)		Inversión		Combustible <sup>b</sup>		Operación y mantenimiento		Total	
		Bruta	Neta	(En dólares/ MWh)	Índice	(En dólares/ MWh)	Índice	(En dólares/ MWh)	Índice	(En dólares/ MWh)	Índice
Termoeléctrica convencional	2	350,00	337,30	303,71	100	1 087,13	100	85,15	100	1 475,99	100
	2	160,00	153,76	420,33	138	1 185,14	109	130,91	154	1 736,35	118
	2	84,00	80,61	493,75	163	1 131,17	122	168,95	198	1 993,87	135
Turbogás aeroderivada gas	1	41,59	41,04	998,93	329	642,31	59	343,90	404	1 985,14	134
	1	102,79	100,90	863,55	284	603,57	56	125,96	148	1 593,08	108
Turbogás industrial gas	1	84,77	83,76	853,79	281	799,08	74	177,74	209	1 830,61	124
	1F	186,61	184,52	710,12	234	702,32	65	109,01	128	1 521,45	103
	1G	258,44	255,49	651,15	214	674,19	62	79,79	97	1 405,13	95
Turbogás aeroderivada diésel	1	39,15	38,52	1 214,68	400	1 787,70	164	378,88	445	3 381,26	229
Ciclo combinado gas	1F X 1	283,36	277,06	178,65	59	470,28	43	85,28	100	734,21	50
	2 F X 1	569,73	556,59	175,75	58	467,32	43	69,36	81	712,43	48
	3F X 1	853,32	834,22	171,07	56	467,48	43	63,37	74	701,92	48
	1G X 1	372,02	364,57	150,47	50	463,30	43	72,20	85	685,97	46
	2 G X1	753,82	738,28	151,22	50	460,82	42	59,00	69	671,04	45
Combustión interna <sup>d</sup>	1	42,20	40,53	417,67	138	973,38	90	320,49	376	1 711,54	116
	2	18,40	17,05	549,66	181	1 018,21	94	313,17	368	1 881,04	127
	3	3,60	3,27	702,66	231	1 200,23	110	473,43	556	2 376,32	161
Carboeléctrica <sup>e,f</sup>	2	350,00	324,79	419,73	138	373,05	34	119,36	140	912,14	62
Carboeléctrica supercrítica con desulfurador <sup>e,f</sup>	1	700,00	625,56	537,43	177	354,54	33	112,42	132	1 004,39	68
Geotérmica <sup>g</sup>	4	26,95	24,97	428,96	141	633,41	58	118,43	139	1 180,80	80
Hidroeléctrica 1	5	300,00	298,50	914,37	301	8,62	1	29,30	34	952,29	65
Hidroeléctrica 2	2	120,00	119,40	2 865,43	943	3,16	0	96,33	113	2 964,92	201

Fuente: CFE, "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico," Subdirección de Programación, Coordinación de Evaluación, 2011.

<sup>a</sup> Número de unidades por cada central o número de turbinas de gas y modelo de éstas (F o G) por cada turbina de vapor (1x1, 2x1, 3x1).

<sup>b</sup> El costo se deriva del escenario de combustibles de Mayo 2011, Gerencia de Estudios Económicos.

<sup>c</sup> El costo de operación y mantenimiento incluye el correspondiente al agua, excepto para las hidroeléctricas que se considera en el combustible.

<sup>d</sup> La central de combustión interna de 42,2 MW es de dos tiempos, las demás son de cuatro tiempos.

<sup>e</sup> La central carboeléctrica opera con carbón doméstico, la supercrítica con carbón importado con 1% de azufre.

<sup>f</sup> Para integrar el costo de inversión, el correspondiente a la terminal de recibo y manejo de carbón deberán sumarse 49.59 pesos/MWh.

<sup>g</sup> El costo del combustible se refiere a la inversión y mantenimiento del campo geotérmico.

Por ejemplo, para plantas termoeléctricas con unidades de 350 MW, el costo nivelado unitario de generación es de 1.475 dólares/MWh (121 dólares/MWh), mientras que para la unidad con una capacidad de 84 MW, el costo nivelado unitario de generación es de 1.993,87 dólares/MWh (164.89 dólares/MWh). Estos costos se reflejan en los precios reales de la energía, de manera que producir energía con la primera planta resulta más económico que con la segunda.

Por otra parte, debe observarse que el costo nivelado unitario de las plantas de ciclo combinado con base en gas está en alrededor de 45% y 50% más económico que la planta termoeléctrica de 350 MW, debido a que los precios del gas natural actualmente son relativamente bajos y, por tanto, su costo nivelado. En particular, para este estudio, la CFE utilizó un costo nivelado medio del gas de 4,75 dólares/GigaJoule, esto es, 5,01 dólares/MBtu. Además, se contempla que esta tendencia del precio del gas natural se mantenga durante varios años, ya que se tiene grandes reservas probadas de este combustible en conjunto con las del gas de lutita (*shale gas*) (CEPAL, 2013a).

De acuerdo con el cuadro 20, es atractivo instalar plantas de generación con unidades de capacidades mayores, equivalentes a un conjunto más numeroso de unidades con capacidades menores. Sin embargo, en sistemas eléctricos relativamente pequeños, como los de Centroamérica, desde un punto de vista de confiabilidad y economía, no es conveniente instalar unidades de generación que cubran amplios porcentajes de la demanda, ya que debe existir una generación de reserva operativa (sincronizada al sistema), la cual, al menos, debe cubrir la generación de la unidad mayor. Por ejemplo, para un sistema hipotético de 1000 MW de demanda pico, no resulta conveniente instalar una unidad de generación de 300 MW, ya que la reserva operativa tendría que ser de un cierto porcentaje más la capacidad de la unidad mayor, es decir, el valor de tal porcentaje más 300 MW, resultando muy costoso mantener tal reserva operativa sincronizada al sistema. Con una miscelánea de plantas más pequeñas, por ejemplo de 100 MW, la reserva operativa puede ser más pequeña y los costos de mantenerla en línea serían menores.

Además, en la práctica no hay un margen único de reserva operativa para todos los sistemas eléctricos de potencia, en MW o en porcentaje. Por ejemplo, el RMER establece una reserva operativa mínima de 5% para cada una de las áreas de control del SER (EOR, 2011). Por otra parte, la CFE indica que el margen de reserva mínimo es de 6% (CFE, 2012), el cual para una demanda pico de 40.000 MW, debe ser de 2.400 MW. Para el sistema hipotético de 1.000 MW, con una unidad de 300 MW instalada, el margen de reserva operativa sería de 30% sólo para cubrir la capacidad de esa unidad.

Otro problema asociado a la instalación de centrales de generación que cubren una parte substancial de la demanda y que, además, puedan exportar energía en un mercado regional, es que puedan ejercer el poder de mercado, causando alzas artificiales en los precios de la energía y disminuyendo, por ende, la eficiencia del mercado que, en principio, se desea incrementar a través de la integración energética de la región (CEPAL, 2004). El poder de mercado es todavía más factible de ser ejercido cuando las redes de transmisión presentan congestión.

Los inconvenientes descritos arriba pueden ser minimizados mediante un estudio de la instalación de plantas de generación de diferentes capacidades, evaluando sus costos operativos, precios de energía resultantes, la seguridad operativa y la confiabilidad del SER. Este es un estudio complicado si se considera diferentes tipos de tecnologías, planes de expansión de los sistemas eléctricos nacionales, así como límites de transferencias internacionales para un horizonte de tiempo de varios años.

En el caso particular de los sistemas de Centroamérica, normalmente las unidades de generación tienen capacidades relativamente pequeñas en su mayoría (de unos cuantos a decenas de MW). Desde el punto de vista de reserva rodante, considerando que se tiene que cubrir a la unidad de generación mayor en cada sistema, estas capacidades son adecuadas. Sin embargo, hay algunas centrales grandes, con capacidades alrededor de los 300 MW (CEPAL, 2013b), por ejemplo en Panamá, lo cual, implica que el porcentaje de reserva especificado, para demanda pico, 1.444 MW,

debe ser de 7% para cubrir este requerimiento, aunque no es una situación crítica, ya que se puede complementar con aportaciones a través de las interconexiones con Costa Rica.

Además, con respecto a la capacidad de generadores instalados en el SER, las economías de escala de los generadores instalados en México permiten producir energía en forma relativamente más económica. En México, las plantas de ciclo combinado más comunes tienen la configuración de dos unidades de gas con capacidades de 150 MW más una de vapor de 200 MW, totalizando 500 MW (CFE, 2014), mientras que en Centroamérica las plantas mayores son de alrededor de 300 MW (CEPAL, 2013b). En conclusión, esto implica que, desde el punto de vista de economías de escala, se pueda producir energía en México con precios competitivos en el MER.

Con respecto a este tema de las economías de escala, en otro trabajo se discute lo siguiente (Estudios Energéticos Consultores, 2014):

- a) En Centroamérica la reserva rotante es del orden del 7% a 8%. Es decir, que la máquina más grande que puede salir de servicio es del orden del 120 MW si se considera un país aislado. Si todo Centroamérica fuese un país eso sería de 600 MW, pero el límite lo constituye la transmisión que tiene capacidad de 300 MW. Entonces, para operar máquinas más grandes, de entre 300 y 600 MW como las que se están contratando,<sup>20</sup> se debe asegurar la capacidad de transporte que permita reemplazar máquinas de estos tamaños sin poner en riesgo el sistema. Es por ello, que las soluciones con base en gas natural, cualquiera que sea, deberán prever la ampliación del SIEPAC.
- b) En varios puntos de la red de transmisión de la región, la fuerte variación de condiciones de carga derivadas de la salida de un módulo como el indicado podría llevar a sobrecargas, inestabilidad de tensiones o transitoria, con consecuencias de importancia para la integridad operativa del sistema. Estos temas deben ser objeto de un estudio eléctrico para determinar con precisión sus alcances. En este sentido, la falta de coordinación y la contratación de proyectos de expansión con carbón u otras tecnologías van postergando el proyecto en el tiempo. Se requiere coordinar la expansión de la generación, así como prever la expansión de la transmisión para lograr la seguridad del sistema.

De acuerdo con esto, debe mencionarse que cuando ocurre una pérdida de generación en el SER, el SEM, a través de la interconexión México-Guatemala aporta un 90% de tal pérdida. Entonces, la pérdida de un bloque de generación mayor a 120 MW sostenidos causa sobrecargas en el banco de transformación de Los Brillantes, con el resultado de un disparo de la interconexión y con la posibilidad de que se pierda carga y más generación en el SER, por caídas de frecuencia excesivas. Esta condición operativa permite observar que ante una eventual instalación de unidades mayores de generación (300 o 600 MW), se debe contemplar, además de los refuerzos de la red eléctrica del SER, incluyendo redes nacionales y la línea SIEPAC, así como una ampliación de la interconexión con México, aparentemente de la capacidad de estas unidades menos los 100 MW de reserva de capacidad de transformación que hay actualmente. Este es un aspecto importante a considerar para incorporar tecnología de interconexiones asíncronas entre México y Centroamérica.

En este mismo documento, se realiza un análisis de varias estrategias para introducir el gas natural en Centroamérica, llegando, entre otras, a dos conclusiones sobresalientes:

- a) Los costos de infraestructura para proyectos de transporte y suministro de gas natural sólo son redituables si se asocian estos proyectos con la producción de electricidad.
- b) De las estrategias estudiadas de suministro de gas, que incluyen suministro de energía eléctrica, la producción de electricidad en México y su transporte hacia Centroamérica es

---

<sup>20</sup> Precisamente en esta referencia, se hace un análisis de las economías de escala mediante la instalación de plantas de ciclo combinado como las existentes en México. En este caso, la reserva rodante se completaría con capacidad en cada país y contribuciones de los sistemas eléctricos del SER.

competitiva, siempre y cuando se obtengan precios cercanos a los costos nivelados de México o similares a los del contrato que hoy posee Guatemala para importar electricidad.

Por tanto, es primordial considerar esta última conclusión, con el objeto de analizar opciones de incrementar la exportación de energía de México hacia Centroamérica. A continuación, se analiza la situación de los precios de la energía en México y Centroamérica, con el objeto de identificar posibilidades de exportación hacia esta región.



## V. PRECIOS REGIONALES DE LA ENERGÍA

En este capítulo, es presentado un análisis de los precios de la energía que fueron registrados en 2013 en el SER, así como el comportamiento de los precios de Guatemala y México durante los últimos tres años. Por otra parte, se hace una discusión de la situación del Mercado Mayorista de Guatemala, en términos de estos precios

### A. Análisis de precios en el SER y en la interconexión México-Guatemala

En el portal del EOR, se puede consultar los precios marginales horarios *ex-ante* y *ex-post* de energía en cada uno de los nodos de interconexión entre países de Centroamérica (EOR, 2013a). Con esta información, es posible calcular precios promedio para cada uno de estos nodos y compararlos con los precios de la energía de la interconexión México-Guatemala. Para este estudio, se utiliza los precios nodales *ex-post*. En el cuadro 21 se presentan los resultados obtenidos de este análisis para los doce meses de 2013, al cual, se le han agregado los precios promedio de la interconexión México-Guatemala, de los escenarios de demanda mínima, media y máxima del cuadro 12.

**CUADRO 21**  
**PRECIOS PROMEDIO EN LAS INTERCONEXIONES DE AMÉRICA CENTRAL, 2013**  
(En dólares/MWH)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Moyuta (Guatemala)	167,10	149,67	159,82	172,83	164,73	218,05	239,26	216,42	282,97	201,40	199,19	227,27
Aguacapa (Guatemala)	64,89	147,69	157,90	170,19	162,93	215,53	236,17	212,99	278,55	198,15	195,81	222,69
Ahuachapán (El Salvador)	166,86	149,58	160,00	173,61	165,79	217,72	239,05	216,17	282,98	201,01	198,75	226,92
15 de septiembre (El Salvador)	168,30	150,88	162,14	176,74	169,09	218,40	237,92	215,56	278,23	197,92	196,50	225,72
Aguacaliente (Honduras)	169,23	151,50	163,11	179,01	171,09	219,15	238,07	216,21	278,35	196,27	194,58	224,93
San Buenaventura (Honduras)	174,16	153,46	163,75	184,35	172,66	219,16	237,91	215,48	276,74	196,64	194,85	226,33
Prados (Honduras)	169,61	152,15	163,24	180,19	171,62	219,25	238,16	216,16	276,73	196,03	194,14	224,91
León I (Nicaragua)	173,41	153,69	162,70	179,46	171,46	218,47	237,38	216,42	278,25	193,27	192,23	224,06
Amayo (Nicaragua)	173,68	161,13	165,23	180,81	171,72	220,28	237,93	218,11	281,39	191,36	188,42	221,42
Ticuantepe (Nicaragua)	174,52	162,94	167,51	182,91	173,96	222,56	241,15	219,62	280,37	194,07	193,17	226,38
Cañas (Costa Rica)	174,95	163,76	167,16	182,45	173,69	222,31	240,17	219,63	283,03	189,20	188,13	224,33
Liberia (Costa Rica)	173,89	162,34	165,81	181,18	172,45	220,87	238,37	218,17	281,64	188,73	187,41	222,47
Río Claro (Costa Rica)	185,23	174,54	178,29	195,01	185,00	231,99	250,02	228,73	292,50	188,83	190,05	234,18
Veladero (Panamá)	189,19	175,88	180,12	197,22	185,90	235,63	254,51	233,80	301,81	194,41	194,47	238,29
Progreso (Panamá)	184,48	174,06	177,76	194,39	184,43	230,75	248,70	227,13	290,13	186,51	187,86	232,89
Interconexión México-Guatemala	165,59	150,98	158,93	188,26	196,24	170,30	151,98	146,84	135,82	90,17	98,70	75,70

Fuente: Elaboración propia.

