



## **ANEXO I-7**

### **Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011**



29 de diciembre de 2010

Nota No.1124-10

Ingeniero  
Fernando Marciscano R.  
Gerente General  
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.  
E. S. D.

Ingeniero Marciscano:

Tengo el agrado de dirigirme a usted en esta ocasión, para remitirle la "Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional", del 2011.

Con las muestras de mi más alta consideración y estima, quedo de usted

Atentamente,

Juan M. Oriola, J.  
Secretario de Energía



GOBIERNO NACIONAL  
REPÚBLICA DE PANAMÁ



*República de Panamá*  
*Secretaría Nacional de Energía*

---

**Definición de Política y Criterios**  
**para la Revisión del Plan de Expansión**  
**del Sistema Interconectado Nacional**  
**2011**



## I. Referencias Legales

### A. Ley 6 de 3 de febrero de 1997 “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad”

#### Sección II, Expansión del Sistema Interconectado Nacional

##### Artículo 18. *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; 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 19. *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 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 la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

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 de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. 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. Ley N° 52 de 30 de julio de 2008**  
**“Que crea la Secretaría Nacional de Energía y dicta otras disposiciones”**

**Artículo 15. Subrogación.**

La presente Ley subroga los artículos 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 y 17 de la Ley 6 de 1997, que asigna a la Comisión de Política Energética la responsabilidad de formular las políticas globales y definir la estrategia del sector energía, así como las disposiciones pertinentes del Decreto de Gabinete 36 de 17 de septiembre de 2003, del Decreto Ley 6 del 15 de febrero del 2006 y de la Ley 6 de 2007, que asignan funciones y atribuciones específicas en materia de hidrocarburos al Ministerio de Comercio e Industrias, a través de la Dirección General de Hidrocarburos y Energías Alternativas. Dichas funciones quedan adscritas privativamente a la Secretaría.

**C. 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.

## **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 a 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 92 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, modificado por la Ley 57 de 13 de octubre de 2009,

“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 la Ley 6 de 1997 y sus modificaciones 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 está proyectada para 2011, introduce la oportunidad de un mercado regional de 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 y Carbón.
  - 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 2011:
    - Un escenario de precios base en torno a los **85.17 US\$/barril** para el crudo WTI publicados por Platts.
    - Un escenario de precios altos en torno a los **102.20 US\$/barril** para el crudo WTI publicados por Platts .
    - Para ambos escenarios se tomará el valor indicado como punto de partida en el año 2011 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 85.17 y 102.20 US\$/barril respectivamente mas US\$ 6.00/barril por transporte.
  - c. El plan debe considerar la posibilidad de generar con Gas Natural Líquido (GNL). El costo de las instalaciones de regasificación deberán ser incluidos en las plantas que generan a base de GNL.
  - 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 83.25 US\$/Ton en el Escenario de Precios Base y un precio de 99.90 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	85.17 US\$/Barril
- Precio del GNL – Henry Hub Spot (sin transporte ni regasificación)	4.31 US\$/10 <sup>6</sup> BTU
- Fuel Oil pesado para Generación Eléctrica (con transporte)	76.49 US\$/Barril
- Diesel Oil para generación eléctrica (con transporte)	96.20 US\$/Barril
- Carbón Mineral (con transporte)	89.75 US\$/Ton

### **Escenario de Precios Altos**

- Crudo WTI publicados por Platts	102.20 US\$/Barril
- Precio del GNL – Henry Hub Future (sin transporte ni regasificación)	5.17 US\$/10 <sup>6</sup> BTU
- Fuel Oil pesado para Generación Eléctrica (con transporte)	90.59 US\$/Barril
- Diesel Oil para generación eléctrica (con transporte)	114.24 US\$/Barril
- Carbón Mineral (con transporte)	106.40 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 2011 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 16%, evaluado por 10 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:

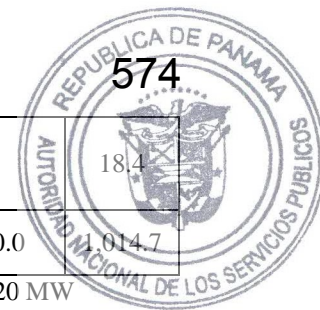
- El periodo fijo queda definido como los cuatro primeros años desde la fecha de inicio del plan de expansión.
- **Proyectos fijos** son aquellos que:
  - Inician su operación dentro del periodo fijo,
  - O se encuentran efectivamente en construcción,
  - O tienen, como mínimo, emitida y vigente la respectiva 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)			
		Hidro	Eólico	Termo	Total
2011	Baitún	85.9			522.0
	Bajo Mina	56.8			
	BLM – Carbón (1)				
	El Fraile	5.3			
	Gualaca	25.2			
	Lorena (Contrato)	35.0			
	Los Planetas I (Contrato)	4.8			
	Pedregalito	20.0			
	Pedregalito II	10.0			
	Prudencia (Contrato)	56.0			
Chan I (Contrato)	223.0				
2012	Cochea	12.5			36.5
	La Huaca	4.0			
	Las Perlas Norte	10.0			
	Las Perlas Sur	10.0			
2013	Bajo del Totuma	5.0			437.8
	Bajo Frío	56.0			
	Bonyic	30.0			
	El Alto (Contrato)	60.0			
	El Síndigo	10.0			
	Eólico		150.0		
	Mendre II	8.3			
	Monte Lirio (Contrato)	52.0			
	Pando (Contrato)	32.6			
	Río Piedra	10.5			
	RP490	10.0			
	San Andrés	8.8			
	Tizingal	4.6			



