

República de Panamá
Secretaría Nacional de Energía

Definición de Política y Criterios
para la Revisión del Plan de Expansión
del Sistema Interconectado Nacional

2013

I. Referencias Legales

A. Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 “Que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad”

Sección II, Expansión del Sistema Interconectado Nacional

Artículo 7. *Criterios.*

La definición de las políticas y criterios para la expansión del sistema interconectado nacional, se realizará a corto y largo plazo, de manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por La Secretaría Nacional de Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental, financiera y económicamente viables, y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.

Artículo 8. *Preparación de los planes de expansión.*

La Empresa de Transmisión a que se refiere el capítulo IV del título III de esta Ley, elaborará el plan de expansión, de acuerdo con los criterios y políticas establecidos por La Secretaría Nacional de Energía y en concordancia con los planes de desarrollo del sector energético adoptados por el Estado.

Las empresas de distribución y de generación suministrarán, a la Empresa de Transmisión, la información necesaria para preparar el plan de expansión, según se establezca en el reglamento o lo determine el Ente Regulador.

El plan de expansión deberá ser actualizado o revisado anualmente, o cuando se presenten cambios de importancia en los supuestos, proyecciones o criterios que lo sustentan.

La Empresa de Transmisión consultará la opinión de las empresas de distribución y de generación sobre el plan de expansión. Las empresas distribuidoras tendrán el derecho de reducir su demanda proyectada, de acuerdo con las decisiones que adopten para contratar el suministro de energía con empresas distintas a la Empresa de Transmisión, dentro de los

límites establecidos en esta Ley. La empresa de Transmisión efectuará los ajustes necesarios al plan y lo someterá a la aprobación del Ente Regulador. Una vez aprobado, el plan de expansión servirá de base, a la Empresa de Transmisión, para establecer los requerimientos de suministro de energía a largo plazo, que se utilizan para el respectivo proceso de contratación.

**B. Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998
“Por el cual se reglamenta la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997,
que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación
del Servicio Público de Electricidad”**

Título I, Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional

Artículo 1. *Elaboración del Plan de Expansión.*

Para la elaboración de los Planes de Expansión, la Empresa de Transmisión formulará una metodología detallada que se basará en Lineamientos Generales y Pautas Metodológicas que emita la Secretaría Nacional de Energía.

Artículo 2. *Plan de Expansión.*

Sobre la base de los criterios que haya fijado la Secretaría Nacional de Energía, y la información sobre demanda, oferta de generación, datos técnicos y económicos sobre el sistema de transmisión, se elaborará un Plan de Expansión, en el cual se identificarán las adiciones de capacidad de generación y transmisión que permitan atender la demanda.

Este Plan deberá elaborarse para un período mínimo de diez (10) años. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos podrá mediante Resolución hacer un cambio a este período, si se da alguna condición que lo requiera.

Artículo 4. *Presentación de los Resultados del Plan de Expansión.*

A más tardar el 30 de junio de cada año, la Empresa de Transmisión presentará a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y a la Secretaría Nacional de Energía los resultados del Plan de Expansión, incluyendo detalle de la información base utilizada para su elaboración. El Plan deberá incluir una propuesta sobre la generación adicional que deberá contratarse para atender el crecimiento de la demanda.

A la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos le corresponderá la aprobación del plan de expansión. Durante los primeros cinco años, a la Empresa de Transmisión le corresponderá la ejecución del Plan aprobado, el cual será de carácter normativo en materia de generación y transmisión; después del quinto año este Plan será indicativo en materia de generación y normativo en transmisión.

C. Ley N° 43 de 25 de abril de 2011
“Que reorganiza la Secretaría Nacional de Energía y dicta otras disposiciones”

Artículo 1.

Se reorganiza la Secretaría Nacional de Energía, en adelante la Secretaría, como una entidad del Órgano Ejecutivo, rectora del sector energía, cuya misión es formular, proponer e impulsar la política nacional de energía con la finalidad de garantizar la seguridad del suministro, el uso racional y eficiente de los recursos y la energía de manera sostenible, según el plan de desarrollo nacional y dentro de parámetros económicos, competitivos, de calidad y ambientales.

La Secretaría estará adscrita al Ministerio de la Presidencia y tendrá las facultades y competencias que se establezcan en esta Ley.

Artículo 6.