Nótese que durante el primer semestre del año los precios nodales en Guatemala (Moyuta y Aguacapa) tienden a ser los menores, aunque, para el segundo semestre del año, permanecen en valores competitivos con respecto a los precios de los demás nodos del SER. Además, es interesante observar que la diferencia de precios desde Guatemala hasta Liberia y Cañas, en Costa Rica, es menor que la diferencia entre el precio de estas subestaciones y el de Río Claro. Esto se debe a que la trayectoria de los flujos entre estas subestaciones debe pasar por redes de 230 kV y de voltaje menor —138 kV— y, tal vez, congestionadas (EOR, 2013b), lo cual, causa que los precios de la energía se vean incrementados considerablemente. Este problema, se habrá de reducir una vez que

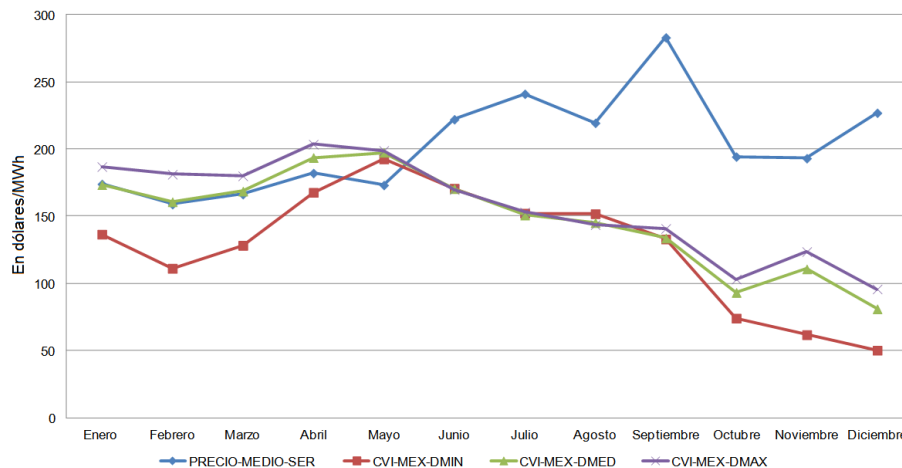
el tramo Parritas y Palmar Norte en 230 kV esté concluido (y con esto el primer circuito SIEPAC), lo cual beneficiará a Panamá, ya que podrá acceder a precios menores de la energía.

Adicionalmente, se puede observar que en siete meses (junio a diciembre) el precio nodal de la interconexión México-Guatemala es menor que los precios de las interconexiones del SER. En los primeros tres meses, se tiene un precio nodal menor que en los países de Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá y ligeramente mayores que los correspondientes a Guatemala y El Salvador. En los meses de abril y mayo, el precio nodal de la interconexión toma valores muy altos. Esto significa que en 10 de los doce meses del año el precio nodal de la interconexión es competitivo con respecto a la mayoría de los precios en los nodos de 230 kV del SER, dependiendo del escenario de demanda.

Con los datos del cuadro 21, se puede encontrar un precio marginal mensual promedio del SER, mediante el cálculo del promedio mensual de las 15 interconexiones mostradas, y compararlo con los CVI de la interconexión México-Guatemala en demanda máxima, media y mínima del cuadro 12.

En el gráfico 11 se muestran los resultados de este análisis. En demanda mínima, se realizaría la exportación de México a Guatemala, excepto en el mes de mayo. En demanda media, el CVI de México continúa siendo menor en diez de los doce meses, con la excepción de abril y mayo, mientras que el precio de demanda máxima es mayor en los primeros cinco meses, no obstante que se está haciendo la comparación con precios promedio de los nodos de interconexión del SER.

**GRÁFICO 11**  
**PRECIOS NODALES MENSUALES PROMEDIO EN LA INTERCONEXIÓN MÉXICO-GUATEMALA (DEMANDA MÍNIMA, MEDIA Y MÁXIMA) Y PRECIOS MARGINALES PROMEDIOS MENSUALES DE LAS INTERCONEXIONES DEL SER, 2013).**



Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, el análisis es realizado comparando los precios mínimos y máximos de los nodos de interconexión en el SER con los precios de demanda mínima y máxima de la interconexión. En los cuadros 22 y 23 se presentan los precios promedio mínimos y máximos de las interconexiones, respectivamente. Con respecto a los precios mínimos, solamente en julio y diciembre, los precios de la interconexión México-Guatemala son menores, lo cual, indica que CFE tiene poca oportunidad de exportar energía en períodos de demanda mínima en Centroamérica (véase el cuadro 22).

**CUADRO 22**  
**PRECIOS MÍNIMOS EN LAS INTERCONEXIONES DE CENTROAMÉRICA, 2013**  
*(En dólares/MWH)*

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Moyuta (Guatemala)	77,90	85,91	71,35	147,76	145,70	161,56	160,00	161,47	110,00	66,89	58,07	94,73
Aguacapa (Guatemala)	76,99	85,38	70,37	145,44	143,36	161,01	157,46	160,00	108,92	66,29	57,43	91,58
Ahuachapán (El Salvador)	77,67	86,09	71,09	147,29	145,33	161,42	159,37	161,46	109,74	66,73	57,90	129,37
15 de Septiembre (El Salvador)	78,34	86,69	71,12	147,98	145,95	162,21	157,61	161,79	107,90	65,39	56,68	127,95
Aguacaliente (Honduras)	78,18	87,55	71,11	148,65	145,94	162,21	157,66	161,79	107,94	65,11	56,46	126,67
San Buenaventura (Honduras)	80,48	87,92	70,17	143,57	140,57	164,33	158,18	153,92	108,86	65,77	57,90	123,26
Prados (Honduras)	78,10	88,28	71,10	148,76	146,11	162,55	157,65	157,21	108,06	65,10	56,45	126,68
León I (Nicaragua)	70,01	89,79	70,91	148,30	145,72	162,86	157,03	161,62	107,96	64,81	56,22	126,30
Amayo (Nicaragua)	77,01	92,49	71,03	146,52	136,96	163,99	159,53	162,08	109,44	64,90	56,62	126,92
Ticuantepe (Nicaragua)	78,43	94,33	71,90	150,00	147,33	165,34	160,67	163,64	109,33	65,37	56,69	128,35
Cañas (Costa Rica)	78,04	94,11	71,50	148,37	143,39	166,34	160,78	163,38	109,82	64,99	56,00	127,97
Liberia (Costa Rica)	77,42	93,47	70,98	147,09	140,83	164,83	159,51	162,17	109,28	64,63	55,89	127,06
Río Claro (Costa Rica)	82,58	100,94	75,52	157,58	150,74	171,70	168,01	165,94	111,83	66,17	56,33	135,38
Veladero (Panamá)	84,18	102,94	76,07	158,92	150,99	172,88	169,86	166,80	113,91	68,02	58,16	139,13
Progreso (Panamá)	82,25	100,45	75,26	156,07	150,64	171,47	167,36	165,56	111,11	65,63	55,81	134,44
Interconexión México-Guatemala	136,52	111,18	128,25	167,69	192,51	170,65	152,16	151,77	132,96	74,05	61,80	50,25

Fuente: Elaboración propia.

**CUADRO 23**  
**PRECIOS MÁXIMOS EN LAS INTERCONEXIONES DE CENTROAMÉRICA, 2013**  
*(En dólares/MWH)*

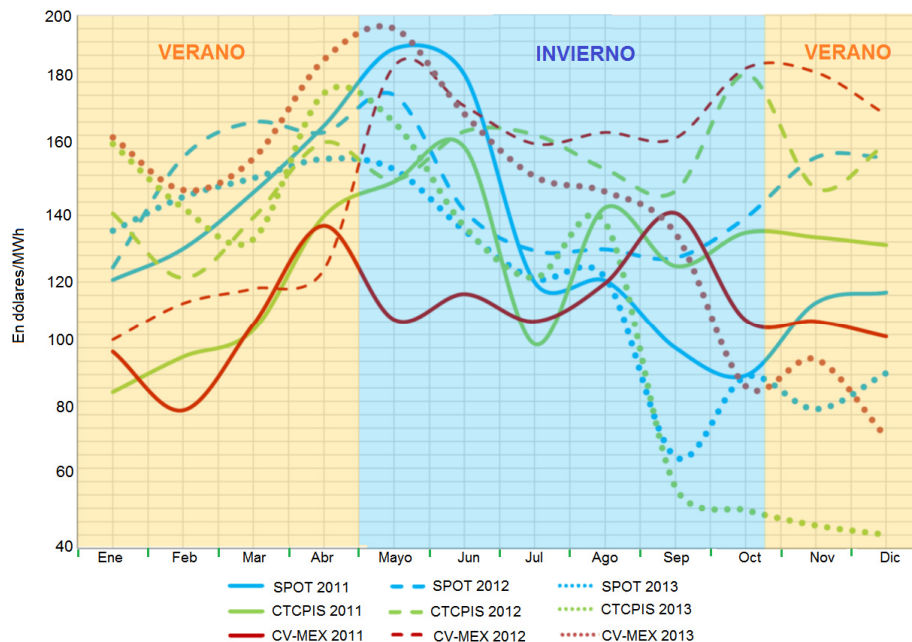
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Moyuta (Guatemala)	384,61	225,12	275,07	355,91	215,35	474,18	465,70	554,25	554,58	523,45	544,28	536,48
Aguacapa (Guatemala)	380,17	221,26	270,91	342,05	211,00	466,52	459,21	550,17	547,42	515,07	533,45	530,71
Ahuachapán (El Salvador)	383,48	224,15	273,99	355,87	215,59	472,43	464,56	554,69	555,64	523,24	543,12	536,95
15 de Septiembre (El Salvador)	386,04	223,62	275,66	355,79	217,34	472,40	461,82	547,50	540,88	509,71	527,82	520,45
Aguacaliente (Honduras)	386,50	223,49	275,20	355,73	218,51	474,75	463,15	544,32	537,17	500,37	517,68	508,35
San Buenaventura (Honduras)	397,90	221,86	276,36	359,51	402,66	466,10	472,58	539,67	540,02	500,37	519,86	518,37
Prados (Honduras)	385,94	224,38	274,79	355,53	218,96	475,32	464,00	544,08	536,88	498,38	514,14	505,26
León I (Nicaragua)	474,61	307,01	273,01	353,21	219,21	473,62	464,45	540,99	533,82	491,16	506,84	496,25
Amayo (Nicaragua)	380,30	497,42	277,30	353,95	221,07	482,66	456,94	537,12	528,11	483,05	487,13	471,09
Ticuantepe (Nicaragua)	384,08	507,37	281,01	360,12	222,83	482,92	467,02	544,22	534,11	491,18	507,40	491,88
Cañas (Costa Rica)	379,81	512,04	279,72	357,07	223,91	485,12	461,43	534,08	525,52	475,10	489,87	470,44
Liberia (Costa Rica)	378,45	505,03	277,54	354,26	222,23	482,22	457,68	532,48	524,07	474,93	487,77	467,95
Río Claro (Costa Rica)	390,49	535,51	301,31	379,17	246,05	512,21	476,30	550,01	543,44	470,90	500,90	477,43
Veladero (Panamá)	392,34	537,79	303,08	382,04	247,93	523,32	490,90	562,31	564,10	482,24	512,70	484,12
Progreso (Panamá)	389,03	531,00	300,85	377,77	245,15	508,93	473,70	546,35	538,88	464,14	495,40	477,20
Interconexión México-Guatemala	186,84	181,14	179,97	203,51	198,81	169,80	153,00	143,61	140,82	103,18	123,64	95,81

Fuente: Elaboración propia.

Con respecto a los precios máximos, en el cuadro 23 se observa que el precio de la interconexión México-Guatemala es menor para todos los meses, y con márgenes muy amplios, lo cual, es un indicativo de que se tiene una gran oportunidad de vender energía durante prácticamente todo el año, para los períodos de demanda alta en el SER.

Adicionalmente, es importante recalcar que un análisis de precios, con la información de tres años de experiencia con la interconexión, es muy complicado, debido a que durante los tres años ha habido variaciones significativas, lo cual, es mostrado en el gráfico 12 (INDE, 2013), donde se presenta el precio SPOT (POE) en Guatemala, el costo variable (CV) en el punto de la interconexión y los costos totales de corto plazo (CTCPIS) de México. Nótese que los CV tienen la misma tendencia que los CTCPIS y estos son siempre menores que los CV, lo cual implica que la CFE, mediante algún mecanismo, relaciona estos dos tipos de costos para realizar sus ofertas de precios al INDE. Además, los CV de 2011 estuvieron muy por debajo de los CV de 2012 y 2013, mientras que el SPOT, para ese año, estuvo por arriba del CV, excepto en los meses de agosto a octubre; esto indica que, en casi todo el año, hubo importación de energía desde Guatemala. Además, durante los meses de enero a abril de 2012 prevaleció la misma situación observada en 2011. Para los meses restantes, la situación se invirtió por lo que ya se ha explicado anteriormente, de la escasez de recursos hidroeléctricos y problemas de suministro de gas en México. Esta situación se mantuvo durante los primeros cinco meses de 2013, hasta que se inició una temporada de lluvias en México como no la había habido en varios años, de manera que, nuevamente, los CV fueron menores que los precios SPOT del mercado de Guatemala, inclusive que los CV de 2011 para los meses de septiembre a diciembre. Esto indica que en años húmedos, en combinación con precios del gas relativamente bajos, los precios de la energía que se oferten desde México serán muy competitivos ante los del MER.