2014	Los Planetas II	3.7		
	Ojo de Agua	5.8		
	San Lorenzo	8.9		
Total Instalado (MW)		864.7	150.0	0.0

(1) Las unidades 2, 3 y 4 de BLM se sustituyen por una unidad de 120 MW (Cambio de tecnología). No adiciona capacidad al Sistema de Generación.

- Se mantiene con fecha de entrada fija el proyecto Chan I de 223 MW el cual está programado para entrar en operación comercial en mayo de 2011, al igual que un proyecto Eólico de 150 MW para entrar en operación comercial en el año 2013.
- **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 2015.
- Un escenario hidro-térmico igual al (a) considerando además fuentes eólicas a partir del año 2013.
- Un escenario hidro-térmico igual al (b) considerando además GNL e incluyendo las facilidades de regasificación e importación, según aplique, a partir del año 2014.
- 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:

- 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 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.”

En vista que actualmente se realizan los estudios técnicos, ambientales, económicos, financieros y regulatorios necesarios para desarrollar el



proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia y que de acuerdo al cronograma de ejecución del proyecto, la entrada en operación de esta interconexión está programada para el año 2014, el Plan de Expansión debe incluir los resultados de los estudios energéticos y eléctricos de este proyecto de interconexión y su impacto en los planes recomendados de generación y transmisión.

### **Descripción Técnica**

El proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión en corriente directa de aproximadamente 600 Kilómetros de longitud entre las subestaciones Cerromatoso en Colombia y Panamá II en Panamá, a un voltaje de 450 KV y con una capacidad de transporte de hasta 600 MW.

Los análisis eléctricos consideraron para las diferentes alternativas estudiadas, tecnologías en transmisión de energía eléctrica en alta tensión con corriente alterna (HVAC) y con corriente directa (HVDC). En corriente alterna (HVAC) se presentan problemas de estabilidad ante fallas o contingencias en cualquiera de los sistemas eléctricos de los dos países. En términos comerciales, esta tecnología no permitiría garantizar la exportación e importación de energía eléctrica en condiciones de mercado.

Debido a lo anterior y considerando además las ventajas técnicas de control de las transferencias de potencia entre los países, las asociadas a costos, rutas y manejo ambiental, se concluyó que las alternativas en tecnología de corriente directa (HVDC) son las más viable técnicamente. Con esta tecnología de transmisión en (HVDC) la interconexión Colombia - Panamá cumpliría con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad, definidos por las entidades reguladoras en cada país.

### **Situación Actual**

La empresa Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá, S.A. (ICP) responsable de la ejecución del proyecto, de acuerdo con un plan de trabajo definido, continúa avanzando en la ejecución de las actividades de viabilización del proyecto.

Con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y aportes de las empresas ISA y ETESA se realizaron los estudios técnicos, económicos, financieros y regulatorios necesarios para el desarrollo del proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia.





A la fecha se cuenta con los estudios eléctricos de detalle, los prediseños y las especificaciones básicas del proyecto. Se ha iniciado el proceso de solicitud de acceso a los sistemas de los dos países y a la red de transmisión regional. Con recursos de la misma Cooperación Técnica con el BID se ejecutará el Estudio de Impacto Ambiental y Social, para lo cual se viene realizando un trabajo previo y detallado de análisis y concertación, que permita definir el corredor de ruta más favorable para el desarrollo de la interconexión, considerando aspectos ambientales, sociales, técnicos y financieros.

La empresa ICP, con el apoyo de ISA y ETESA, trabajan en este momento en la generación de las condiciones que hagan posible la realización de la subasta de asignación de los derechos financieros de acceso a la capacidad de la interconexión.

Las autoridades regulatorias de los dos países (ASEP y CREG), han promulgado las propuestas de armonización regulatoria, las cuales han sido sometidas a un proceso de consulta pública. En el marco del proyecto SIEPAC, se analiza esta propuesta de armonización binacional para asegurar las interfaces requeridas entre la regulación Colombia-Panamá y el MER, para lograr la armonización que materialice los beneficios esperados para el mercado regional.

