



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.



Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011 – 2025

Resumen Ejecutivo

Gerencia de Planeamiento

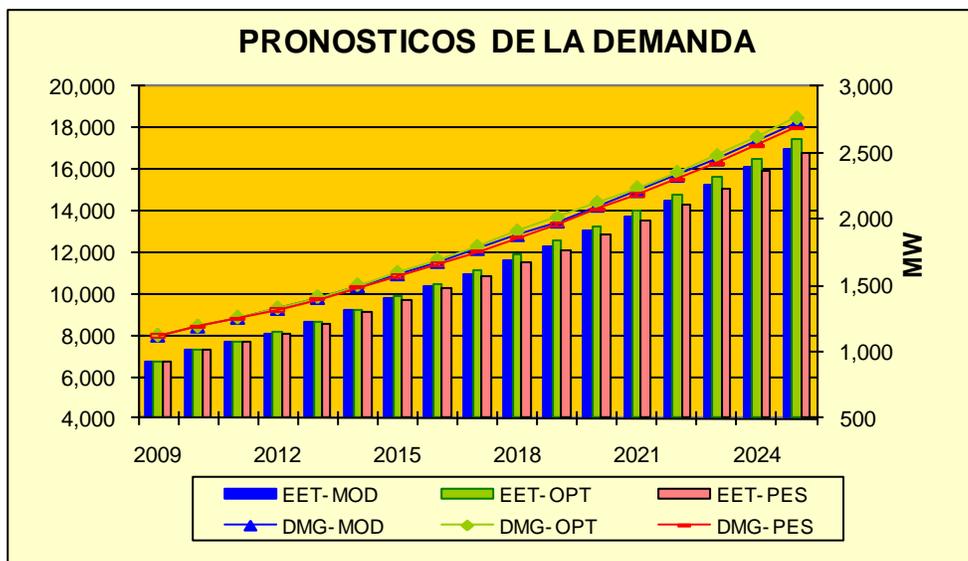
ETE-DTR-GPL-016-2012

31 de Enero de 2012

PANAMÁ

TOMO I: ESTUDIOS BÁSICOS

Estas proyecciones de demanda, indican que el consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional podría presentar tasas de crecimiento, por el orden de 5.7 a 6.0% promedio anual, para todo el periodo de análisis, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer entre 5.6 a 5.8%, de darse situaciones socioeconómicas pesimistas a una opción optimista, respectivamente.



Las premisas básicas de estas proyecciones se fundamentan en las recientes perspectivas económicas de índole positiva de Panamá, en especial el resultado de los años 2006 – 2008, con crecimiento superiores a los promedios históricos, una tasa de 10.7% sostenida anual. Basados en factores dinámicos externos, como el desarrollo del transporte marítimo y a las actividades de servicio conexas al Canal, resultado de un comercio mundial en expansión, y al efecto del boom inmobiliario producto del desarrollo de viviendas de alto costo dirigido a extranjeros.

Luego de pasado el reciente retroceso económico del año anterior 2009, donde el país solo logró alcanzar un 3%, a la sombra de de una crisis mundial económica, que le introdujo en el corto plazo, significativas incertidumbres al proceso de pronóstico de la economía nacional.

Sin embargo, la mejora de la perspectiva económica global, fundamentada en la recuperación de la economía norteamericana y de la reorientación al camino positivo de la mayor parte de las economías europeas, a partir del tercer trimestre del año 2009, prevén un nuevo repunte económico nacional, el cual se vislumbra a partir del presente año 2010, donde se espera registrar al final del

año una tasa entre 6.8 y 7.2%. O sea, un nuevo cambio a la tendencia positiva, probablemente el inicio de un nuevo ciclo de crecimiento.¹

Por consiguiente, el pronóstico para los años 2011-2012 de la demanda eléctrica en el país, se fundamentan principalmente en factores a lo interno de la economía nacional, liderizados por los trabajos de ampliación del Canal, de la ejecución de los proyectos estatales de infraestructura y de fuerzas dinámicas al entorno interno de manera que se mantenga el impulso del reciente y sostenido salto de la economía nacional. Aunque, con el tiempo el efecto de la lenta pero sostenida recuperación del comercio mundial en el 2011 y por ende la recuperación de la Zona Libre y sus actividades conexas, así como del crecimiento del turismo internacional, deben volver a ser los motores principales del nuevo impulso económico.