**GRÁFICO 12**  
**POE, CVI Y CTCPIS DE GUATEMALA Y MÉXICO, 2011-2013**



Fuente: “Contratos de compraventa de potencia firme y energía eléctrica asociada por 120 MW y compraventa de potencia y energía eléctrica hasta por 80 MW suscritos por el INDE y la CFE,” diciembre de 2013 (<http://www.inde.gov.gt/>).

Debe recalcar que este análisis es preliminar de modo que también sería importante estudiar en forma detallada la evolución de los precios de la energía en el MER asociados a tecnologías de generación más eficientes, incremento en las capacidades máximas de transferencia,

variaciones de los precios de combustibles, así como costos de porteo entre puntos específicos del SER, a fin de obtener resultados más completos.

Un análisis como el anterior debe estar motivado por el hecho de que, aparentemente, habrá amplias expectativas de negociar energía entre agentes del MER con empresas generadoras a instalarse en México, sobre todo suponiendo que estas nuevas empresas serán, en su mayoría, plantas de ciclo combinado, a fin de aprovechar los precios bajos a los que se podrá adquirir el gas natural en México.

### **B. La situación del mercado mayorista de Guatemala**

Con respecto a los precios mostrados en los tres cuadros anteriores (cuadros 21, 22 y 23), es interesante analizar la situación del mercado mayorista de Guatemala. Por una parte, del cuadro 3 se observa que Guatemala importa energía de México, mientras que, por la otra parte, exporta energía a otros países de Centroamérica. Esto implica que en Guatemala se está aprovechando los precios de la energía de México para satisfacer necesidades de un segmento de la población, mientras que la energía con precios mayores es vendida en el MER. Esta situación es típica de un mercado de electricidad que tiende a la eficiencia económica. En el cuadro 21 se observa en el mes de junio un ejemplo de esta condición, donde el precio de la energía de México fue de 170,30 dólares por MWh, mientras que los precios de los nodos de Guatemala, aun cuando fueron mayores que el CVI de México, fueron de los más bajos en el MER (218,05 dólares y 215,53 dólares por MWh), de modo que virtualmente se compró energía de México y se exportó energía hacia los demás países de la región.

Continuando con el análisis del cuadro 21, una condición diferente se presenta cuando México oferta precios mayores al INDE, de manera que no se realiza la compra de energía, como en el caso del mes de febrero (150,98 dólares vs. 147,69 dólares y 149,69 dólares/MWh). Por otra parte, el precio de México es competitivo en Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. Sin embargo, debido a que no existe flexibilidad en la utilización de la interconexión, no es realizada transacción alguna entre México y estos países, perdiéndose así una posibilidad de que tales países pudieran acceder a compras de energía con precios más competitivos, así como a una utilización más eficiente tanto de la interconexión México-Guatemala como de la línea SIEPAC.

## VI. FUTUROS POSIBLES ESQUEMAS ANTE LA REFORMA ELÉCTRICA EN MÉXICO

Hasta la fecha se han dado los primeros pasos dictados en la reforma eléctrica en México. A inicios de 2016 empezó a funcionar el mercado eléctrico mayorista de corto plazo. En el caso de la interconexión eléctrica México-Guatemala, han continuado vigentes los términos establecidos en el contrato de compra venta respectivo, en los cuales no se contempla pagos de servicios de transmisión (porteo y servicios auxiliares) en México, debido a que ha sido la propia CFE la que produce y vende la energía, situación que podría cambiar en futuras contratos. Por otra parte se espera que a partir del mes de mayo de 2016 entre en operación un nuevo agente que exportará energía hacia Guatemala.

Algunos aspectos de la Ley de la Industria Eléctrica que deberán considerarse en la estructura de cargos de las transacciones en el nuevo mercado de electricidad de México (y por tanto en las transacciones internacionales) se resumen a continuación:

- a) Se considera servicio público la transmisión y la distribución de energía eléctrica.
- b) Como una institución separada de la CFE, fue creado el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), el cual ejerce las funciones de operador del sistema y del mercado mayorista.
- c) La CFE y Petróleos Mexicanos (PEMEX), en un plazo no mayor a dos años, se convertirán en empresas productivas del Estado.
- d) El avance del nuevo mercado eléctrico mayorista será paulatino. Está en discusión final la forma en la que será llevada a cabo la separación de la CFE en las actividades de generación, distribución y transmisión.
- e) Las plantas de generación de la CFE, incluyendo a los productores independientes de energía (PIE) continuarán produciendo energía, y competirán en el nuevo mercado eléctrico mayorista.
- f) Con la separación referida, es claro que se habrá de establecer el acceso abierto a las redes de transmisión y distribución.

Estos puntos, permiten hacer las siguientes reflexiones:

- a) En el corto plazo habrá una separación ya sea legal de la generación y la transmisión de la CFE.
- b) La CFE deberá tender a ser una empresa productiva, es decir, con un balance positivo entre beneficios y costos, lo cual, implica necesariamente que los costos asociados a la transmisión deberán ser cubiertos en su totalidad, a fin de que la CFE pueda operar sus redes de transmisión actuales y enfrente inversiones para su expansión adecuadamente.
- c) Se deberá prever la transparencia en los subsidios a las energías renovables, a fin de que el mercado mayorista cuente con la transparencia necesaria y evolucione a la eficiencia económica. Conforme se incremente el grado de penetración de este tipo de fuentes seguramente causará incrementos en los precios de la energía.
- d) Con el recién creado mercado eléctrico mayorista, se puede prever que el operador del sistema y del mercado, deberá garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico nacional, por lo que se tendrá que definir un conjunto de servicios auxiliares, los cuales, por las dimensiones del SEM, necesariamente deberán ser remunerados, a fin de garantizar que los generadores privados y los pertenecientes a la CFE los proporcionen.

Las cuatro reflexiones anteriores, permiten vislumbrar la necesidad de evaluar los costos asociados al porteo y servicios auxiliares en el mercado eléctrico mayorista, lo cual, puede

modificar los CVI para llevar la energía hasta el punto del lado mexicano de la interconexión. Estos costos de porteo estarán supeditados a la identificación de la(s) planta(s) de generación que habrá(n) de suministrar la potencia firme a la interconexión con Guatemala e, inclusive, con cualesquiera otros agentes del MER.

No obstante, esta situación también habrá que ampliar las expectativas de negociar energía entre el MER con empresas generadoras instaladas en el país, sobre todo suponiendo que las nuevas empresas a instalarse en México serán, en su mayoría, plantas de ciclo combinado para aprovechar los precios bajos a los que se podrá adquirir el gas natural en este país. Sin embargo, hay otros temas que deben ser analizados adicionalmente, como pueden ser los siguientes:

a) Modificación al marco regulador actual para permitir que otros agentes del MER y de México puedan utilizar la interconexión para realizar compraventas de energía.

b) Incrementar la capacidad de transmisión de la interconexión actual.

Ante la perspectiva de incrementar la capacidad de transferencias de energía de México hacia Centroamérica, desde el punto de vista de transmisión, resulta interesante realizar un análisis de alternativas de interconexión. Esto es analizado en el siguiente capítulo, considerando aspectos financieros asociados a la transmisión. Un estudio de los aspectos técnicos se debe realizar, a fin de identificar problemas potenciales ante las alternativas de interconexión considerando enlaces asíncronos.

## VII. ALTERNATIVAS DE INTERCONEXIONES ASÍNCRONAS

En esta sección, en forma preliminar, son analizadas dos alternativas de interconexión asíncrona desde el SEM de México hacia el SER, considerando únicamente los costos asociados a la transmisión, con el objeto de observar su impacto sobre los precios de la energía ofertados por CFE al INDE, durante 2013. A estas dos alternativas se les denominará Alternativa 1 y Alternativa 2.

### A. Alternativa 1

Esta alternativa tiene las características siguientes:

- a) La interconexión asíncrona estaría del lado mexicano, en Tapachula, Chiapas.
- b) La interconexión sería un enlace HVDC convencional y con una capacidad de 300 MW.
- c) Después de la interconexión asíncrona, se conectaría una línea de transmisión cuyo extremo receptor sería la subestación Guatemala Este o las subestaciones Aguacapa o La Vega que según un cálculo aproximado, observando el mapa 2 lo reportado en el Proyecto SIEPAC, tal línea tendría una longitud equivalente a la que tiene esta línea a través de El Salvador, es decir, alrededor de 300 km.
- d) La línea de transmisión sería un circuito doble en 230 kV, para garantizar la capacidad de 300 MW que se ha definido para la línea SIEPAC.
- e) “Desmantelamiento” de la línea de interconexión actual.

Los costos asociados a esta infraestructura serían los siguientes:

- a) Interconexión asíncrona. De acuerdo a la información que se tiene del enlace *Oklauunion*, el cual tiene un costo de 60 millones de dólares, con una capacidad de 220 MW, se podría estimar un costo de 90 millones de dólares para una interconexión del mismo tipo con capacidad de 300 MW.
- b) De acuerdo a la CFE, los costos asociados a una línea de 230 kV, doble circuito, 900 MCM, ACSR, el costo por kilómetro estaría en 230.504 dólares de 2011 (CFE, 2011). Por tanto, el costo de esta línea sería de 69.151.200 dólares.
- c) Se agrega el costo de la interconexión actual, aun cuando ya se han hecho pagos por algunos años, el cual, debido a que no se conoce la tasa de interés, se supone que se pagaría al mismo tiempo que se construyera la nueva infraestructura. Por lo tanto, el costo de la interconexión actual sería de 58.100.000 dólares. En el cuadro 24 se presenta el desglose de los costos asociados a la parte guatemalteca del proyecto (BID, 2011).



**CUADRO 24**  
**COSTOS FINALES DE LA INTERCONEXIÓN MÉXICO-GUATEMALA**

Concepto	Costo final <sup>a</sup> (En dólares)
Supervisión de construcción de la línea de 400 kV y la subestación Los Brillantes.	4 170 000
Adecuación de la subestación Los Brillantes para su puesta en servicio permitiendo el intercambio y transformación de energía entre los sistemas de Guatemala y México.	18 580 000
Construcción de 71 km de línea de transmisión en 400 kV, permitiendo transferencias de México a Guatemala de 200 MW y de Guatemala a México de 70 MW.	23 010 000
<b>Total</b>	<b>45 760 000</b>

Fuente: Inter-American Development Bank, “Electric Interconnection between Guatemala and Mexico,” Progress Monitoring Report, 31 de marzo de 2011.

<sup>a</sup> No incluye los costos finales pagados por la CFE, por la adecuación de la subestación Tapachula y el tendido de 32 km de línea de 400 kV. El período de amortización es de 20 años con tasa variable. El costo total de la interconexión sería: 90.000.000 dólares + 69.151.200 dólares + 58.100.000 dólares = 217.251.200 dólares.

Para evaluar el costo del MWh transmitido, se presenta el cuadro 25, considerando diferentes tasas de descuento para la inversión en este proyecto, así como distintos períodos de amortización de la deuda y suponiendo que se transmite 300 MW de manera continua. Debe hacerse notar que los costos de transmisión son independientes del costo que pueda tener la energía.

**CUADRO 25**  
**PRECIOS DE TRANSMISIÓN PARA EL PROYECTO “ALTERNATIVA 1”**  
**DE INTERCONEXIÓN ASÍNCRONA, CON UTILIZACIÓN AL 100%**

*(En dólares/MWh)*

Período de recuperación (en años)	Tasa de descuento (en porcentajes)								
	4	6	8	10	12	14	16	18	20
10	10,19	11,23	12,32	13,45	14,63	15,85	17,10	18,39	19,72
20	6,08	7,20	8,42	9,71	11,07	12,48	13,94	15,44	16,98
30	4,78	6,00	7,34	8,77	10,26	11,81	13,38	14,98	16,60

Fuente: Elaboración propia.

En caso de considerar diferentes cantidades de potencia transmitida, se multiplican los valores del cuadro 24 por el factor  $300/P$  MW de potencia transmitida. Por ejemplo, si se considera que se habrá de transmitir 200 MW en promedio en un año, y considerando una tasa de descuento de 12% y un período de recuperación de la inversión de 30 años, se tendrá que el precio de transmisión será de 10,26  $(300/200) = 15,39$  dólares/MWh. Los correspondientes costos de la Alternativa 1, en valor presente anualizado, son presentados en el cuadro 26, siendo estos costos los que se tendrían que recuperar cada año.

A fin de analizar un caso extremo, de este cuadro se toma el valor más alto, correspondiente a un período de recuperación de 10 años y una tasa de interés de 20% (19,72 dólares/MWh) y se construye el gráfico 13, sumándolo a los precios medios de los CV de demanda mínima, media y máxima. Se puede observar que la posición de los precios promedio de la interconexión no cambia con respecto a lo discutido para el gráfico 11, de modo que el precio de transmisión de la Alternativa 1 no resulta ser un impedimento para que los precios de la energía de México pudieran ser competitivos con los del MER, al menos durante el segundo semestre del año. Además, se

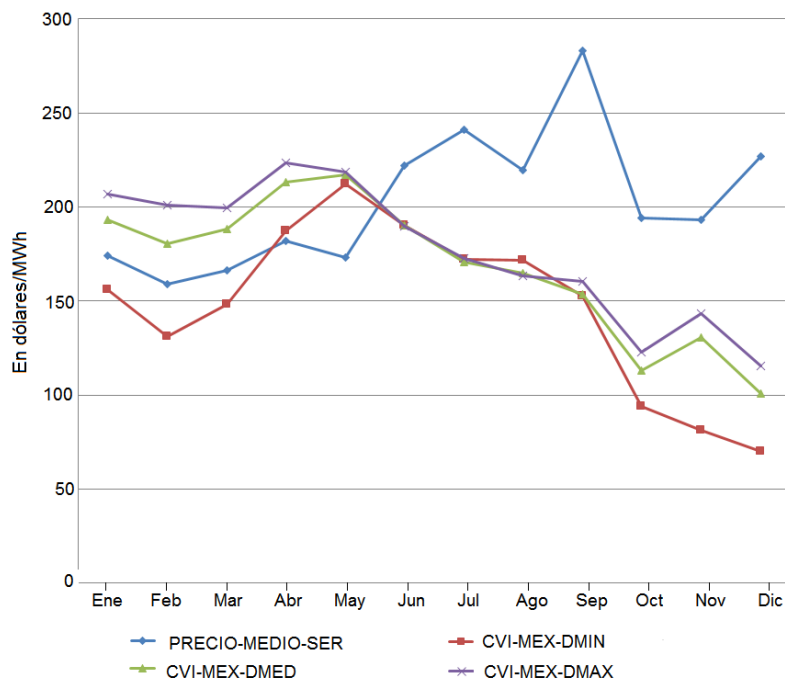
obtendría los beneficios de aislar eléctricamente al SER y a la red de transmisión de CFE, haciendo la operación de ambos sistemas relativamente más segura y eficiente.