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

Mediante el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, cuyo protocolo fuera suscrito en la Asamblea Legislativa el 11 de julio de 1997 se crea la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) con sede Guatemala, el Ente Operador Regional (EOR), con sede El Salvador, además de la Empresa Propietaria de la Red (EPR), conformada actualmente por los seis países de América Central, ENDESA España, ISA Colombia y CFE México. El proyecto SIEPAC consiste en la construcción de 1800 kilómetros de línea de transmisión de 230 kV desde Panamá hasta Guatemala con una capacidad de intercambio de 300 MW y está programada para entrar en operación comercial por tramos en el año 2010, salvo el tramo Parrita – Palmar Norte de Costa Rica que entrará en operación en el año 2011. La oportunidad de intercambios de energía a nivel regional aumentará a partir del año 2010 y dependerá de la estructura del parque de generación a nivel



regional, de su competitividad relativa y de la capacidad de las redes de transmisión en función de la entrada en servicio de los distintos tramos.

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

### Estado de Avance del Proyecto

De acuerdo al programa de ejecución de las obras se tiene contemplado la entrada en operación de los diferentes tramos de acuerdo al cronograma siguiente:

No. Tramo	Nombre del Tramo	Fecha Término	SE Asociada	Fecha Término
1	Aguacapa - Frontera con El Salvador	19/12/2010	Aguacapa	05/02/2011
2	Guatemala Norte - Panaluya	31/05/2011	Guate Norte Panaluya	15/03/2011 15/03/2011
3	Panaluya - Frontera con Honduras	31/12/2010	Panaluya	15/03/2011
4	Frontera con Guatemala - Ahuachapán	30/11/2010	Ahuachapán	15/04/2011
5	Ahuachapán - Nejapa	28/02/2011	Ahuachapán Nejapa	15/04/2011 15/04/2011
6	Nejapa - 15 de Septiembre	28/02/2011	Nejapa 15 de Septiembre	15/04/2011 15/03/2011
7	15 de Septiembre - Frontera con Honduras	31/12/2010	15 de Septiembre	15/12/2010
8	Frontera con El Salvador - Agua Caliente	31/12/2010	Agua Caliente	31/03/2011
9	Agua Caliente - Frontera con Nicaragua	31/12/2010	Agua Caliente	31/03/2011
10	Torre 43 - San Buenaventura	31/12/2010	San Buenaventura	30/04/2011
11	Frontera con Guatemala - San Buenaventura	25/12/2010	San Buenaventura	30/04/2011
12	Frontera con Honduras – Sandino	15/09/2010	Sandino	23/05/2011
13	Sandino - Ticuantepe	31/12/2010	Sandino Ticuantepe	23/05/2011 15/01/2011
14	Ticuantepe - Frontera con Costa Rica	31/12/2010	Ticuantepe	15/01/2011
15	Frontera con Nicaragua – Cañas	31/12/2010	Cañas	23/01/2011
16	Cañas – Parrita	31/03/2011	Parrita Cañas	28/02/2011 23/01/2011
17	Parrita - Palmar Norte	31/12/2011	Parrita Palmar Norte	28/02/2011 15/12/2010
18	Palmar Norte - Río Claro	15/05/2011	Palmar Norte Río Claro	15/12/2010 12/10/2010
19	Río Claro - Frontera con Panamá	30/04/2010	Río Claro	12/10/2010
20	Frontera con Costa Rica – Veladero	15/10/2009	Veladero	01/12/2010

## 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 a la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.

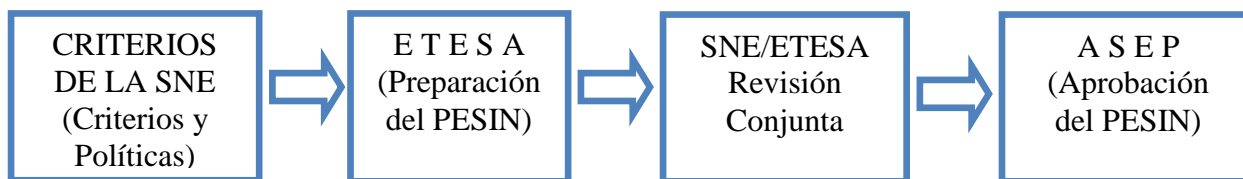
Los planes de expansión de Transmisión futuros deben tener continuidad con los anteriores que ya han sido aprobados por la ASEP y por ende, son de obligatorio cumplimiento especialmente aquellos que se muestran para los próximos cuatro años, tal como lo establece el reglamento de transmisión vigente. 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**

- Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones.
- Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998 y 24 de 29 de marzo de 2006.
- Ley 45 de 4 de agosto de 2004.
- Resolución de Gabinete 76 de 19 de octubre de 2005 y 23 de 29 de marzo de 2006.
- Reglamento de Operación.
- Reglamento de Transmisión.
- Reglas del Mercado Mayorista.
- Última actualización del Plan de Expansión (aprobado por la ASEP).
- Compendio Estadístico Energético 1970 – 2009 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 2010.