La Secretaría tendrá las siguientes funciones relativas a la planeación y planificación estratégica y formulación de políticas del sector energía:

...

7. Establecer los lineamientos para el diseño del plan de expansión de generación para el Sistema Interconectado Nacional. Este plan tendrá carácter meramente indicativo.

8. Establecer el diseño del plan de expansión de transmisión para el Sistema Interconectado Nacional en el que se indicarán los proyectos estratégicos.

...

Artículo 11.

La Secretaría tendrá las siguientes funciones administrativas:

...

6. Dar seguimiento a los planes de expansión e inversión de los proyectos energéticos.

...

D. Reglamento de Transmisión

El Reglamento de Transmisión, aprobado mediante la resolución JD-5216 de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y sus modificaciones, forman parte de la normativa relacionada con el Plan de Expansión de Transmisión y el Plan Indicativo de Generación.

II. Lineamientos Generales

A. Requerimientos de Calidad

Generación:

Nos referimos al Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y al Capítulo III, “Terminología y Definiciones” del Reglamento de Operaciones que define “Calidad” como: “la condición de tensión y frecuencia del servicio eléctrico dentro de los niveles establecidos por las normas legales y reglamentos vigentes aplicables”.

Transmisión:

Cumplir con las normas de calidad debidamente aprobadas por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) mediante la(s) resolución(es) vigente(es).

B. Mínimo Costo

Se mantiene el criterio de obtención del plan de mínimo costo traído a valor presente cumpliendo criterios de confiabilidad y calidad de suministro y que a su vez genere un beneficio óptimo. De acuerdo al Artículo 81 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997,

“La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. preparará el pliego de cargos y efectuará la convocatoria de los actos de concurrencia para la compra de potencia y/o energía, así como la evaluación y adjudicación de los contratos de suministro correspondientes, de acuerdo con los parámetros, criterios y procedimientos establecidos por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, y asignará dichos contratos de suministro a las empresas distribuidoras, para su firma y ejecución, mediante resolución debidamente motivada.”

Por lo tanto, la competencia entre las empresas generadoras (existentes y/o futuras) es el mecanismo previsto en el Texto Único de la Ley 6 de 1997 para lograr un precio eficiente de generación, lo cual debe enmarcarse en los criterios indicados por la Secretaria Nacional de Energía y su Consejo Consultivo compuesto por la ANAM, EGESA, ASEP y ETESA.

Además, la realización del proyecto SIEPAC cuya entrada en servicio se hizo efectiva en 2012 con la excepción del tramo “Parrita – Palmar Norte” que está proyectada para Agosto de 2013, introduce la oportunidad de un mercado regional que intercambia más de 2,500 GWh netos por año, por lo que los criterios de inversión en generación no se circunscribirán exclusivamente al mercado nacional. Además, abre las posibilidades para la instalación de plantas de mayor capacidad con miras a la exportación hacia el mercado centroamericano.

Por ende, se hace necesario analizar diversos escenarios donde se tomen en cuenta las últimas tecnologías y los precios de generación del mercado local y regional y las fechas de expiración de los contratos de compraventa de energía vigentes, entre otros, para abarcar una gama razonable de alternativas de expansión del parque de generación que sean cónsonas con la realidad del sector a nivel local y regional.

Por otro lado, también habría que tomar en cuenta la Ley 45 de 4 de agosto de 2004, “Que establece un régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias, y dicta otras disposiciones.”, y los incentivos contemplados en ésta, que coadyuvan al desarrollo de proyectos de energías renovables.

C. Criterios de Seguridad y Confiabilidad

El Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) utilizará como criterios de confiabilidad los siguientes:

Generación:

Energía: (I) Para ningún año del período de planificación se permiten déficit de energía que superen el 2% de la demanda de cualquier mes, en más del 5% de las series hidrológicas, y

(II) No se permiten déficit de cualquier cantidad que aparezcan para el mismo mes de cualquier año del período de planificación en todas las series hidrológicas; y para

Potencia: El parque de generación propuesto debe tener en todo momento una reserva mínima correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo calculada por el CND de acuerdo a las reglas comerciales y aprobadas por la ASEP.