**CUADRO 26**  
**VALOR PRESENTE ANUALIZADO PARA EL PROYECTO “ALTERNATIVA 1”**  
**DE INTERCONEXIÓN ASÍNCRONA**  
*(En millones de dólares por año)*

Período de recuperación (en años)	Tasa de descuento (en porcentajes)								
	4	6	8	10	12	14	16	18	20
10	26,78	29,52	32,38	35,35	38,45	41,65	44,95	48,34	51,82
20	15,99	18,94	22,13	25,51	29,08	32,80	36,64	40,59	44,61
30	12,56	15,78	19,29	23,05	26,97	31,02	35,17	39,38	43,63

Fuente: Elaboración propia.

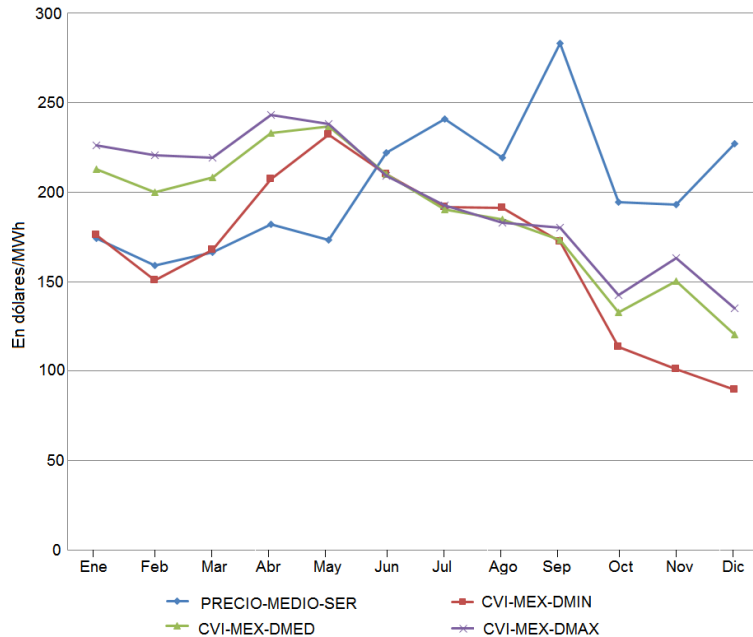
**GRÁFICO 13**  
**PRECIOS NODALES MENSUALES PROMEDIO EN LA INTERCONEXIÓN**  
**MÉXICO-GUATEMALA (DEMANDA MÍNIMA, MEDIA Y MÁXIMA) Y LOS PRECIOS**  
**MARGINALES PROMEDIO MENSUALES DE LAS INTERCONEXIONES DEL SISTEMA**  
**ELÉCTRICO REGIONAL. “ALTERNATIVA 1” CON UTILIZACIÓN AL 100%**



Fuente: Elaboración propia.

Sin embargo, dado que en promedio sólo habría transferencias durante un semestre de cada año, se estaría observando una utilización de la interconexión en un 50%, de manera que en el gráfico 14 se ilustra este resultado, donde los costos de utilización de la interconexión se duplican y, aun así, los precios de la energía continuarían siendo competitivos durante el segundo semestre.

**GRÁFICO 14**  
**PRECIOS NODALES MENSUALES PROMEDIO EN LA INTERCONEXIÓN**  
**MÉXICO-GUATEMALA (DEMANDA MÍNIMA, MEDIA Y MÁXIMA) Y LOS PRECIOS**  
**MARGINALES PROMEDIO MENSUALES DE LAS INTERCONEXIONES DEL SISTEMA**  
**ELÉCTRICO REGIONAL. “ALTERNATIVA 1” CON UTILIZACIÓN AL 50%**



Fuente: Elaboración propia.

## B. Alternativa 2

Esta alternativa estaría orientada a aprovechar la infraestructura actual de la interconexión síncrona, de manera que tendría las características siguientes:

- a) La interconexión asíncrona estaría del lado guatemalteco, en la Subestación Los Brillantes.
- b) La interconexión sería un enlace HVDC convencional y con una capacidad de 300 MW.
- c) Después de la interconexión asíncrona, se conectaría una línea de transmisión cuyo extremo receptor sería la subestación Guatemala Este o la subestación Aguacapa, que según un cálculo aproximado, observando el mapa 2 y lo reportado en el Proyecto SIEPAC, tal línea tendría una longitud de alrededor de 200 km.<sup>21</sup>
- d) La línea de transmisión sería un circuito doble en 230 kV, para garantizar la capacidad de 300 MW que se ha definido para la línea SIEPAC.

Los costos asociados a esta infraestructura serían los siguientes:

- a) Costo de la interconexión asíncrona: \$90 millones de dólares, con capacidad de 300 MW.
- b) Costo de la línea de 230 kV: \$46.100.800 dólares.
- c) Retiro y pago del transformador de la subestación: \$18.580.000 de dólares.

<sup>21</sup> Se presenta esta alternativa partiendo del supuesto de que la Línea SIEPAC no presentaría las limitaciones de la red eléctrica de Guatemala, lo cual, ocurriría si se limitara esta alternativa de interconexión a que solamente se intercambiara el transformador actual de 400/230 kV en Los Brillantes por el enlace *back-to-back* y se aprovechara la red eléctrica de 230 kV existente hoy en día a través de Guatemala.

Se considera el costo del banco de transformación igual al de la subestación de Los Brillantes, según se ilustra en el cuadro 24. Sin embargo, en realidad sería menor.

El costo total de la interconexión sería de:

$$90.000.000 + 46.100.800 + 18.580.000 = \$154.680.800 \text{ de dólares}$$

En el cuadro 27 se resumen los precios de transmisión de esta alternativa de interconexión, mientras que en el cuadro 28 se presentan los costos anualizados correspondientes. Como puede notarse, esta alternativa es más económica, de modo que puede resultar más atractiva para los inversionistas. Sin embargo, se debe considerar el impacto que tendría el sistema de transmisión principal de Guatemala sobre la capacidad de transferencia, puesto que, en caso de realizar las inversiones asociadas a esta alternativa, estas no estarían supeditadas a Guatemala únicamente, sino que habría que considerar a aquellos agentes del MER operando en otros países de la región.

**CUADRO 27**  
**PRECIOS DE TRANSMISIÓN PARA EL PROYECTO “ALTERNATIVA 2”**  
**DE INTERCONEXIÓN ASÍNCRONA, CON UTILIZACIÓN AL 100%**  
*(En dólares/MWh)*

Período de recuperación (en años)	Tasa de descuento (en porcentajes)								
	4	6	8	10	12	14	16	18	20
10	7,26	8,00	8,77	9,58	10,42	11,28	12,18	13,10	14,04
20	4,33	5,13	5,99	6,91	7,88	8,89	9,93	10,99	12,09
30	3,40	4,28	5,23	6,24	7,31	8,40	9,53	10,67	11,82

Fuente: Elaboración propia.

**CUADRO 28**  
**VALOR PRESENTE ANUALIZADO PARA EL PROYECTO “ALTERNATIVA 2”**  
**DE INTERCONEXIÓN ASÍNCRONA**  
*(En millones de dólares por año)*

Período de recuperación (en años)	Tasa de descuento (En porcentajes)								
	4	6	8	10	12	14	16	18	20
10	19,07	21,01	23,05	25,17	27,38	29,65	32,00	34,42	36,89
20	11,38	13,49	15,75	18,17	20,71	23,35	26,09	28,90	31,76
30	8,94	11,24	13,73	16,41	19,20	22,09	25,04	28,04	31,06

Fuente: Elaboración propia.

En un estudio con más detalle, además del aspecto financiero, se tiene que contemplar entre otros aspectos a los siguientes:

- Estudio de la evolución de los costos de la electricidad en México y en el MER, a fin de concluir con mayor precisión acerca de los resultados aquí obtenidos.
- Análisis de los costos de porteo, dependiendo de los puntos de entrega de la energía suministrada a través de la interconexión.
- Análisis del impacto eléctrico de la interconexión sobre la seguridad operativa del SER. A este estudio, se debe agregar los planes de expansión de los sistemas de transmisión de los seis países que componen el SER, además, de considerar las transferencias que pudiera haber desde Colombia hacia Panamá.

## VIII. PERSPECTIVAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CENTROAMÉRICA Y MÉXICO

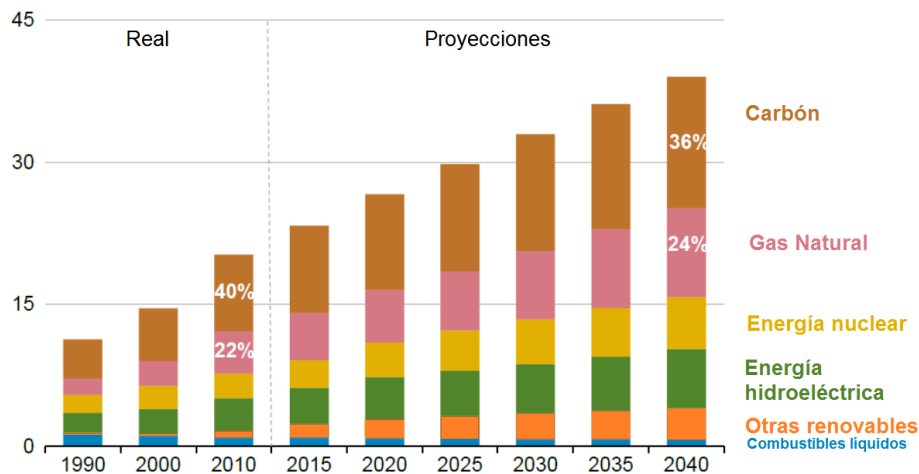
Para realizar un análisis de precios competitivos de la energía producida en México para propósitos de exportación hacia la región centroamericana, se debe analizar lo que se ha estado estudiando en cuanto a la instalación de fuentes de generación para mejorar los precios de la electricidad en Centroamérica. Esto mismo debe ser realizado para el caso de México.

### A. Perspectivas de generación en Centroamérica

El gas natural ha tenido presencia en la industria desde hace 30 años como el combustible fósil preferido por una demanda en constante crecimiento. Desde inicios de la última década del siglo XX, la preocupación por la protección al medio ambiente local y el cambio climático despertaron un renovado interés por el uso de gas natural, sobre todo para la generación de electricidad (CEPAL, 2013c).

En los últimos 20 años, el gas natural ha pasado a ser el segundo combustible más utilizado para generar electricidad en el mundo. De acuerdo con la información disponible de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés), el consumo de gas desplazó al conjunto de los derivados del petróleo como el segundo combustible más importante en la generación de electricidad. Además, el carbón continuará siendo la fuente primaria de energía, tal como se muestra en el gráfico 15.

**GRÁFICO 15**  
**PARTICIPACIÓN DE FUENTES ENERGÉTICAS PRIMARIAS EN LA GENERACIÓN MUNDIAL DE ELECTRICIDAD, ENTRE 1990 Y 2040**  
(En miles de TWh)



Fuente: Adam Sieminski, "International Energy Outlook 2013," for the Center for Strategic and International Studies, USA Energy Information Administration, julio de 2013.

## 1. Energéticos primarios

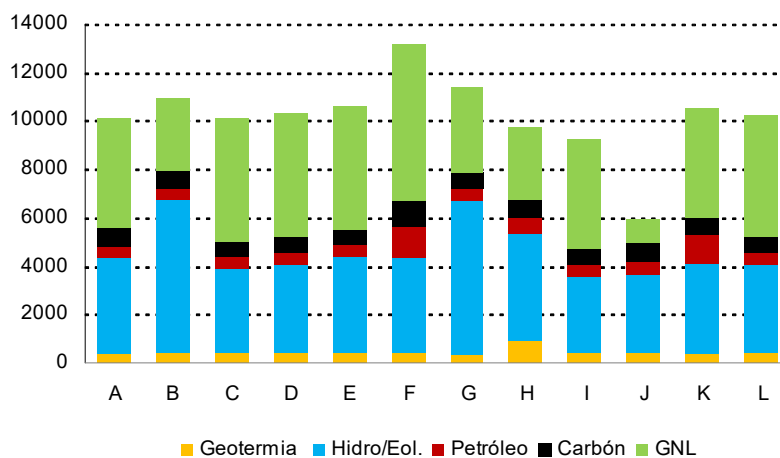
Las opciones con las que cuenta la región para afrontar el crecimiento de la demanda de electricidad están muy bien identificadas. Además de la generación hidroeléctrica, los estudios indican la aparición de otras fuentes primarias que cambiarán la matriz de la generación regional. Se trata de centrales de gran tamaño, al menos para la región, que usan Gas Natural Licuado (GNL), aunque se espera que el carbón también participe, pero en mucha menor medida que el GNL.

No hay una expectativa de que ocurran cambios revolucionarios en el desarrollo tecnológico, al menos no durante los próximos 15 años, al punto que otras fuentes puedan hacer aportes significativos a la matriz energética regional. La hidroelectricidad es la opción que prevalece en la región por su gran potencial, aun por explotar, y por su conveniencia para controlar la emisión de los gases de efecto invernadero (GEI). En los últimos años han emergido las energías renovables no convencionales o interrumpibles (eólica y solar). No existe a la fecha ninguna evaluación completa de la máxima capacidad instalada que el MER podría absorber.

La generación termoeléctrica mediante la combustión de derivados del petróleo (combustóleo y diesel) verá reducir su participación de forma dramática en los próximos 15 años, de acuerdo con los estudios realizados. El GNL ocupará esa vacante en la generación con derivados de petróleo y disputará el primer lugar a la hidroelectricidad, hacia 2025.

Las importaciones de GNL mantendrán comprometida la independencia energética de la matriz regional de generación, que no podrá más que aumentar en la medida en que se agoten los sitios para el desarrollo hidroeléctrico. Esta situación es ilustrada mediante el gráfico 16, donde se observa un crecimiento relativo de la generación hidroeléctrica y de los combustibles fósiles, aunque en este último caso, con una mayor participación del gas natural.

**GRÁFICO 16**  
**CENTROAMÉRICA: NUEVA CAPACIDAD POR FUENTE, 2014-2025**  
(En MW)



Fuente: CEPAL, "Análisis del Mercado Eléctrico Regional de Centroamérica y Acciones para Impulsar Proyectos de Generación Regional," Isaac Castillo, 2013.