Para el corto plazo (2011-2014), los cálculos reflejan crecimientos más altos, entre 5.9 y 6.3%, según la ocurrencia de escenarios moderado, optimista o pesimista, respectivamente. En el largo plazo (2015-2025), las tasas de crecimiento son levemente más moderadas, 5.7 y 5.9%, respondiendo a escenarios más conservadores con respecto a los parámetros económicos.

Los escenarios analizados se califican de conservadores, debido a las restricciones que le impone la serie histórica, sin precedentes de crecimientos sostenidos similares, a los rangos resultantes del corto plazo.

PERIODO	SIN CONSIDERAR AHORRO ENERGÉTICO					
	MODERADO		OPTIMISTA (ALTO)		PESIMISTA (BAJO)	
	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA
CORTO PLAZO (2011-2014)	6.03%	5.94%	6.28%	6.10%	5.89%	5.80%
LARGO PLAZO (2015-2025)	5.72%	5.59%	5.90%	5.64%	5.66%	5.52%
ANALISIS (2011-2025)	5.82%	5.70%	6.03%	5.78%	5.73%	5.61%

Lo inédito en el Pronóstico de Demanda 2011-2025, es la incorporación de la carga futura de magnos proyectos de infraestructura, por parte del Estado, a partir del año 2013, en donde destacan el Proyecto Integral de Saneamiento de la Bahía de Panamá y la construcción de un sistema de transporte masivo para la capital del país, “El Metro”, adicional a otros nuevos proyectos estatales, en vías de realización, para su desarrollo dentro del periodo de análisis.²

¹ De acuerdo a la Fondo Monetario Internacional (FMI), Panamá alcanzara una tasa sostenida anual de 6.6%, en el quinquenio (2010-2014). Noviembre, del 2010.

² Construcción de la nueva ciudad gubernamental, fases de expansión de la Cinta Costera de la Ciudad de Panamá, construcción de la fase final de la autopista Panamá Colón (Santa Rita – Colón), y otras obras estatales propuestas, las cuales se encuentran a la fecha, a nivel de perfil.

TOMO II: PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN

Tal como se establece en la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997, en el Plan Indicativo de Generación se tomó como punto de partida los criterios y escenarios planteados por la Secretaría Nacional de Energía (SNE), entidad que estableció los siguientes criterios: Criterio de Mínimo Costo, El Costo Incremental Promedio de Largo Plazo, Criterio de Confiabilidad de Energía y Criterio de Confiabilidad de Potencia, Costo de Racionamiento de Energía. Otros parámetros utilizados fueron: tasa de descuento del 12%, horizonte de 15 años para el plan de expansión y la utilización de montos de inversión actualizados para los proyectos de generación.

Para este estudio se emplearon dos escenarios de crecimiento de la demanda provenientes del estudio respectivo: el escenario moderado (medio), donde se pronostica que el crecimiento de la energía anual para el periodo de corto plazo (2011-2014) estará entre 5.3% y 6.4% mientras que en el escenario optimista (alto) con tasas de crecimiento anual de 5.6% y 6.6% en cuanto a la potencia se presentan crecimientos de 5.3% a 6.3% en potencia para los dos escenarios de demanda.

En el caso de los precios de los combustibles convencionales (bunker C, diesel liviano) y no convencionales (gas y carbón) utilizados para la generación térmica existente y futura del país, se consideró un escenario base de precios bajos y altos, aplicándole la tendencia alta (“High Price”) de la proyección estimada por el “Annual Energy Outlook” de diciembre de 2010 de la EIA/DOE.

Para el presente estudio se tomó en cuenta los 1,769.3 MW instalados actualmente, de los cuales 848.5 MW son de centrales hidroeléctricas y 918.1 MW de centrales termoeléctricas. Esto equivale a 48.0% de capacidad instalada de origen hidroeléctrico y 52.0% termoeléctrico. Sin considerar el plantel perteneciente a la ACP. Para este estudio no se toma en cuenta la totalidad de la capacidad instalada en la ACP ya que el objetivo de la ACP es mantener el buen funcionamiento del Canal de Panamá, por lo que sus transacciones con el Mercado Mayorista se basan en ofertar sus excedentes de energía y potencia.