Transmisión:

Criterio de Seguridad: Se utilizará como criterio de confiabilidad el esquema N-1, no obstante, se deberán evaluar los aspectos probabilísticos y económicos para decidir el nivel de su aplicación, tomando en cuenta el comportamiento dinámico del Sistema Interconectado Nacional, como lo señala el Reglamento de Transmisión, “el Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado de tal forma de soportar cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir que nunca el sistema puede entrar en colapso o desmembramiento incontrolado ante una falla simple. Para ese logro podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión”.

Criterio de Confiabilidad: De acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Transmisión que señala:

Artículo 94: “Para el diseño de la red de transmisión en el Plan de Expansión, así como en cualquier estudio para la expansión del sistema de transmisión por medio de una conexión que lo justifique se deberá calcular la

adecuación del sistema a través de índices de Valor Esperado de Energía No Servida (EENS) a nivel de barra y a nivel del Sistema Interconectado Nacional, considerando la influencia tanto del sistema de generación como del Sistema Principal de Transmisión en los mismos”.

Artículo 96: “El valor del Costo de la Energía No Servida (CENS) a los efectos de la determinación del costo del valor esperado de la energía no servida será de $CENS = 1,850 \text{ \$/MWh}$ ”, de acuerdo con la Resolución AN No. 2152-Elec de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

D. Costo de Racionamiento de Energía

Se establece como costo de racionamiento de energía para esta revisión del Plan de Expansión un valor único de $1,850 \text{ \$/MWh}$, que corresponde al CENS.

E. Otros Lineamientos

1. El Plan de Expansión del Sistema de Generación debe considerar los proyectos hidroeléctricos más factibles que permitan disminuir el impacto de los precios de los derivados del petróleo a nivel mundial y se promueva el desarrollo racional y sustentable de los recursos naturales del país.
2. Diversificar las fuentes de suministro de energía utilizando la última tecnología de mitigación de las emisiones de los gases de efecto invernadero y cumpliendo con las normas ambientales correspondientes. En los análisis deben contemplarse, además de las fuentes hídricas, las siguientes:
 - a. Tradicionales: Eólica, Gas Natural, Carbón y Fotovoltaica.
 - b. Factibles: Turba, Mareomotriz, Biocombustibles y demás tecnologías.
3. Pronóstico de Precios de los Combustibles
 - a. Como pronóstico de los precios de los combustibles utilizados para generación térmica deben utilizarse dos escenarios en el Plan de Expansión de 2013:
 - Un escenario de precios base en torno a los $89.54 \text{ US\$/barril}$

- para el crudo WTI publicados por Platts.
- Un escenario de precios altos en torno a los 107.45 US\$/barril para el crudo WTI publicados por Platts.
 - Para ambos escenarios se tomará el valor indicado como punto de partida en el año 2013 para aplicar la tendencia Alta (“High Price”) de la proyección de combustible estimada por la última versión del “Annual Energy Outlook” de la EIA/DOE.
- b. Los precios indicados para el Diesel Liviano y Bunker C están referenciados a los precios WTI publicados por Platts del crudo de 89.54 y 107.45 US\$/barril respectivamente más US\$ 6.00/barril por transporte.
- c. Como pronóstico de los precios del Gas Natural Líquido (GNL) utilizados para generación térmica, deben utilizarse dos escenarios en el Plan de Expansión de 2013:
- Un escenario de precios base en torno a los 9.44 US\$/10⁶ BTU, incluyendo transporte.
 - Un escenario de precios altos en torno a los 11.33 US\$/10⁶ BTU, incluyendo transporte.
 - Los precios indicados para el GNL están referenciados a los precios “UK Heren NBP Index”.
 - El costo de las instalaciones de regasificación deberá ser incluido, adicionalmente, a los precios del GNL.
 - Para ambos escenarios se tomará el valor indicado como punto de partida en el año 2013 para aplicar la tendencia Alta (“High Price”) de la proyección del Henry Hub estimada por la última versión del “Annual Energy Outlook” de la EIA/DOE.
- d. El plan debe evaluar la posibilidad de generación a base de carbón. Para el caso de Carbón, de 11600 BTU / 6450 cal/kgr, se utiliza un precio de 82.00 US\$/Ton en el Escenario de Precios Base y un precio de 98.40 US\$/Ton en el Escenario de Precios Alto, de acuerdo a la UPME, mas 6.50 US\$/Ton por transporte.