Aportes menores los harán la geotermia y el carbón, mientras que la cogeneración con bagazo mantendrá una muy modesta participación a nivel regional. La energía eólica no logrará tampoco hacer contribuciones importantes, dado su reciente ingreso en la región. No se considera que otras fuentes, como la generación solar directa, al igual que otras tecnologías de generación, harán contribuciones perceptibles.

Con respecto a la generación hidroeléctrica, de acuerdo con la información disponible, la región cuenta con un total de 22.000 MW de potencial hidroeléctrico, de los cuales sólo se aprovecha el 17% (2004) y cuenta con recursos aún por aprovechar cercanos a los 18.000 MW, generados por centrales de distinto tamaño. Los recursos están desigualmente distribuidos, ya que 73% de la capacidad hidroeléctrica por desarrollar está concentrada en tres países: Costa Rica, Honduras y Guatemala en proporciones muy similares cada una. Por otra parte, es importante mencionar que el 85% corresponde a centrales de menos de 50 MW. El potencial hidroeléctrico corresponde a estimaciones efectuadas por los países a partir de la evaluación de las cuencas hidrográficas, identificación de sitios y estudios con distintos niveles de profundidad. Las cifras del potencial a explotar, al igual que sucede con el resto de los recursos energéticos, es siempre materia de ajuste y cambia dependiendo de la metodología usada. La rentabilidad económica, los precios de las energías de sustitución y del desarrollo tecnológico determinan también el potencial energético de una fuente. Otro aspecto difícil de evaluar es el riesgo ambiental y social de los proyectos hidroeléctricos, especialmente los asociados con grandes embalses.

Entonces, es razonable considerar las estimaciones de cifras sobre el potencial por explotar con prudencia. En el catálogo de proyectos hidroeléctricos presentados por el CEAC en el Plan de Expansión 2014-2025 se identifican 85 proyectos con datos suministrados por los países; los cuales suman un total de 8.175 MW, con costos unitarios, que van desde los 1.212 dólares/kW hasta los 6.117 dólares/kW. La lista incluye proyectos en el rango de 9 MW hasta los 704 MW. Entre estos, existen cuatro proyectos de más de 300 MW y otros cinco de más de 200 MW, pero menores de 300 MW (CEPAL, 2013c).

La lista utilizada por el CEAC para su estudio identifica los sitios del proyecto, capacidad instalada estimada, inversión y fecha en que podría entrar en operación comercial. De acuerdo con esta lista, el potencial por desarrollar alcanzaría un total de 8.175 MW o casi un tercio del potencial mencionado en el documento *Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020*, publicado por la CEPAL en noviembre de 2007.

La cifra utilizada por el CEAC parece más realista porque ubica proyectos específicos. Hay 26 proyectos de la lista de 85 que presentan costos unitarios de más de 3.000 dólares/kW, que suman un total de 1.955 MW, y que en las actuales circunstancias económicas tendrían una dudosa rentabilidad, además de que 32 sitios presentan costos unitarios de entre 2.550 dólares y 3.000 dólares por kW que se encontrarían en el umbral de la rentabilidad económica. Esto permite concluir que 8.175 MW deben considerarse como un valor máximo más realista de capacidad hidroeléctrica por desarrollar. todavía

Hay que tener en cuenta que algunos sitios con buen potencial de desarrollo tendrán que excluirse de la lista por encontrarse en zonas protegidas como parques, reservas forestales o derechos de pueblos indígenas. Si bien existen leyes que los declaran proyectos de interés público, los propietarios o las comunidades pueden generar fuerte oposición al desarrollo de presas, aun de tams muy modestos. La industria turística, con gran potencial de desarrollo en la región, puede ser también un grupo de oposición. El factor de exclusión de los proyectos aumenta proporcionalmente con la densidad de la población aledaña al sitio.

En los 12 escenarios presentados por el CEAC se asumen tres hipótesis para el desarrollo de centrales hidroeléctricas, conocidas como restricciones, a las que ya se hacía referencia en este mismo documento; la primera es la restricción media, que permite sólo desarrollar plantas de capacidades instaladas menores o iguales a 150 MW; la restricción fuerte, permitiendo únicamente desarrollar plantas de capacidades instaladas menores o iguales a 75 MW y una tercera, que es sin restricciones.

Los organismos financieros internacionales, que otrora apoyaron la construcción de grandes embalses, desde 1995 han revisado su política con respecto a los grandes emprendimientos

hidráulicos, incluyendo los hidroeléctricos, después de haber sido blanco de críticas por su participación en proyectos muy controvertidos (CEPAL, 2013c).

Por otra parte, en las últimas décadas, la industria del gas natural (GN) ha experimentado grandes cambios, tanto en la estructura de su mercado como en el desarrollo tecnológico; se produjeron cambios también en la dimensión política y económica de la industria. Aun cuando la industria del GN es vista frecuentemente como una actividad similar a la industria del petróleo, existen diferencias significativas entre ambas.

Por su naturaleza, la cadena de suministro del GN es mucho más compleja que la del petróleo. Se requieren grandes inversiones específicas que tienen poco o ningún uso alternativo, todas relacionadas con el transporte desde el sitio de producción hasta el consumidor final. Las inversiones para el transporte del GN son altas y de lenta maduración. Las dos alternativas tecnológicas disponibles para el transporte del GN son gasoductos o el gas natural licuado (GNL), ambas con características económicas de monopolios naturales. Como resultado, al igual que las redes de distribución y transmisión de electricidad, el transporte por ductos y la distribución del GN requieren de la aplicación de una regulación.

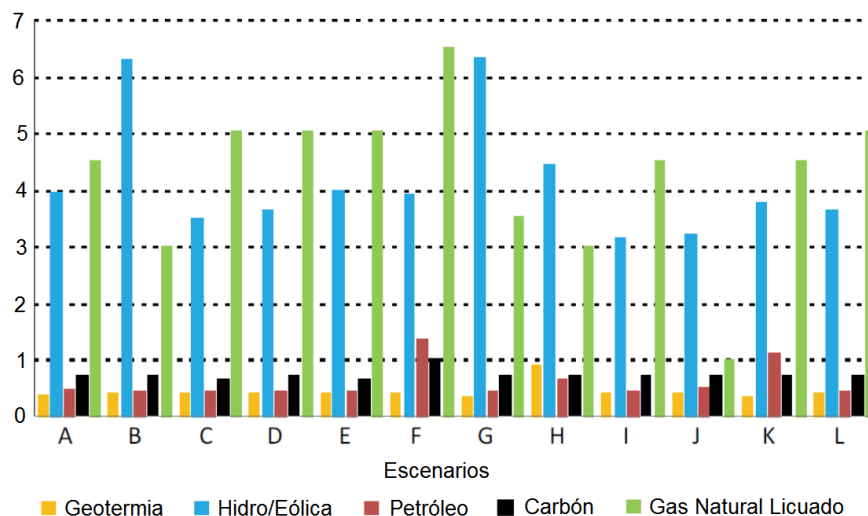
La llegada del GN a Centroamérica supone importantes retos de carácter regional que los países y los organismos regionales deben abordar con celeridad, dados los tiempos relativamente cortos y la falta de experiencia en esta nueva actividad. Las características económicas del mercado del GN, a diferencia de las importaciones del petróleo y sus derivados, hacen necesario un análisis más detallado del problema. Desde el punto de vista del consumidor, se deben tener en cuenta los siguientes aspectos del GN que no se tenían del petróleo:

- a) Debido a las características específicas requeridas para el transporte de gas y a las altas inversiones involucradas, se requiere de un consumo mínimo que asegure el retorno de la inversión mediante una relación contractual de largo plazo entre vendedor y comprador de gas. Sólo un gran generador de electricidad en la región podría asegurar un nivel de consumo mínimo para justificar inversiones en gasoductos o en infraestructura para recibir GNL.
- b) Dadas las características regionales y del mercado internacional del GN, la alternativa probable de transporte para Centroamérica es en forma de GNL, lo que requiere una inversión cuantiosa en puertos, sitios de almacenamiento, regasificadora y ductos de transporte al consumidor final.
- c) En la inversión para la infraestructura de GNL se deben considerar los beneficios de la economía de escala, presentes en este tipo de inversiones. Además, existe la posibilidad de que, una vez que haya presencia de GNL en la región, aparezcan otros generadores locales alimentados con gas y otros consumos diversos a la generación de electricidad (industrias, transporte, entre otros), tanto en el territorio del país huésped de las instalaciones de GNL como en los países vecinos.
- d) Las características de monopolio natural que presenta la infraestructura de GNL harán necesario garantizar el libre acceso y la regulación de la actividad de transporte de gas. La posibilidad del surgimiento de consumidores fuera del país requerirá que se contemple la creación de una regulación regional. La incorporación en el área de la electricidad muy probablemente resulte también en una integración regional en materia de gas natural.

En la región, de acuerdo con los ejercicios de prospectiva realizados por el CEAC, el gas natural está llamado a ser, conjuntamente con la generación hidroeléctrica, una de las fuentes de generación más importantes en el futuro de la región. En el gráfico 17, se aprecian los resultados del Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación 2011-2015 sobre la nueva capacidad a instalar en la región entre 2014 y 2015, en la cual se destaca el hecho de que en siete de los 12 escenarios propuestos, la cantidad de MW de capacidad de generación con base en GNL superaría la nueva capacidad en centrales hidroeléctricas, que recién comiencen operaciones.



**GRÁFICO 17**  
**NUEVA CAPACIDAD INSTALADA EN CENTROAMÉRICA, 2014-2025**  
*(En miles de MW)*



Fuente: CEPAL, “Análisis del Mercado Eléctrico Regional de Centroamérica y Acciones para Impulsar Proyectos de Generación Regional,” Isaac Castillo, 2013.

De acuerdo con el informe del CEAC, entre 2014 y 2025 se podrían estar instalando en la región entre 1.000 y 6.525 MW de centrales a GN, dependiendo de las hipótesis que sustentan los escenarios (precios del petróleo, restricciones a la construcción de hidroeléctricas, interconexiones internacionales, etc.). En todo caso, la importancia a futuro de la generación de electricidad con base en GN será sólo comparable con la hidroelectricidad, mientras que el resto de las fuentes (carbón, geotermia, etc.) tendrán sólo una participación marginal.

La geotermia, otro recurso natural utilizado en la región, tendrá una participación marginal en la futura capacidad instalada de generación, que oscila en el rango de 411 a 911 MW, según del escenario de que se trate, según el informe del CEAC. Otras fuentes de generación como la eólica, la biomasa, y la solar harían contribuciones poco significativas a la nueva capacidad de generación.

El GNL se obtiene del enfriamiento a una temperatura de  $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$  de gas natural limpio de impurezas que lo convierte a estado líquido, reduciendo a 1/600 su volumen a presión y temperatura ambiente. El GNL es transportado en embarcaciones, especialmente construidas para ese propósito y llevado a puertos donde será almacenado y convertido de nuevo en gas para su distribución y consumo final. Como regla general, cuando la distancia entre el proveedor y el consumidor de gas es mayor a 6.000 km, la alternativa del GNL es más conveniente.

El Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación 2010-2025 considera directamente la opción del GNL, haciendo referencia a los estudios realizados por el Programa de Integración Energética de Mesoamérica (PIEM), que descarta la posibilidad de abastecimiento por gasoductos desde Colombia y/o México. Se establece, además, a Trinidad y Tobago como la mejor opción para el abastecimiento de la región.

Los escenarios del CEAC plantean que cada país invierta 1.547 millones de dólares americanos en la infraestructura para importar el GNL (Puertos, regasificadora, almacenamiento y ductos) para suministrar gas a unidades de 500 MW. También asume que el precio del GNL para el consumo final es de 5,93 dólares /MBtu, bastante optimistas si se considera que los precios promedio de los contratos a futuro en los Estados Unidos en los últimos tres años han sido de casi 6 dólares/MBtu, con picos de hasta 13 dólares/MBtu durante 2008. Los precios en el mercado europeo se sitúan en cerca de los 7 dólares /MBtu.

El costo de la terminal para GNL varía mucho dependiendo del sitio, pero generalmente los tanques de almacenamiento concentran entre 40% y 45% del total de la inversión. Consideraciones geológicas del sitio y las leyes ambientales y de seguridad tienen gran influencia en los costos de inversión de las terminales. En zonas sísmicas como en Centroamérica, el más probable, por cuestiones de seguridad, es que el almacenamiento sea soterrado. Los tanques soterrados suelen costar hasta cinco veces más que la opción a nivel del terreno.

Hasta hace pocos años la región sólo podía contar con una fuente de abastecimiento factible: Trinidad y Tobago. El abastecimiento vía el Caribe pone a la región en la necesidad de instalar la infraestructura para la importación del GNL en el área menos poblada y con menor desarrollo de la región. Con el tiempo han surgido otras opciones de suministro. También a plazo medio, en la costa de los Estados Unidos por el Golfo de México podrá ser una vía para la exportación de GNL cuando se desarrollen los yacimientos de gas no-convencional en ese país.

El yacimiento de gas de Camisea en el Perú, que entró en operación en 2004, abre para la región una oportunidad para la importación de GNL en la vertiente del océano Pacífico donde se ubica la mayor parte de la población y de la actividad económica. Se estima que el yacimiento de Camisea contiene unos 8,7 trillones de pies cúbicos de gas y 545 millones de barriles de hidrocarburos líquidos. El sitio de la producción ubicado en el Departamento del Cuzco, en la amazonia peruana, se conecta con Lima mediante ductos de aproximadamente 540 km de longitud.

La terminal de licuefacción para exportar el GNL, asociada al yacimiento de Camisea, situada a 170 km al sur de Lima, entró en operación en 2010, y tiene una capacidad de 6.000 millones de metros cúbicos de gas. La mayor parte del GNL está contratado para exportarse a la terminal del puerto de Manzanillo en la costa pacífica de México, aunque también hay compradores asiáticos.

En uno solo de los escenarios analizados, se proyecta una única planta de GNL por un total de 1.000 MW y es en Honduras, tan cercana como en 2015. En los otros 11 escenarios aparecen plantas de 500 MW en más de un país. De estos 11 escenarios; dos contemplan la inversión para infraestructura en los seis países; en siete escenarios sólo para cuatro países y en dos escenarios se proyecta hacerlo únicamente en tres países. Si existiera más de un país interesado en generar con GNL, habría que analizar la posibilidad entre un abastecimiento integrado o uno individual. El abastecimiento integrado implica la construcción de gasoductos transfronterizos y el nacimiento de un mercado regional de gas.