Se consideran como proyectos candidatos aquellos con estudios de reconocimiento, de prefactibilidad o factibilidad, que además, tienen emitida y vigente la respectiva resolución de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), entidad que certifica la obtención definitiva de la concesión para la explotación y operación; y/o tenga al menos la autorización de conducencia de aguas de la Autoridad Nacional del Medio Ambiente (ANAM) para tramitar la respectiva Concesión de Aguas.

Dentro de los proyectos candidatos en el presente estudio no se consideran las fuentes Mareomotriz, ni proyectos que utilizan turba como combustible, debido a la falta de información técnica de estos tipos de tecnologías de generación.

Los planes de expansión se obtuvieron mediante la utilización de los modelos OptGen y SDDP. El modelo OptGen obtiene el programa de inversión de mínimo costo para cada caso, junto con un modelo de despacho que corresponde a una versión simplificada del SDDP.

Luego, con el modelo SDDP, se verificó la satisfacción de los criterios de confiabilidad energética para obtener parámetros técnicos y económicos del despacho. Adicionalmente, se verificó para todos los planes que éstos cumplieran a cabalidad con los criterios de confiabilidad de potencia establecidos.

Se obtuvieron planes de expansión para cada uno de los siguientes escenarios establecidos por la Secretaría Nacional de Energía.

Caso No. 1: REGMHTCB11

En este caso se consideran proyectos hidroeléctricos y térmicos de tecnologías similares con las que contamos en la actualidad, así como aquellos proyectos que generan a base de carbón a partir del 2015.

Caso No. 2: REGMHTCBEO11

En este caso se consideran proyectos hidroeléctricos y térmicos de tecnologías similares con las que contamos en la actualidad, así como aquellos proyectos que utilizan carbón a partir del 2015, además fuentes de generación eólica a partir del año 2014.

Caso No. 3: REGMHTTLA11

En este caso se consideran proyectos hidroeléctricos y térmicos de tecnologías similares con las que contamos en la actualidad, así como aquellos proyectos que utilizan carbón a partir del 2015, además fuentes de generación eólica a partir del año 2014 y de gas natural a partir del años 2015.

Los planes de expansión planteados consideran la incorporación de 1009 MW en plantas hidráulicas y 150 MW de generación de fuentes eólicas en todos los casos analizados, presentando ligeras diferencias a partir del año 2015, según sea el escenario. En el caso REGMHTCBEO11 se adicionan 240 MW en plantas eólicas con respecto al caso REGMHTCB11, en el caso REGMHTTLA incorpora gas natural a partir del año 2015 y se considera la adecuación a gas, de los ciclos combinados de Termocolón y BLM.

En el cuadro a continuación muestra los costos de Inversión, Operación y Déficit de los tres planes de demanda media, además de la diferencia en costo total de cada uno de los planes con respecto al caso base REGMHTCB11. Lo indicado en este cuadro nos permite concluir que con la entrada de las plantas eólicas (Caso REGMHTCBEO11), el costo de operación presenta una rebaja significativa pero a su vez, un aumento sustancial en el costo de inversión, haciendo que el caso base (REGMHTCB11) sea más factible. En comparación con el caso de Gas (REGMHTTLA11), donde la inversión resulta mayor debido a la instalación de una planta de regasificación en el país, el costo de inversión supera en 238.9 M\$ al caso base, lo que hace que este plan no sea muy atractivo a pesar de que el costo de operación es menor que el obtenido en el caso base.

Comparación de Costos por Caso

DEMANDA MEDIA					
Caso	Cost. Inv	Cost. Oper	Cost. Def.	Cost. Total	Dif
REGMHTCB11	2623.1	1867.8	0.4	4491.3	0.0
REGMHTCBEO11	2742.4	1753.4	0.5	4496.3	5.0
REGMHTTLA11	2862.0	1771.7	0.3	4634.0	142.8

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011

Los costos marginales de los tres casos de demanda media estudiados presentan la misma tendencia, donde se puede apreciar que el caso de Gas presenta el menor costo marginal, dado que con el uso de este combustible eficiente y con un precio económico se logra una reducción notable en el costo de la energía.

Comparación de los Costos Marginales



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011

Las sensibilidades planteadas son aquellas consideradas de mayor importancia ante cambios imprevistos en el plan de expansión, considerando en especial, por su capacidad e importancia, el atraso en la incorporación de los proyectos hidroeléctricos de mayor magnitud, especialmente dentro del período crítico: atraso de seis meses de los proyectos Chan I y Baitún; atraso de un año, enero de 2015, de los Proyectos Hidroeléctricas de Cañazas, Las Cruces, Los Estrechos, La Laguna y San Bartolo; y un año de atraso al Proyecto Eólico 1.