Escenario de Precios Base

- Crudo WTI publicados por Platts	89.54 US\$/Barril
- Precio del GNL – UK Heren NBP Index (con transporte, sin regasificación)	9.44 US\$/10 ⁶ BTU
- Fuel Oil pesado para Generación Eléctrica (con transporte)	100.87 US\$/Barril
- Diesel Bajo en Azufre para generación eléctrica (con transporte)	130.51 US\$/Barril
- Carbón Mineral (con transporte)	88.50 US\$/Ton

Escenario de Precios Altos

- Crudo WTI publicados por Platts	107.45 US\$/Barril
- Precio del GNL – UK Heren NBP Index (con transporte, sin regasificación)	11.33 US\$/10 ⁶ BTU
- Fuel Oil pesado para Generación Eléctrica (con transporte)	119.85 US\$/Barril
- Diesel Bajo en Azufre para generación eléctrica (con transporte)	155.41 US\$/Barril
- Carbón Mineral (con transporte)	104.90 US\$/Ton

Para proyectar las variaciones de los promedios de los precios de los energéticos utilizados en el plan de expansión se tomará también el valor indicado como punto de partida en el año 2013 para aplicar la tendencia Alta (“High Price”) de la proyección de combustible estimada por la última versión del “Annual Energy Outlook” de la EIA/DOE .

- e. Es importante reiterar las siguientes observaciones hechas por la propia Agencia Internacional de la Energía (EIA) y el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), con respecto a sus proyecciones:

“Prices

*EIA has endeavored to make these projections as objective, reliable, and useful as possible; however, they **should serve as an adjunct to, not a substitute for, analytical processes in the examination of policy initiatives.**”*

En otras palabras hay que hacer el señalamiento de que la estimación de precios a futuro utilizando las proyecciones de la EIA/DOE implica un riesgo que no se puede precisar con certeza.

4. Para efectos del Plan de Expansión deberán considerarse en la versión final, además de los proyectos en los que se tenga certeza de su construcción o que tengan un contrato de suministro, aquellos proyectos que luego de ser incluidos inicialmente en las corridas resulten económicamente viables. Se entenderá como certeza de construcción a los proyectos que tengan financiamiento comprobado o 25% de avance en su construcción y como económicamente viables, aquellos proyectos con un retorno a la inversión (TIR) de 10%, evaluado por 15 años a partir de su entrada en operación comercial. Este criterio rige inclusive para aquellos proyectos considerados como fijos.

F. Planes de Desarrollo Energético

1. Sistema de Generación Futuro:

Se considerarán proyectos fijos y proyectos candidatos de la siguiente manera:

- El periodo fijo queda definido como los cuatro primeros años desde la fecha de inicio del plan de expansión.
- **Proyectos fijos** son aquellos que:
 - Inician su operación dentro del periodo fijo,

- O se encuentran efectivamente en construcción,
- O tienen, como mínimo, emitida y vigente la respectiva resolución de la ASEP en la que se certifica la obtención de la concesión definitiva para la construcción y operación de una central hidroeléctrica.
- O tienen, por lo menos, la autorización de conducencia de la ANAM.
- O, en el caso de centrales térmicas, que tengan vigente la licencia provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.
- O que, los promotores hayan presentado ofertas durante los actos realizados por la ASEP para la autorización de los trámites de aprobación del estudio de impacto ambiental de los respectivos proyectos hidroeléctricos ante la ANAM, y se haya formalizado mediante el pago por éste derecho.

Plan de Corto Plazo						
Entrada en Operación Comercial	Proyecto	Capacidad Instalada (MW)				Total
		Hidro	Eólico	Solar	Termo	
2013	Las Perlas Norte	10.0				115.60
	Las Perlas Sur	10.0				
	Monte Lirio (Contrato)	51.6				
	Pando (Contrato)	32.6				
	San Lorenzo	9.0				
	Sarigua			2.4		
2014	Bajo Frío	58.0				413.12
	Bonyic	31.8				
	El Alto	60.0				
	El Síndigo	10.0				
	La Huaca	4.97				
	Unión Eólica Panameña		220.0			
	Santa María 82	28.35				
2015	Asturias	4.1				112.95
	Bajo del Totuma	5.0				
	Barro Blanco	28.84				
	Caldera	6.1				
	Cañazas	5.94				
	Los Estrechos	9.5				
	Los Planetas II	3.72				
	Ojo de Agua	6.45				
	San Andrés	12.8				
	Santa María	26.0				
	Terra 4 - Tizingal	4.5				