El mercado de GN fue afectado, al igual que los productos básicos, por la crisis económica internacional. En la próxima década, la probable entrada en producción de los yacimientos de gases no convencionales en los Estados Unidos tendrá una influencia determinante en los precios del GN y en el futuro del mercado del GNL. La EIA estima que las reservas de gas de los Estados Unidos de América podrían triplicarse de confirmarse las reservas no convencionales de GN.

#### **a) Infraestructura de Transmisión**

Una planta regional de gran tamaño, pensada para exportar energía, puede beneficiarse de las economías de escala y producir a mejores precios, desplazando generación más costosa y favoreciendo al consumidor final. En este sentido, resulta aparente que las plantas regionales permitirían el desarrollo de las redes nacionales y regionales de transmisión.

El diseño del MER y los mecanismos previstos para la aprobación de los contratos firmes permiten cierto grado de maniobra a las partes del contrato para superar situaciones en las que puede peligrar su cumplimiento por acciones *de facto* del gobierno del país huésped del generador, ante el riesgo de racionamiento o de precios altos, sobre todo cuando se trate de un contrato de largo plazo.

En (CEPAL, 2013c) se hace referencia a que la puesta en operación comercial de la línea del SIEPAC y del funcionamiento del MER hacen que la probabilidad de que se presente una situación

de racionamiento sea baja, al contar con un sistema robusto de transmisión que permite el apoyo mutuo ante emergencias o ante condiciones adversas de la hidrología. Este es uno de los beneficios más obvios del MER. Sin embargo, la posibilidad de una sequía prolongada, que generalmente es un fenómeno climático que puede extenderse a toda la región o a varios de sus países, incrementa el riesgo de racionamiento asociado.

Asimismo, existen riesgos ocasionados por situaciones de altos precios en el mercado local de electricidad, que pueden inducir a un regulador nacional a limitar las transacciones internacionales, tal y como ya se ha visto en la región en el pasado reciente.

Hay que recordar que la existencia del MER justamente permitirá a los países optimizar sus costos de generación, porque abre la posibilidad de importar energía, desplazando plantas locales más costosas. Cuando el MER opere a plena capacidad, la posibilidad de que un regulador intervenga un contrato firme para controlar situaciones coyunturales de altos precios locales será mínima. Las posibilidades que abre el MER para mitigar los riesgos de altos precios y de racionamiento, al contar con una red de transmisión más robusta, pueden ser complementadas por garantías como las que ofrece la Agencia a la Garantía de la Inversión Multilateral (MIGA, por sus siglas en inglés) para cubrir riesgos como la suspensión de los contratos firmes por el país huésped del generador (CEPAL, 2013c).

Sin embargo, como ya se discutió en capítulos anteriores, el sistema de transmisión regional no es tan robusto, como se discute en la página anterior, debido a que las redes nacionales transmisoras son relativamente débiles; para robustecer el sistema regional, se debe reforzar tales redes nacionales. Además, este aspecto, es una limitante muy severa para la instalación de las plantas regionales, debido a que, ante la ocurrencia de pérdida de alguna de ellas, el sistema del país huésped tendrá dificultades de soportar la contingencia por no contar con las reservas de generación locales suficientes y se pueden sobrecargar líneas de transmisión asociadas a la interconexión con sistemas vecinos, además, del problema que puede representar la gran aportación de la interconexión México-Guatemala a la compensación de desbalances de potencia en el SER.

En conclusión, la instalación de plantas regionales de generación debe estudiarse considerando no solamente aspectos de economías de escala, sino también las problemáticas de planificación operativa y del sistema de transmisión que se presentarían en un momento dado, incluyendo costos asociados.

## **B. Perspectivas de generación en México**

La revisión de los diferentes aspectos legales, técnicos y económicos, permiten vislumbrar posibilidades atractivas de incrementar las exportaciones de México hacia Centroamérica. Sin embargo, se debe cumplir una serie de premisas, las cuales, son listadas a continuación.

### **1. Desarrollo de capacidad instalada de generación**

Con relación a esto, de acuerdo a la problemática y algunas acciones correctivas que fueron planteadas en el Capítulo II, se espera que los precios de la energía en México disminuyan. Si es viable la opción de producir más energía con plantas de ciclo combinado con base en GN, puede ser que se reduzca el efecto estacional de la demanda combinado con la escasez de agua en los principales embalses del país, además de que se pueden mantener competitivos a los precios de la energía.

En el gráfico 18 se presenta la situación del portafolio de generación en México para 2012 y la manera que propone la SENER en que habrá de desarrollarse hasta 2027.

Nótese que existe un incremento significativo en la participación de la capacidad de plantas de ciclo combinado, pasando de un 33,9% (18.000 MW) a un 55,5% (48.951 MW). Debido a que el

factor de planta de este tipo de centrales de generación es alto, en términos de energía la participación de plantas con base en gas será todavía mayor al porcentaje de la capacidad instalada, lo cual es mostrado en el gráfico 19.

Sin embargo, en la Ley de la Industria Eléctrica (DOF, 2014), se ha especificado que los comercializadores y grandes consumidores deben adquirir certificados de energías limpias, cuyas tecnologías pueden incluir lo siguiente (Artículo 3, Fracción XXII):

*“Energías limpias: aquellas fuentes de energía y procesos de generación cuyas emisiones y residuos, cuando los haya, no rebasen los umbrales establecidos en disposiciones reglamentarias que para tal efecto se expidan. Entre las energías limpias se consideran las siguientes:*

- i) El viento;*
- ii) La radiación solar, en todas sus formas;*
- iii) La energía oceánica en sus distintas formas: maremotriz, maremotérmica, de las olas, de las corrientes marinas y del gradiente de concentración de sal;*
- iv) El calor de los yacimientos geotérmicos;*
- v) Los bioenergéticos que determine la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos;*
- vi) La energía generada por el aprovechamiento del poder calorífico del metano y otros gases asociados en los sitios de disposición de residuos, granjas pecuarias y en las plantas de tratamiento de aguas residuales, entre otros;*
- vii) La energía generada por el aprovechamiento del hidrógeno mediante su combustión o su uso en celdas de combustible, siempre y cuando se cumpla con la eficiencia mínima que establezca la CRE y los criterios de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales en su ciclo de vida;*
- viii) La energía proveniente de centrales hidroeléctricas;*
- ix) La energía nucleoelectrica;*
- x) La energía generada con los productos del procesamiento de esquilmos agrícolas o residuos sólidos urbanos (como gasificación o plasma molecular), cuando dicho procesamiento no genere dioxinas y furanos u otras emisiones que puedan afectar a la salud o al medio ambiente y cumpla con las normas oficiales mexicanas que al efecto emita la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales;*
- xi) La energía generada por centrales de cogeneración eficiente en términos de los criterios de eficiencia emitidos por la CRE y de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales;*
- xii) La energía generada por ingenios azucareros que cumplan con los criterios de eficiencia que establezca la CRE y de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales;*
- xiii) La energía generada por centrales térmicas con procesos de captura y almacenamiento geológico o biosecuestro de bióxido de carbono que tengan una eficiencia igual o superior en términos de kWh-generado por tonelada de bióxido de carbono equivalente emitida a la atmósfera a la eficiencia mínima que establezca la CRE y los criterios de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales;*
- xiv) Tecnologías consideradas de bajas emisiones de carbono conforme a estándares internacionales, y*

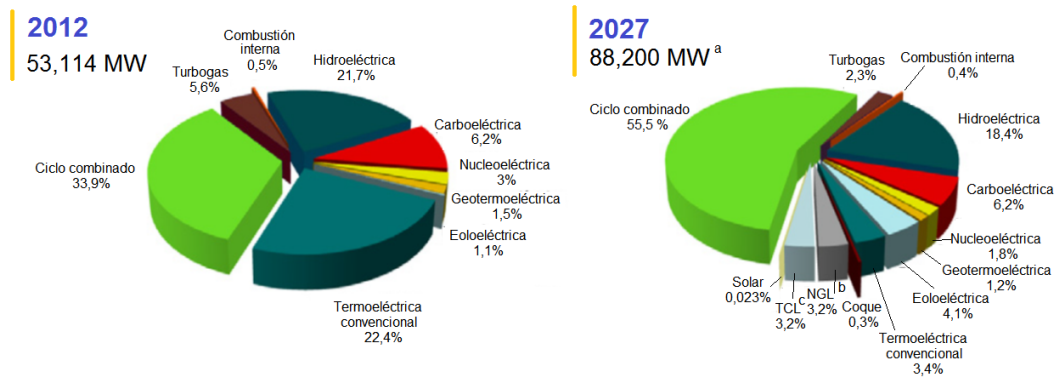
xv) Otras tecnologías que determinen la Secretaría y la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, con base en parámetros y normas de eficiencia energética e hídrica, emisiones a la atmósfera y generación de residuos, de manera directa, indirecta o en ciclo de vida;

Con base en esta clasificación, la generación con plantas de ciclo combinado con base en gas estaría clasificada en los incisos xiii y xiv.

En general, las plantas que producen energía con combustibles fósiles, estarán interesadas en instalar sistemas de captura de emisiones a fin de cumplir con la normativa referente a emisiones contaminantes, lo cual, al mismo tiempo, les permitirá vender Certificados de Energías Limpias, aunque todo dependerá de los precios de esto certificados.

Un efecto adicional de los Certificados de Energías Limpias es que las plantas de ciclo combinado oferten a un sobrepeso para recuperar sus inversiones en los equipos de captura de emisiones, mientras que los comercializadores tendrán que incluir en sus costos reconocidos el precio de los certificados de energías limpias, para trasladarlo al consumidor final. Esto tendrá un impacto en los precios de la energía que se exporte.

**GRÁFICO 18**  
**PARTICIPACIÓN DE TECNOLOGÍAS EN LA CAPACIDAD TOTAL DE GENERACIÓN EN MÉXICO, 2012-2027**



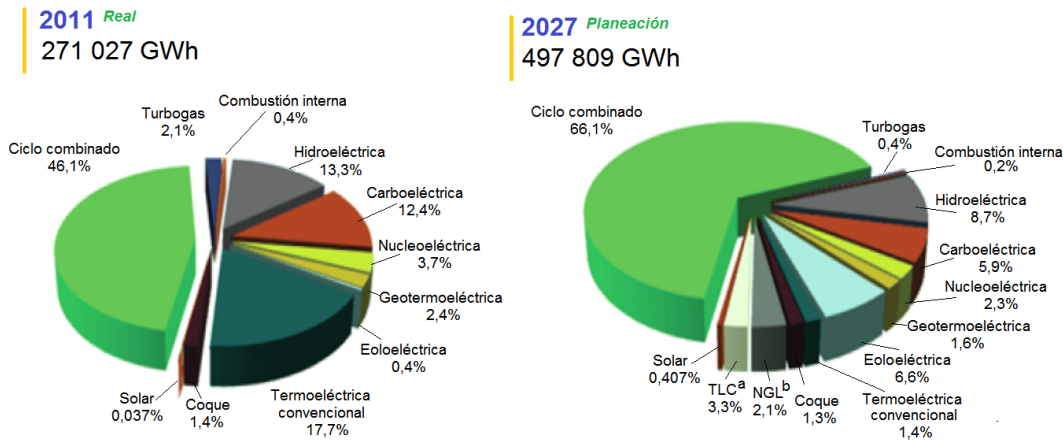
Fuente: SENER, Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027, México, 2013.

<sup>a</sup> Incluye incrementos por reconfiguración y mantenimiento de Laguna Verde, Altamira, Río Escondido, Tula Paquetes 1 y 2, y varias centrales hidroeléctricas.

<sup>b</sup> Nueva Generación Limpia (NGL): Nucleoeléctrica o renovable.

<sup>c</sup> Tecnología de Carbón Limpio (TCL).

**GRÁFICO 19**  
**PARTICIPACIÓN DE TECNOLOGÍAS EN LA GENERACIÓN BRUTA, 2012 A 2027**



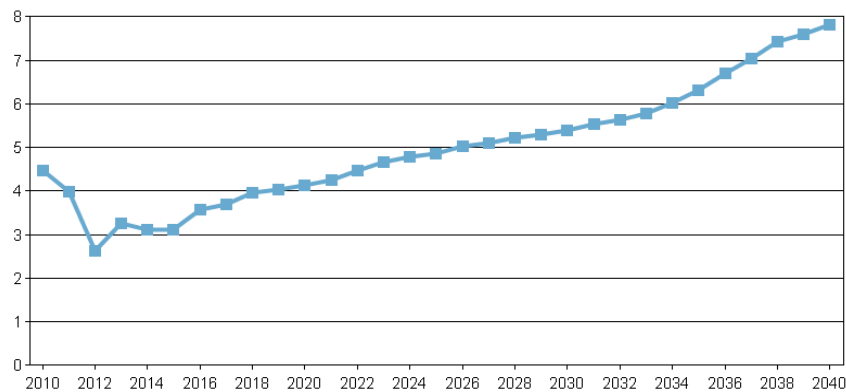
Fuente: SENER, Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027, México, 2013.

- <sup>1</sup> Incluye incrementos por reconfiguración y mantenimiento de Laguna Verde, Altamira, Río Escondido, Tula Paquetes 1 y 2, y varias centrales hidroeléctricas.
- <sup>2</sup> Nueva Generación Limpia (NGL): Nucleoeléctrica o renovable.
- <sup>3</sup> Tecnología de Carbón Limpio (TCL).

La situación anterior, obedece básicamente al pronóstico de los precios del GN, los cuales, se mantendrían en valores tales que permiten generar electricidad a precios competitivos. Esto es ilustrado en el gráfico 20, donde se muestra el pronóstico de precios del GN del caso de referencia hasta 2040 en el Mercado Henry Hub, observándose un precio para ese año de 7,87 dólares /MBtu a dólares de 2011, evidenciando que este comportamiento del precio permitirá un impulso importante en la generación de electricidad con plantas de ciclo combinado.

**GRÁFICO 20**  
**PRECIOS DEL GAS NATURAL EN EL MERCADO HENRY HUB**  
**CASO DE REFERENCIA, 2010 A 2040**

(2011, En dólares/MBTU)



Fuente: Energy International Administration (EIA), 2012 (<http://www.eia.gov>).

## 2. Incremento de la capacidad de suministro de gas

Derivado de la situación actual del mercado del gas natural, la SENER, PEMEX, la CFE y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) han emprendido una estrategia integral para el desarrollo de infraestructura de transporte y comercialización de gas natural (SENER, 2013).