En cuanto a la interconexión con Colombia se analizaron dos esquemas. Un primer esquema considerando el inicio de la interconexión en una primera etapa de 300 MW en el año 2015 y una segunda etapa donde se incrementan 300 MW más a la capacidad de intercambio en el año 2020. El segundo esquema considera la interconexión con 600 MW de capacidad desde enero de 2015. Ambos esquemas muestran tener un impacto importante en la disminución del CMS de Panamá. El primer esquema disminuye el CMS en 56% y el segundo esquema lo hace en un 79% en el primer año, 2015

Los análisis realizados entre los planes ante una demanda alta de energía en comparación con los planes de demanda media no muestran diferencias apreciables en el costo marginal permaneciendo la condición del sistema como exportador neto.

Es importante resaltar que, para los proyectos hidroeléctricos, se utilizaron los costos proporcionados por sus promotores y que la introducción de proyectos eólicos en el sistema, impacta en el costo marginal global del sistema. Es necesario evaluar las condiciones del sistema, que permitan absorber las variaciones en la generación de los proyectos eólicos, originadas por el comportamiento aleatorio del viento.

TOMO III: PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

INFORMACIÓN UTILIZADA

Para elaborar el estudio se utilizaron las proyecciones de demanda elaboradas por ETESA y presentadas en el informe de Estudios Básicos, entregado a la ASEP en enero de 2011. La distribución de cargas por barra se realizó con base a las demandas reales por punto de entrega registradas durante el año 2010 y a información solicitada a las empresas distribuidoras.

Para el horizonte 2011 – 2025 se incluyeron los proyectos de generación obtenidos en los distintos escenarios del Plan Indicativo de Generación, entregado a la ASEP en abril de 2011.

Para la expansión de la transmisión se utilizan como referencia los proyectos propuestos en el plan de expansión vigente, el cual es el Plan de Expansión del 2010, aprobado por la ASEP de acuerdo a la Resolución AN No. 4260-Elec del 21 de febrero de 2011 y los que ETESA ha identificado como prioritarios.

Se modela el sistema eléctrico con un total de 346 barras, 174 líneas, 154 transformadores de 2 devanados y 53 transformadores de 3 devanados, y 172 generadores y 148 cargas. También se modela la red de ACP de 44 KV y sus unidades de generación.