2016	Burica	63.0				134.26
	Chuspa	6.65				
	La Laguna	13.79				
	La Palma	3.0				
	Las Cruces	19.38				
	Rio Piedra	9.0				
	San Bartolo	19.44				
Total Instalado (MW)		553.53	220.0	2.4	0.0	775.93

- Se mantienen con fecha de entrada fija un proyecto solar de 2.4 MW para entrar en operación comercial en el segundo semestre del año 2013 al igual que el proyecto Eólico de “Unión Eólica Panameña, S.A.” de 220 MW para entrar en operación comercial en el año 2014.
- **Proyectos candidatos** son aquellos con trámite de solicitud de concesión o licencia ante la ASEP, considerando que para poder ser incluidos se requiere la información necesaria para la caracterización de los mismos.

2. Escenarios a Analizar:

- Un escenario hidro-térmico considerando los proyectos hidroeléctricos con concesión definitiva o en trámite y las plantas térmicas de combustibles convencionales (bunker y diesel) con licencia definitiva o en trámite. Considerar carbón a partir de 2017.
- Un escenario hidro-térmico igual al (a) considerando además fuentes eólicas adicionales a partir del año 2017.
- Un escenario hidro-térmico igual al (b) considerando además GNL e incluyendo las facilidades de regasificación e importación, según aplique, a partir del año 2018.
- Un escenario hidro-térmico igual al (c) considerando además las posibilidades de generación de energías alternativas como Mareomotriz, Turba y Otras (si existe algún proyecto vigente con disponibilidad de información técnica y económica para el desarrollo del proyecto).

OBSERVACIONES:

- i. Se deberá efectuar una sensibilidad al plan de mínimo costo recomendado atrasando en 1 año la fecha de entrada en operación comercial de todo proyecto del Plan de Corto Plazo que esté programado para entrar durante el segundo semestre del año respectivo.
- ii. Los escenarios a desarrollar deben considerar que Panamá es partícipe del Mercado Eléctrico Regional (MER) de América Central.

3. Sistema de Transmisión Futuro:

Debe revisarse la última actualización del Plan de Expansión de Transmisión aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

A continuación presentamos los lineamientos y criterios de la Secretaría Nacional de Energía, con respecto al Plan de Expansión de Transmisión:

3.1 Sistema Interconectado Nacional:

Debe incluirse, con carácter prioritario, una tercera línea de transmisión entre la ciudad de Panamá y Chiriquí que permita aliviar el congestionamiento del flujo de energía. En este sentido, debe evaluarse si esta tercera línea pudiese ser de 500 KV, y luego las existentes convertidas también a 500 KV en el mediano a largo plazo.

Debe trabajarse en los planes de integración del Sector Panamá Este para que esté listo a corto plazo, en especial para la Provincia de Darién, a través de una línea de transmisión entre la subestación Panamá 2 y Santa Fé de Darién. Debe incluirse un ramal a su cabecera La Palma.

Además, debe trabajarse en un estudio de plan de consecución de las servidumbres que a mediano y largo plazo pudiesen ser necesarias. En este estudio, deben incluirse proyección de líneas de transmisión adicionales de Panamá a Chiriquí, Colón a Bocas del Toro por la costa atlántica y Colón a Panamá.

3.2 Proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC):

El proyecto SIEPAC consiste en la creación y puesta en marcha de un mercado eléctrico mayorista en América Central denominado Mercado Eléctrico Regional (MER) y sus organismos regionales CRIE (Regulador), EOR (Operador) y CDMER (Política de integración eléctrica), creados mediante el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos; y en el desarrollo del primer sistema de transmisión regional denominado Línea SIEPAC.

La infraestructura de transmisión del Proyecto SIEPAC está siendo ejecutada por la Empresa Propietaria de la Red S.A. (EPR), empresa constituida en la República de Panamá, cuyos socios actuales son las empresas eléctricas de la región responsables de la transmisión nacional y las empresas ENDESA de España, ISA de Colombia y CFE de México.

La misma comprende 1,800 kilómetros de línea de transmisión de Guatemala a Panamá con una capacidad de intercambio de 300 MW y un cable de fibra óptica. Cuenta con 28 bahías en 15 subestaciones.