Esta estrategia, junto con el nuevo marco regulatorio resultado de la Reforma Energética de 2013, permitirá el suministro de gas natural a la mayoría de las entidades del país. Además, se ampliará la cobertura en varios de los estados que cuentan con acceso limitado para actividades diferentes a la producción de energía eléctrica. En este sentido, el Sistema Eléctrico Nacional ampliará sus fuentes de suministro de gas natural.

Para tal objeto, se tiene planificada una expansión de la red de gasoductos actuales, con el propósito de incrementar el suministro de gas a la CFE y otros consumidores (véase el cuadro 29). Cabe señalar que estos gasoductos no han sido concluidos, pero todos están en construcción o bien se espera que el proceso de licitación de las obras se realice en 2015 o 2016. Obsérvese que se han incluido dos proyectos de cobertura social, que incluyen ductos que conectan al Sistema central nuevos centros de demanda de gas natural, que corresponden a nuevos polos de desarrollo. Estos son los ductos: a) Lázaro Cárdenas-Acapulco, y b) Salina Cruz-Tapachula (ambos tiene opinión favorable de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, SHCP).

Debe observarse que este segundo gasoducto catalogado de cobertura social facilitaría el suministro de gas natural hacia los países de Centroamérica. En octubre de 2014 las autoridades de los sectores de energía de México y Guatemala firmaron un acuerdo para desarrollar la infraestructura de transporte de gas natural para conectar la región del sureste de México con Guatemala y posteriormente extenderlo hacia el resto de países centroamericanos. En marzo de 2015 en reunión de los Presidentes de México, Guatemala y Honduras, se anunció que los estudios de factibilidad de este gasoducto regional incluirán a este último país. Posteriormente también fue añadido El Salvador, dentro de una iniciativa reciente denominada “Alianza para la Prosperidad del Triángulo Norte”.<sup>22</sup>

**CUADRO 29**  
**PROYECTOS DE SUMINISTRO DE GAS PARA PRODUCCIÓN**  
**DE ELECTRICIDAD EN MÉXICO**

Gasoducto	Capacidad (en millones de PCD)	Entrada en operación	Longitud (en km)	Inversión (en millones de dólares)
Tlaxcala-Morelos	320	2013	170	180-210
Corredor Chihuahua	850	2013	385	450-500
Tamazunchale-El Sauz	630	2014	200	400-600
Norte-Noroeste	1 600	2016	1 944	2 448,3
Yucatán	300	2013	75	125

Fuente: SENER, “Estrategia Nacional Energética 2013-2027”, México, D.F., marzo de 2013.

pcd: pies cúbicos diarios.

En el cuadro 30 se presentan los proyectos de gasoductos que se habrá de desarrollar de 2014 a 2018, con lo cual, la red de gasoductos del país se habrá desarrollado, tal como se muestra en el mapa 6. Debe hacerse notar que estos gasoductos han sido planificados para el desarrollo de actividades de diversa índole, incluyendo las asociadas a producción de electricidad. Observe que las licitaciones son realizadas en el período 2014-2015, con el objeto de que los proyectos entren en operación en el período que va de 2016 a 2018.

<sup>22</sup> Los gobiernos de El Salvador, Guatemala y Honduras acordaron en septiembre de 2014 los “Lineamientos del Plan de la Alianza para la Prosperidad del Triángulo Norte” que guiarán las acciones prioritarias de mediano plazo que acometeremos para crear las condiciones de desarrollo que permitan el arraigo de nuestra población en nuestros países. Las líneas estratégicas de acción de este plan tendrán como objetivos: a) dinamizar el sector productivo para crear oportunidades económicas; b) desarrollar oportunidades para nuestro capital humano; c) mejorar la seguridad ciudadana y el acceso a la justicia; y d) fortalecer las instituciones para aumentar la confianza de la población en el Estado.

**CUADRO 30**  
**PROYECTOS NUEVOS DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL EN MÉXICO**  
**PARA SU ENTRADA EN OPERACIÓN, 2016-2018**

No.	Proyecto	Puesta en servicio estimada	Fecha de licitación
1	Mérida-Cancún	Tercer trimestre de 2016	Segundo semestre de 2014
2	Ojinaga-El Encino	Primer trimestre de 2017	Primer semestre de 2014
3	El Encino-Torreón	Primer trimestre de 2017	Primer semestre de 2014
4	Colombia-Escobedo	Primer trimestre de 2017	Primer semestre de 2015
5	Tuxpan-Tula	Primer trimestre de 2017	Segundo semestre de 2015
6	Los Algodones-San Luis Río Colorado	Primer trimestre de 2017	Segundo semestre de 2014
7	Jáltipan-Salina Cruz	Cuarto trimestre de 2017	Primer semestre de 2015
8	Los Ramones-Cempoala	Cuarto trimestre de 2017	Primer semestre de 2015*
9	Suministro a Baja California Sur	Primer trimestre de 2018	Segundo semestre de 2014
10	Tula-Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara	Primer trimestre de 2018	Primer semestre de 2015
11	Sur de Texas-Tuxpan	Segundo trimestre de 2018	Segundo semestre de 2014
12	Torreón-Centro (primer tramo)	Cuarto trimestre de 2018	Segundo semestre de 2015

Fuente: SENER, Subsecretaría de Hidrocarburos, “Propuesta de nueva infraestructura de Gasoductos para el país”, marzo de 2014.

\* Fecha en revisión por parte de Pemex-Gas y Petroquímica Básica.

**MAPA 6**  
**PROYECTOS NUEVOS DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL EN MÉXICO**  
**PARA SU ENTRADA EN OPERACIÓN, 2015-2019**



Fuente: SENER, Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019, octubre de 2015. PGPB: Pemex Gas y Petroquímica Básica.

Nota: Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.



### C. Acciones a realizar en el mercado mexicano y en el mercado eléctrico regional

A continuación, son presentadas una serie de acciones que deben ser realizadas a fin de propiciar la exportación de energía de México hacia los países de Centroamérica. Estas acciones incluyen tanto al mercado eléctrico de México como al Mercado Eléctrico Regional.

#### 1. Acciones a realizar en el mercado eléctrico de México

Si los precios de la energía en México son competitivos en el MER, entonces, habrá interés por parte de inversionistas de desarrollar proyectos de infraestructura de transmisión para incrementar las transferencias de México hacia distintas partes de la región centroamericana. Sin embargo, para que esto sea una realidad, se debe resolver varios problemas previamente, tales como los siguientes:

- a) **Definición de las leyes secundarias y reglamentos asociados a la reforma eléctrica en México.** Actualmente, ha terminado el proceso de aprobación de las leyes secundarias de la reforma energética promulgada en diciembre de 2013. Estas están dando claridad acerca de la participación privada y pública, así como de la organización del sector eléctrico nacional.

Por otra parte, habrá que esperar a que sean definidos los reglamentos correspondientes, en los cuales, se habrá de especificar la manera en la que compañías generadoras y comercializadoras podrán operar para la importación y exportación de energía eléctrica. Este es un aspecto crucial para cuantificar los costos de generación y transmisión y, por tanto, los precios de la electricidad para exportación a los Estados Unidos y Centroamérica.

- b) **Solución del problema de suministro de gas natural en México.** Este problema ya está siendo resuelto, aunque habrá que esperar a que la red de gasoductos que actualmente se está construyendo sea terminada y que proyectos adicionales sean licitados y puestos en marcha.

#### 2. Acciones a realizar en el mercado eléctrico regional

Si los precios de la energía en México son competitivos en el MER, entonces, habrá interés por parte de inversionistas de desarrollar proyectos de infraestructura de transmisión para incrementar las transferencias de México hacia distintas partes de la región centroamericana. Sin embargo, para que esto sea una realidad, se debe resolver varios problemas previamente, tales como los siguientes:

- a) **Actualización del marco legal del Mercado Eléctrico Regional.** Se ha reconocido que existe una deficiencia en el RMER para abordar lo referente a las conexiones extraterritoriales (México-Guatemala actualmente, y Colombia-Panamá en el futuro). Por tanto, se requiere que los agentes asociados a estas transacciones estén incluidos en el marco de referencia del MER, a fin de mantener la uniformidad de trato que se tiene para los agentes inscritos actualmente en el MER.
- b) **Reforzamiento de las redes eléctricas de Centroamérica.** El problema técnico importante para incrementar las exportaciones de México hacia Centroamérica es la debilidad de las redes eléctricas de Centroamérica, aun cuando se tenga en operación el Proyecto SIEPAC, debido a que esta red está íntimamente ligada a las redes eléctricas de cada uno de los seis países. Por tanto, se requiere que tales redes eléctricas mejoren su infraestructura, a fin de poder incrementar en mayor medida las transferencias internacionales, incluyendo a México.
- c) **Alternativas para mejorar técnicamente las interconexiones.** Existe una alternativa tecnológica atractiva para mejorar las condiciones operativas de los sistemas interconectados. Esta está basada en las interconexiones asíncronas y que, por tal motivo, la interconexión entre Colombia y Panamá se realizará con este tipo de tecnología. En el caso de México y Guatemala, la interconexión es síncrona pero muy limitada. Aun cuando la red de Guatemala se vea reforzada, la capacidad de interconexión actual (225 MVA) debe ser ampliada.

Entonces, puede estudiarse con detalle un reforzamiento de esta interconexión con tecnología asíncrona y comparar la relación costo/beneficio de ambos tipos de alternativas, considerando que esta tecnología reduce las interacciones no deseadas entre los sistemas, mientras que las interconexiones síncronas deben tener siempre actualizados los parámetros de estabilizadores a fin de evitar lo más posible la aparición de las oscilaciones de potencia.

De hecho, en el análisis financiero desarrollado en este trabajo, permite observar que son viables dos de las varias alternativas que puede haber, incorporando tecnología de interconexiones asíncronas, puesto que los precios de la energía no se ven modificados substancialmente, permaneciendo como competitivos con respecto a los precios de la energía en el MER.

## IX. CONCLUSIONES

De acuerdo con lo que se desarrolló en este documento, a continuación son presentadas las conclusiones que se considera importantes:

- 1) Los marcos legales de los seis países de la Región Centroamericana y de México permiten la importación y exportación de energía eléctrica. No hay impedimentos legales para que sean realizadas. De hecho, en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), se establece la forma de que un agente extraterritorial pueda darse de alta como agente del Mercado Eléctrico Regional (MER), a fin de poder comprar o vender energía de este mercado. Sin embargo, se reconoce un vacío regulatorio desde el punto de vista técnico, con respecto a las transacciones extraterritoriales, y que esto ocurre actualmente con la transferencia de México a Guatemala en términos de la coordinación técnica que debe haber para operar interconectado al SER de Centroamérica con el SEM, incluyendo a los operadores de los sistemas de cada país.
- 2) Se realizó una investigación del estado actual de las interconexiones de México con los Estados Unidos, Belice y Guatemala, haciendo énfasis en sus características en cuanto a tipo de contrato, así como de capacidad y tecnología.
- 3) En este informe se presentó una breve descripción de las tecnologías de interconexión asíncronas incluyendo sus características principales y resumiendo algunos de sus desarrollos llevados a la práctica en varias partes del mundo, observando que cada vez más se ha estado optando por el desarrollo de interconexiones asíncronas, incluyendo el proyecto de interconexión Panamá-Colombia, lo cual, permite operar los sistemas eléctricos asociados de manera prácticamente independiente. Este aspecto es muy importante cuando los sistemas que se interconectan son asimétricos en tamaño, siendo este el caso del SEM y el SER.
- 4) Se revisó el estado actual de capacidades de transferencia de las interconexiones en países centroamericanos, en el cual se identifica claramente la manera en que estas capacidades se han ido incrementando a través de los años. Esto depende de las capacidades de transferencia de las interconexiones entre países, de la capacidad máxima de porteo y de importación/exportación de cada área de control (país). Por tanto, es claro que para incrementar las transferencias máximas, se debe desarrollar planes de expansión de los sistemas eléctricos de cada país, considerando con mayor detalle el potencial de intercambio a nivel regional, a fin de incrementar las transacciones internacionales de electricidad.
- 5) Adicionalmente, se realizó una descripción de la interconexión Panamá-Colombia, haciendo énfasis en la forma en que el proyecto se debe desarrollar, con el objeto de que represente un beneficio real para toda la región, así como la problemática asociada a su desarrollo. Se hace una reflexión con respecto a la reducción de los costos marginales de producción, concluyendo que las interconexiones en ambos extremos del SER no compiten entre sí, sino que más bien son complementarias.
- 6) Se analizaron los precios de la energía de la interconexión México-Guatemala, observando un problema de estacionalidad en lo referente a 2012 y 2013, el cual incrementa los precios de la energía de México, aunque durante 2011 se apreció una uniformidad mayor en el precio de la energía, ya que las transferencias de energía hacia Guatemala se mantuvieron estables, indicando que en ese año la CFE mantuvo precios de energía menores a los de Guatemala. Esto permite concluir que, si son resueltos los problemas coyunturales de generación de energía eléctrica que se han presentado en México en los últimos años, consistentes en una sequía prolongada de varios años e insuficiencia de suministro de gas natural, se tiene una amplia oportunidad de generar energía eléctrica, cuyos precios, incluyendo los del transporte, pueden ser muy competitivos con respecto a los precios que se presentan en el MER.