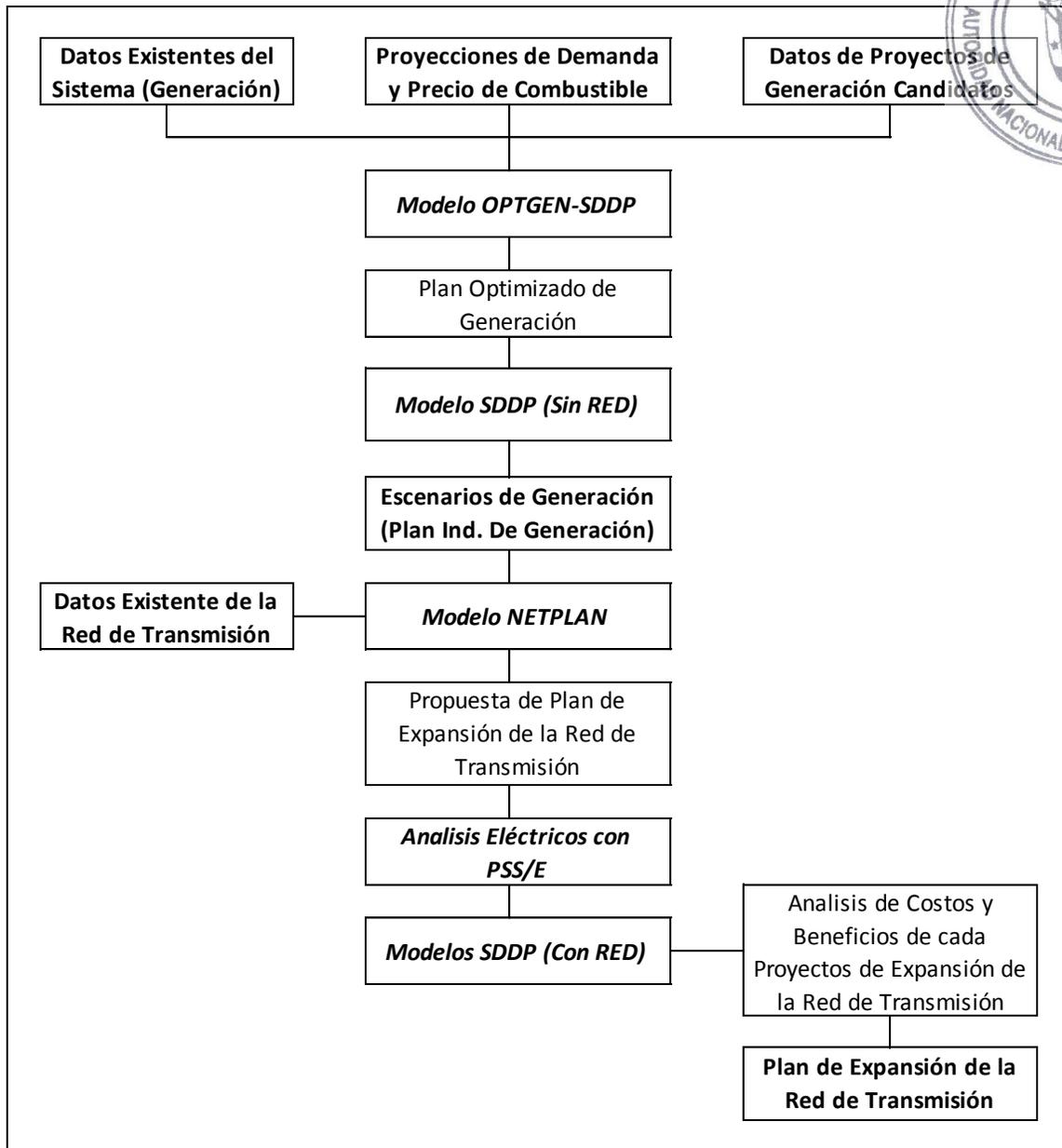
En el modelo de red se incluyen todas las barras de 230 KV, 115 KV, 44 KV y las barras de 34.5 KV de las principales subestaciones de ETESA en el interior del país: Chorrera, Llano Sánchez, Veladero, Guasquitas, Mata de Nance, Boquerón III, Caldera, Changuinola y Progreso.

La información de detalle para el modelo de confiabilidad tuvo como base las estadísticas de salidas por fallas o mantenimiento programado de líneas y transformadores de ETESA, así como también de las unidades generadoras propiedad de los agentes del mercado.

METODOLOGÍA

Se parte del diagnóstico del desempeño eléctrico del sistema actual sin considerar ningún proyecto de expansión. A partir de este diagnóstico se hace un análisis de corto plazo, el cual incluye básicamente análisis de estado estacionario, estabilidad transitoria y confiabilidad para los años 2011 a 2014.

El análisis de corto plazo es la base para realizar el análisis de largo plazo, en el cual se incluye la identificación del plan de expansión óptimo con base en los proyectos candidatos, sus costos de inversión y la incidencia de éstos en los costos de operación. En la Figura 1.1 se ilustra esquemáticamente el procedimiento del análisis de largo plazo.



CRITERIOS

De acuerdo al Reglamento de Transmisión y por las características del sistema eléctrico, se utilizará el Criterio de Seguridad N-1 en las líneas del Sistema Principal de Transmisión. Igualmente, el Reglamento de Transmisión especifica el nivel de tensión aceptable en los puntos de interconexión de las empresas distribuidoras y grandes clientes, especificando para condiciones de operación normal +/- 5% tanto para 230 KV como para 115 KV y +/- 7% para condiciones de contingencia simple en 230 KV y 115 KV.

Se proponen criterios básicos para operación del sistema, diferenciados por estado estacionario y estabilidad. Debe recordarse que la descomposición temporal empleada en la expansión del Sistema de Transmisión son Corto y Largo Plazo que corresponden a un horizonte de 4 y 10 años respectivamente.

RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CORTO PLAZO

Los resultados obtenidos en el análisis de corto plazo (año 2011-2014) indican que el sistema de transmisión cumple con los criterios establecido en el Reglamento de Transmisión, tanto en estado estable como en contingencia y estabilidad transitoria. En el corto plazo entran en operación los siguientes proyectos, algunos de los cuales ya se encuentran en construcción y otros que iniciaran próximamente su ejecución:

1. L. T. Santa Rita – Panamá II 115 KV y ampliaciones en ambas subestaciones
2. L. T. Guasquitas – Changuinola 230 KV (adición segundo circuito) y ampliaciones en subestaciones
3. Banco de Capacitores de 120 MVAR en S/E Panamá II 115 KV
4. Banco de Capacitores de 90 MVAR en S/E Llano Sánchez 230 KV
5. Repotenciación de la L.T. Panamá – Panamá II 230 KV
6. Repotenciación de la L. T. Guasquitas - Veladero - Llano Sánchez - Panamá II 230 KV
7. Repotenciación de la L. T. Mata de Nance - Veladero - Llano Sánchez – Chorrera – Panamá 230 KV
8. Repotenciación de la L. T. Mata de Nance – Progreso – Frontera 230 KV
9. Adición autotransformador T3 S/E Chorrera
10. Adición autotransformador T3 S/E Llano Sánchez
11. Adición autotransformador T4 S/E Panamá
12. S/E El Higo (Las Guías) 230 KV
13. Nueva S/E San Bartolo 230/34.5 KV.
14. SVC S/E Llano Sánchez 230 KV
15. Adición del T2 en S/E Boquerón 230/34.5 KV.

RESULTADOS DEL ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LARGO PLAZO

En el horizonte de largo plazo (2015 – 2025), se obtiene que para que el sistema de transmisión cumpla con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, se necesitan los siguientes refuerzos:

- Ampliación S/E Antón, adición de 2do circuito 230 KV
- Adición autotransformador T3 en Subestación Panamá II: debido al incremento de carga del área metropolitana y la necesidad de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1 ante la pérdida de uno de los transformadores T1 o T2 de esta subestación, es necesario adicionar un tercer transformador T3 230/115 KV, 105/140/175 MVA en esta subestación para inicios del año 2015.
- Adición de un SVC +300 MVAR en la Subestación Panamá II
- Refuerzo Llano Sánchez – Panamá II 230 KV Etapa 1: es necesario reforzar el sistema de transmisión mediante la construcción de una nueva línea de transmisión Llano Sánchez – Panamá II 230 KV, doble circuito, montando inicialmente un circuito, para el año 2017.

- Refuerzo Santa Rita – Panamá II 230 KV: es necesario energizar en 230 KV la esta línea (operada inicialmente en 115 KV), para el año 2019, con la entrada en operación de proyectos térmicos en el área de Colón.

CONCLUSIONES

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

- El sistema actual, año 2011, cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a los niveles de tensión tanto en condiciones de operación normal como en contingencia.

CON RELACIÓN A LA EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

- En todos los casos analizados, la generación propuesta permite el adecuado abastecimiento de la demanda en el período 2011-2025.
- En general, para los escenarios analizados, el sistema no presenta déficit de energía hasta el final del horizonte.
- El sistema presenta un costo operativo adecuado dada su composición sin restricciones de transmisión, lo que implica que los proyectos planteados en planes de expansión anteriores fueron bien definidos, ya que ofrecen una operación confiable, de mínimo costo y sin déficit esperado. El costo de la generación se afecta principalmente por los costos de combustibles y no por la falta de transmisión.
- Es importante destacar que actualmente se está atravesando por un incremento generalizado en los costos del petróleo, lo que afecta el costo de los combustibles y a su vez incrementa de manera importante el costo operativo de un sistema donde la generación térmica tiene un componente importante.
- Adicionalmente, para este plan, el costo del déficit es de 1850 USD/MWh, independientemente del porcentaje de racionamiento esperado, siendo que en planes anteriores ese costo era de 350 USD/MWh. Por lo anterior, cualquier racionamiento evitado tiene un peso relevante en los beneficios de cada proyecto que lo elimine.
- En caso de que se logren desarrollar los proyectos de generación hidráulica definidos en los Escenarios 1, 2 y 3 en los cuales aparecen más de 900 MW de proyectos de generación hidro y eólica en el corto plazo, se recomienda reforzar el sistema de transmisión mediante la repotenciación de las líneas de transmisión de 230 KV existentes.
- Además, se requiere para el año 2017 la adición de una línea Llano Sánchez – Panamá II 230 KV, doble circuito montando inicialmente el primer circuito, con la entrada en operación de nuevos proyectos hidroeléctricos en el occidente del país, especialmente Changuinola 2 (214 MW).
- Debido al aumento de capacidad en el área de Colón por la instalación de centrales térmicas, se requiere el refuerzo del sistema de transmisión con el doble circuito Sta. Rita – Panamá II.