Actualmente la construcción de la línea de transmisión presenta un avance de 93 %, estando en operación todos los tramos de la línea y sus respectivas subestaciones, con excepción del tramo Parrita – Palmar en Costa Rica, que se espera su puesta en servicio para el mes de agosto de 2013.

La oportunidad de intercambios de energía a nivel regional aumentará a partir del año 2013 y dependerá de la estructura del parque de generación a nivel regional, de su competitividad relativa y de la capacidad de la Red de Transmisión Regional (RTR) y los refuerzos de transmisión de los países de la región. Para ello, a nivel de regulación, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) entra en vigencia plena a partir del 1 de enero del 2013, conjuntamente con el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER.

Los análisis de los planes de expansión de generación y transmisión deben considerar el impacto de las transferencias de energía del Mercado Eléctrico Regional.

3.3 Integración Energética Panamá – Colombia:

Los Presidentes de Panamá y Colombia firmaron en la ciudad de Cartagena de Indias el 1° de agosto de 2008, un acta de intención para el desarrollo del

proyecto de interconexión eléctrica entre ambos países. Dicha acta de intención establece:

- “Concretar en el menor tiempo posible el esquema regulatorio que permita la interconexión entre Colombia y Panamá y los intercambios de energía eléctrica entre ambos países.
- El esquema deberá hacerse conforme a las legislaciones vigentes en cada país, sin tratados especiales para el tema.
- El proyecto será de conexión, a riesgo, y estará a cargo de la empresa de Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá S.A., asociación existente entre las empresas Interconexión Eléctrica S.A., ISA, de Colombia y la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A., ETESA, de Panamá
- Las autoridades ambientales agilizarán la expedición de los permisos ambientales necesarios para la construcción de la infraestructura que permitirá la interconexión binacional.”

Con base en estos acuerdos establecidos por parte de los Gobiernos de los dos países, la viabilización del proyecto de interconexión eléctrica ha sido cimentada en un proceso de armonización de los marcos institucionales, normativos y regulatorios, considerando su ejecución a través de un esquema de conexión, a cargo de ICP, conforme a la legislación vigente en cada país.

Para garantizar el libre acceso de los agentes del mercado de cada país a la capacidad de transmisión del enlace, y para su óptima utilización, se acordó el desarrollo de un esquema de intercambios de corto plazo a través de un despacho coordinado (a cargo de los operadores de los sistemas de Colombia y Panamá) y un proceso de asignación de los Derechos Financieros de Acceso a la Capacidad de la Interconexión (DFACI) para las transacciones de largo plazo (mediante un esquema de subasta pública).

No obstante los esfuerzos realizados, la subasta de asignación de DFACI debió ser aplazada debido al no cumplimiento de condiciones definidas como estratégicas y esenciales para el éxito del proceso.

Adicionalmente, pese a los esfuerzos realizados y la armonización desarrollada, persistían al momento del aplazamiento de la subasta algunas preocupaciones sobre los riesgos inherentes al proceso que terminaban comprometiendo la participación de los agentes y muy probablemente

impedirían alcanzar el objetivo de lograr precios más competitivos de energía y mayores oportunidades de negocio en el mercado de Panamá y Centroamérica.

Descripción Técnica

El proyecto consiste en una línea de transmisión eléctrica de 600 km, en corriente directa (HVDC), entre las subestaciones Cerromatoso en Colombia y Panamá II en Panamá, con capacidad de transporte de hasta 600 MW (iniciando con 300 MW en una primera etapa, de acuerdo con el límite máximo de intercambio definido por los operadores de los sistemas).

En contraposición a la solución tradicional en corriente alterna, la solución en corriente directa (HVDC) no introduce modos de oscilación inter-área y contribuye a mejorar los amortiguamientos existentes, además de las ventajas técnicas de control de las transferencias de potencia entre los países, y los beneficios asociados en términos de costos de inversión e impacto ambiental.

Situación Actual

Teniendo en cuenta los antecedentes presentados, y considerando que las actividades que se venían desarrollando no son suficientes para asegurar las condiciones que hagan viable el proyecto de interconexión eléctrica, se ha considerado ejecutar actividades adicionales (más allá de aquellas inicialmente consideradas) que permitan generar las condiciones adecuadas para asegurar la viabilidad del proyecto, a través del esquema de desarrollo adoptado o mediante la identificación de escenarios alternativos y factibles.