- 7) Es importante recalcar que el problema de la estacionalidad de los precios de la energía en México son resueltos con el gran soporte previsto de plantas de generación de ciclo combinado con base en gas natural, considerando que los precios de este combustible permanecerán relativamente bajos.
- 8) Una forma simple para identificar la competitividad de los precios de la energía de México en el MER, es lo referente a las economías de escala en generación, donde se observa que el costo nivelado de generación es menor cuando se tiene capacidades instaladas mayores, de modo que económicamente es más conveniente incrementar la generación en México y exportar al MER, con respecto a la opción de construir plantas de la misma capacidad directamente en Centroamérica, debido a que existe la limitante técnica de mantener reservas operativas sincronizadas a cada área de control (país), las cuales, en principio, deberían cubrir la salida de la unidad de generación con la capacidad más grande conectada al sistema. Esta situación puede ser reforzada por el hecho de que se espera, a partir de la reforma energética en México, un gran desarrollo en proyectos de extracción de gas natural, el cual se prevé que mantenga sus costos relativamente bajos, de modo que se tendría la oportunidad de producir la energía a costos menores que los actuales.
- 9) Un problema técnico importante y que actualmente ha limitado la transferencia de energía eléctrica entre México y Centroamérica es el relacionado con las oscilaciones de potencia, el cual se ha presentado en varias ocasiones en el Sistema Eléctrico Regional (SER) de la región centroamericana. Este problema tiene varias soluciones, pero una definitiva, aunque complicada desde el punto de vista comercial, es la sustitución de la interconexión síncrona actual entre México y Guatemala por una asíncrona, lo que, además, permitiría una mayor flexibilidad operativa de los sistemas eléctricos de México y Centroamérica. En este sentido, se realizó el análisis financiero preliminar de dos alternativas de proyecto de interconexión asíncrona para conectar la línea SIEPAC con el SEM, mostrando que sus costos de transmisión no impactan significativamente a los precios de la electricidad de México, de modo que estos continuarían siendo competitivos.
- 10) Con respecto al marco regulatorio en México, en la reforma promulgada el 20 de diciembre de 2013, se ha establecido que se habrá de crear un mercado mayorista de energía y empresas comercializadoras con participación privada. La operación del mercado y del sistema estará a cargo del Centro Nacional de Control de Energía, organismo que será independiente de la CFE. Además, se ha definido que la CFE se transformará en una empresa productiva con participación en la generación, transmisión y distribución. Bajo este nuevo entorno del sector eléctrico nacional, se esperaría que la CFE separe contablemente a la generación de la transmisión y la distribución y que en lo que concierne a la transmisión y la distribución, se deberá procurar que la empresa recupere todos sus costos y, adicionalmente, obtenga un margen de utilidad.
- 11) Con respecto al punto anterior, es de esperarse que los precios de la energía ofertados desde México hacia Centroamérica se incrementen, ya que deberán integrar una componente de porteo y servicios auxiliares. Sin embargo, ante un panorama en el cual predominará la producción de electricidad con gas relativamente económico, los precios de la energía en México permanecerán competitivos ante el MER.
- 12) En contraparte, una transacción de exportación de energía desde México hacia Centroamérica, debería pagar los costos por uso de red, incluyendo a los sistemas eléctricos de cada país y a la línea SIEPAC, dependiendo de los puntos de retiro.

Con base en lo anterior, es concluyente que existe una amplia oportunidad de negociar mayores transferencias de energía eléctrica de México hacia Centroamérica, siempre y cuando sean resueltos los problemas de generación de electricidad en México, se fortalezcan las redes de transmisión de cada país de Centroamérica, se analice la mejor solución técnica de interconexión con el propósito de evitar los problemas de oscilaciones de potencia y otros problemas de índole operativo, y se realicen las modificaciones/adiciones al marco regulador actual, básicamente el RMER, a fin de permitir la utilización más intensa de la interconexión existente.

## BIBLIOGRAFÍA

- ABB (2012), “ABB awarded \$60 million HVDC order to support grid reliability in Texas”, disponible en: <<http://www.abb.com.mx/cawp/seitp202/2b082f6ff71572adc1257a680037f649.aspx>>.
- Ávila Rosales Miguel Ángel, Héctor Gerardo Sarmiento y Daniel León Rodríguez (2011), “Transamerica Interconnections”, *Transmission & Distribution World*, 1 de diciembre, disponible en: <[http://tdworld.com/overhead\\_transmission/mexico-us-ties-20111201/#ixzz2JNkJUDM0](http://tdworld.com/overhead_transmission/mexico-us-ties-20111201/#ixzz2JNkJUDM0)>.
- Barhman Michael, Edris Abdel-Aty y Haley Rich (1999), “Asynchronous Back-to-Back HVDC Link with Voltage Source Converters”, documento presentado en la Minnesota Power Systems Conference, en noviembre.
- BID (Banco Interamericano de Desarrollo) (2011), “Informe de Terminación de Proyecto de Interconexión Eléctrica entre Guatemala y México”, Washington, D. C., febrero.
- \_\_\_\_\_ (2004), “Plan Puebla-Panamá, Interconexión eléctrica entre Guatemala y México. Propuesta de préstamo”, Washington, D. C.
- Calderón Guízar Guillermo (2009), “Metodología para la Ubicación de PMU para el Monitoreo de Oscilaciones Críticas en Sistemas Eléctricos de Potencia,” *Boletín del Instituto de Investigaciones Eléctricas*, Cuernavaca, Morelos, México, julio-septiembre.
- CDMER (Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional de Centroamérica) (2016), “Informe del grupo de acción Estados Unidos-Centroamérica sobre seguridad energética”, San José, Costa Rica, febrero.
- CEAC (Consejo de Electrificación de Centroamérica) (2007), *Plan indicativo de expansión de la generación, periodo 2007-2020*, Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa (GTPIR), abril.
- \_\_\_\_\_ (1996), “Tratado Marco del Mercado Eléctrico de Centroamérica”, 30 de diciembre.
- CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) (2016), “Evolución de la Demanda Máxima Integrada Semanal y Margen de Reserva Operativo del SIN” (<http://www.cenace.gob.mx/>), Ciudad de México.
- CFE (Comisión Federal de Electricidad) (2005), “Sincronización del Área de Control Noroeste al Sistema Eléctrico Nacional”.
- \_\_\_\_\_ (2010), “Programa de Obras de Infraestructura del Sector Eléctrico (POISE)”, Ciudad de México.
- \_\_\_\_\_ (2011), “Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico: Transmisión y Transformación 2011”, Ciudad de México.
- CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (2016), “Bases de datos, estadísticas e indicadores de América Latina y el Caribe <[http://estadisticas.cepal.org/cepalstat/WEB\\_CEPALSTAT/Portada.asp](http://estadisticas.cepal.org/cepalstat/WEB_CEPALSTAT/Portada.asp)>, Santiago, Chile.
- \_\_\_\_\_ (2015a), “Centroamérica: Estadísticas de producción del subsector eléctrico, 2014” (LC/MEX/L.1195), Ciudad de México, noviembre.
- \_\_\_\_\_ (2015b), “Energía en Centroamérica: Reflexiones para la transición hacia economías bajas en carbono” (LC/MEX/L.1192), Ciudad de México, octubre.
- \_\_\_\_\_ (2013a), “Desarrollo del shale gas e impacto en los mercados energéticos de México, Centroamérica y el Caribe”, Javier H. Estrada Estrada, en proceso de publicación.
- \_\_\_\_\_ (2013b), “Análisis del mercado eléctrico regional de Centroamérica y acciones para impulsar proyectos de generación regional,” Isaac Castillo.
- \_\_\_\_\_ (2004), “Fundamentos para la constitución de un mercado común de electricidad” (LC/L.2159-P), Alfredo Muñoz, Santiago, Chile, julio.
- \_\_\_\_\_ (2000), “Belize: Escenarios para la integración eléctrica con los países vecinos” (LC/MEX/R.762), Ciudad de México, agosto.
- \_\_\_\_\_ (1992), “Interconexión eléctrica Guatemala-México, Estudio preliminar (LC/MEX/R.357), Ciudad de México, junio.
- \_\_\_\_\_ (1991), “Estudio de prefactibilidad de la interconexión eléctrica de Colombia, Venezuela, Istmo Centroamericano y México: términos de referencia (sin sigla), Ciudad de México.
- \_\_\_\_\_ (1980), “Informe final del estudio regional de interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano (ERICA)” (E/CEPAL/CCE/SC.5/135), 2 volúmenes, Ciudad de México.
- Clark Harrison, Edris Abdel-Aty, El-Gasseir Mohamed, Epp Ken, Issacs Andrew y Woodford Dennis (2008), “Softening the Blow of Disturbances,” *IEEE Power and Energy Magazine*, enero-febrero, págs. 30-41.
- CNEE (Comisión Nacional de Energía Eléctrica) (2011), “Interconexión Eléctrica Guatemala-México”, presentación en *Power Point*, Guatemala, noviembre.
- CRIE (Comisión Reguladora de la Interconexión Eléctrica) (2002), “Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional”.
- \_\_\_\_\_ (2013), “Resolución N° CRIE-NP-01-2013”, disponible en: <<http://www.crie.org.gt/>>.

- DOF (Diario Oficial de la Federación) (2014), “Ley de la Industria Eléctrica”, 11 de agosto.
- Duque Ruiz, Roberto, (2011), “México exporta tecnología de ingeniería a través de CFE”, presentación en *Power Point* en el Colegio de Ingenieros Civiles de México, Grupo "Visión prospectiva México 2030", septiembre.
- EEC (Estudios Energéticos Consultores) (2014), “Actualización de la Estrategia de Introducción del Gas Natural en Centroamérica, Informe preparado para el BID, enero.
- EOR (Ente Operador Regional) (2016), “Estado de situación del Plan de Trabajo para la solución de las Oscilaciones Electromecánicas en Centroamérica”, Reunión del Grupo de Acción para la Seguridad Energética - “*Task Force*”, San José, Costa Rica, febrero.
- \_\_\_\_\_ (2013a), “Enlaces del Sistema Eléctrico Regional”, disponible en: <<http://www.enteoperador.org>>.
- \_\_\_\_\_ (2013b), “Identificación de la Red de Transmisión Regional para el año 2013”.
- \_\_\_\_\_ (2012a), “Estudio de Máximas Transferencias en el Sistema Eléctrico Regional, Segundo Semestre de 2012”, disponible en: <<http://www.enteoperador.org>>.
- \_\_\_\_\_ (2012b), “Datos de Precios Nodales de la Energía en los Nodos de las Interconexiones del SER”, disponible en: <<http://www.enteoperador.org>>.
- \_\_\_\_\_ (2011), “Máximas Transferencias en el Sistema Eléctrico Regional (SER) Segundo Semestre de 2010”, San Salvador, El Salvador.
- Entorno Inteligente (2014), “PANAMÁ: EIA de interconexión duraría dos años” 08/08/2014, publicada en: <<http://www.entornointeligente.com/articulo/3017972/PANAMA-EIA-de-interconexioacute;n-durariacute;a-dos-antilde;os-08082014>>.
- EPR (2013a), “Historia de EPR”, disponible en: <[http://www.eprsiepac.com/historia\\_siepac\\_transmision\\_costa\\_rica\\_htm](http://www.eprsiepac.com/historia_siepac_transmision_costa_rica_htm)>
- \_\_\_\_\_ (2013b), “Descripción del Proyecto SIEPAC”, disponible en: <[http://www.eprsiepac.com/descripcion\\_siepac\\_transmision\\_costa\\_rica\\_htm](http://www.eprsiepac.com/descripcion_siepac_transmision_costa_rica_htm)>
- Fernández González Luis (2005), “Notas del Curso Ingeniería Financiera y Análisis de Riesgo”, diplomado en Mercados de Electricidad, Instituto Tecnológico de Morelia, México.
- Gobiernos de El Salvador, Guatemala y Honduras (2014), “Lineamientos del Plan de la Alianza para la Prosperidad del Triángulo Norte”, septiembre.
- González Castellón René (2011), “Experiencia Operativa y Comercial en el MER con la Interconexión Guatemala-México”, *Ente Operador Regional*, presentación en Power Point disponible en: <[http://www.crie.org.gt/files/eor\\_-\\_ing\\_rene\\_gonzalez.pdf](http://www.crie.org.gt/files/eor_-_ing_rene_gonzalez.pdf)>.
- Heydt, G. T., Karady G. G., Ramírez Hernández J. y Pérez Guerrero R. E. (2007), “Feasibility of a High Voltage Direct Current Transmission Asynchronous Tie between Mexico and Arizona”, Project Number E-04-01, Arizona State University.
- INDE (2012), “Informe de Contrato de Importación 120 MW Firmes INDE-CFE”, noviembre, disponible en: <<http://www.inde.gob.gt/>>.
- La Prensa (2013a), “Gobierno de Panamá descarta proyecto de interconexión eléctrica con Colombia”, disponible en: <<http://www.prensa.com/uhora/economia/>>.
- \_\_\_\_\_ (2013b), “EEB de Colombia, interesada en interconexión”, disponible en: <<http://www.prensa.com/impreso/economia/eeb-de-colombia-interesada-en-interconexion/165001>>.
- Larsen Einar, Richard Piwko y Donald McLaren (2009), General Electric (GE) Energy, “Variable frequency transformer for asynchronous power transfer,” *Energyze, Transmission and Distribution*, junio, págs. 34-38.
- Normak Bo (2002), “Cross Sound Goes Underground,” *Power Engineering International Magazine*, diciembre, págs. 22-25.
- OLADE (Organización Latinoamericana de Energía) (2010), “V Foro de Integración Energética Regional-FIER 2010,” Sesión 1 CFE, Managua, Nicaragua, 26 y 27 de octubre.
- Pan Jiuping, Reynaldo Nuqui, Kailash Srivastava, Tomas Jonsson, Peter Holmberg y Ying-Jiang Hafner (2008), “AC Grid with Embedded VSC-HVDC for Secure and Efficient Power Delivery,” IEEE Energy 2030, Atlanta, GA, 17-18 de noviembre.
- Proyecto Mesoamérica (2012), “Interconexión Eléctrica Panamá-Colombia”, disponible en: <<http://www.proyectomesoamerica.org>>.
- PSRC (2005), “Power Swing and Out-Of-Step Considerations on Transmission Lines”, IEEE Power Engineering Society, Power System Relaying Committee, 19 de julio.
- REDCA (2013), “Proyecto SIEPAC Historia”, disponible en: <<http://www.redsiepac.com/proyecto.html>>.
- Román Messina A., J. M. Ramírez y J. M. Cañedo (1998), “An Investigation of the Use of Power System Stabilizers for Damping Inter-Area Oscillations in Longitudinal Power Systems,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, N° 2, mayo.

- Ruiz-Caro, Ariela (2010), "Puntos de Conflicto de la Cooperación e Integración Energética en América", CEPAL, Santiago, Chile, marzo.
- Santiago Jeovani E., Horacio Tovar, Nemorio González, Anselmo Sánchez, Martín Vivar y José Rojas (2008), "Índices de Medición de Poder de Mercado: Determinación y Análisis en un Modelo Real," IEEE Sección México, Reunión de Verano de Potencia y Aplicaciones Industriales, RVP-AI 2008, Acapulco Gro., México.
- SENER (Secretaría de Energía) (2015), "Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019", Ciudad de México, octubre.
- \_\_\_\_\_ (2012), "Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026", disponible en: <[http://www.sener.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/pub/2012/PSE\\_2012\\_2026.pdf](http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PSE_2012_2026.pdf)>.
- \_\_\_\_\_ (2013), "Estrategia Nacional de Energía 2013-2027", Ciudad de México, disponible en: <<http://www.sener.gob.mx/>>.
- Wikipedia (2014), "Murraylink", disponible en: <<http://en.wikipedia.org/wiki/Murraylink>>.







Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)  
Economic Commission for Latin America and the Caribbean (ECLAC)  
[www.cepal.org](http://www.cepal.org)