- Para transportar toda la generación planificada, es necesario la instalación de Sistemas de Compensación Reactiva Dinámica (SVC), con el objetivo de mantener un perfil de voltaje adecuado en las redes de 230 KV y 115 KV.
- Como conclusión final del análisis técnico económico se recomienda la implementación de la Alternativa 1 de Expansión del Sistema de Transmisión (Expansión con exportación al IMER repotenciamiento de L/T existentes con sistemas de SVC en las S/E de Llano Sánchez y Panamá II, repotenciamiento de las líneas existentes (Guasquitas-Veladero - Llano Sánchez - Panamá II) y expansión de Llano Sánchez – Panamá II) a efecto de la menor inversión, con una relación de beneficio - costo excelente.

RECOMENDACIONES

Año 2011:

- Repotenciación de los circuitos 230 -1C y 2B (Panamá – Panamá II) a 350 MVA.
- S/E Boquerón III, 230/34.5KV.

Año 2012:

- Adición del T3 en la S/E La Chorrera 60/80/100 MVA y 230/115/34.5 KV, debido a un aumento en la demanda en el sector Oeste.
- Adición del T3 en S/E Llano Sánchez 230/115 KV, 60/80/100 MVA. debido a un aumento en la demanda en provincias centrales.
- Reforzar el sistema de transmisión con la línea Changuinola - Guasquitas instalando el segundo circuito, ya que, con el aumento de la capacidad instalada de la central Changuinola 75, de 158 MW a 223 MW, además del Proyecto Hidroeléctrico Bonyic, con 30 MW, el circuito existente estaría sobre su límite térmico
- Instalación de un Banco de Capacitores de 120 MVAR en la Subestación Panamá II 115 KV.
- Instalación de Banco de Capacitores de 90 MVAR en S/E Llano Sánchez 230 KV.
- Instalación del transformador T4 de 230/115 KV, 210/280/350 MVA de la subestación Panamá.

Año 2013:

- Adición T2 S/E Boquerón III 230/34.5 KV
- Reforzar el sistema de transmisión del área de Colón hacia Panamá, mediante la construcción de un tramo de línea desde el Río Chagres – Panamá II 230 KV (operado en 115 KV) y un tramo de línea desde el Río Chagres – Santa Rita 115 KV, además de la ampliación en 115 KV de las Subestaciones Santa Rita y Panamá II.
- Repotenciación de líneas Guasquitas - Veladero – Llano Sánchez – Panamá II (líneas 230-12-13-14-15-16-17, aumentando de 225 MVA a un mínimo de 314 MVA.
- Repotenciación de líneas Mata de Nance - Veladero - Llano Sánchez – Chorrera – Panamá mediante cambio de conductor a uno de alta temperatura de operación, aumentando de 193 MVA a un mínimo de 350 MVA.

- Repotenciación de líneas Mata de Nance – Progreso – Frontera mediante cambio de conductor a uno de alta temperatura de operación, aumentando de 193 MVA a un mínimo de 350 MVA.

Año 2014:

- SVC en S/E Llano Sánchez 230 KV con capacidad aproximada de +300 MVAR.
- S/E El Higo (Las Guías) 230 KV.
- Nueva S/E San Bartolo 230/34.5 KV, seccionando el circuito 230-15 (Veladero – Llano Sánchez).

Año 2015:

- Adición 2do circuito 230 KV en S/E Antón.

Año 2016:

- Instalación del transformador T3 de 230/115 KV, 105/140/175 MVA de la subestación Panamá II

Año 2017:

- SVC en S/E Panamá II 230 KV con capacidad aproximada de +300 MVAR.
- Refuerzo L.T. Llano Sánchez – Panamá II 230 KV (doble circuito montando un circuito inicialmente).

Año 2019:

- Energizar en 230 KV la línea de transmisión Santa Rita – Panamá II 230 KV (operada inicialmente en 115 KV), requiere la ampliación a 230 KV en ambas subestaciones.