Estas actividades son las siguientes:

- Revisión estratégica del esquema de desarrollo del proyecto en el marco de la Integración Eléctrica Regional.
- Estudios técnicos y ambientales complementarios.
- Revisión de las especificaciones técnicas del proyecto.
- Revisión de aspectos ambientales.

En vista que actualmente se avanza en la ejecución de estas actividades adicionales que permitan viabilizar y desarrollar el proyecto de interconexión

eléctrica entre Panamá y Colombia, el Plan de Expansión debe considerar las recomendaciones de estos nuevos estudios e incluir los resultados de los análisis energéticos y eléctricos de este proyecto de interconexión y su impacto en los planes recomendados de generación y transmisión.

G. Observaciones Finales

Los aspectos del Plan de Expansión relacionados con el régimen tarifario de transmisión corresponden a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) de acuerdo al Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

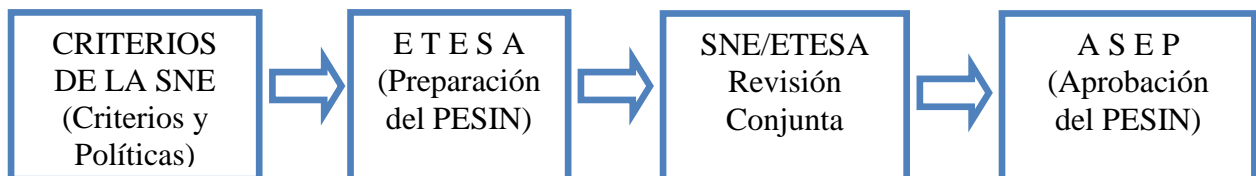
Los planes de expansión de Transmisión futuros deben tener continuidad con los anteriores que ya han sido aprobados por la ASEP y por ende, son de obligatorio cumplimiento especialmente aquellos que se muestran para los próximos cuatro años, tal como lo establece el reglamento de transmisión vigente. No obstante, estarán sujetos a su actualización.

Debe existir en todo momento un nivel de comunicación con los desarrolladores que permita tener la información más reciente de los proyectos.

La sensibilidad del plan recomendado al atraso de los proyectos muestra la robustez del mismo ante estas contingencias.

La preparación del Plan de Expansión del Sistema Integrado Nacional debe cumplir con los lineamientos del Flujograma que se detalla a continuación:

FLUJOGRAMA DEL PESIN



REFERENCIAS

- Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 (GO 26871-C).
- Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998.
- Decreto Ejecutivo 24 de 29 de marzo de 2006.
- Ley 45 de 4 de agosto de 2004.
- Decreto Ejecutivo 45 de 10 de junio de 2009.
- Resolución de Gabinete 23 de 29 de marzo de 2006.
- Ley 42 de 20 de abril de 2011.
- Ley 43 de 25 de abril de 2011.
- Ley 44 de 25 de abril de 2011.
- Ley 41 de 2 de agosto de 2012.
- Ley 43 de 9 de agosto de 2012.
- Ley 69 de 12 de octubre de 2012.
- Resolución de la SNE 1268 de 30 de octubre de 2012.
- Resolución de la SNE 1285 de 8 de noviembre de 2012.
- Reglamento de Operación.
- Reglamento de Transmisión.
- Reglas del Mercado Mayorista.
- Última actualización del Plan de Expansión (aprobado por la ASEP).
- Compendio Estadístico Energético 1970 – 2011 de la SNE.
- Información de Agentes del Mercado.
- IEA (International Energy Agency) – Energy Outlook.
- Acuerdos del Grupo Director del Proyecto SIEPAC.
- Memorando de Entendimiento para los Estudios de Factibilidad de la Integración Energética entre la República de Panamá y la República de Colombia, abril de 2003.
- Memorando de Entendimiento para el Estudio de Factibilidad de la Integración Gasífera entre la República de Colombia y la República de Panamá, 1 de noviembre de 2004.
- Informes de Reuniones del Grupo Técnico para la Interconexión Colombia – Panamá.
- Boletín de Precios (Carbón), Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) de Colombia.
- Listado de trámite de concesiones y licencias para generación eléctrica.
- Acta de Intención de los Presidentes de la República de Panamá y de la República de Colombia de 1° de agosto de 2008.
- Publicación Platts, GAS DAILY 2012.