

TOMO III – PLAN DE TRANSMISIÓN 2015-2029

CAPÍTULO 6: DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO

6.2 RESULTADOS DE ESTUDIOS DE FLUJO DE POTENCIA (Pág.63)

Comentario:

Haciendo una comparación entre el Plan de Transmisión 2014-2028 (Plan 2014), vigente en la actualidad y la propuesta del Plan de Transmisión 2015-2029 (Plan 2015) observamos una marcada diferencia en la calidad de los análisis de cada escenario tanto para el Análisis de Corto Plazo como el de Largo Plazo. Entre los puntos que fueron omitidos destacamos lo siguiente:

Análisis de Corto Plazo - Análisis de Flujo de Carga

- En el Plan 2014 se detallaba para cada época del año (seco/lluvioso), las contingencias únicas de generación y de transmisión a ser evaluadas. El Plan 2015 sólo define al inicio de la sección 6.1.6, las contingencias únicas de generación y sólo se menciona que son evaluadas contingencias de transmisión en 230 kV y 115 kV, sin embargo a lo largo del documento no es presentado este listado. Es importante resaltar que con la entrada de las obras de transmisión, la topología del sistema de transmisión varía, por lo que se hace necesario evaluar para cada escenario un listado de contingencias de transmisión acorde con la topología, como fue hecho para el Plan 2014.
- Fueron descartados los análisis para escenarios de demanda media. Considerando que el comportamiento de la demanda es de aproximadamente un 45% del tiempo en demanda media es importante continuar evaluando la red de transmisión ante estos niveles de carga. Además, los estudios eléctricos regionales y los que realiza el CND verifican escenarios de funcionamiento en demanda media, por la importancia que tiene analizar este escenario.
- Como se menciona en el punto 1, en el Plan 2014, para cada época del año en estudio, se realizaba una análisis profundo de la situación de la red, donde se incorporaban los listados de contingencias de generación y transmisión y posteriormente el análisis de las causas que ocasionan las restricciones que no permiten cumplir con el despacho de generación proyectado para cada época; además se incluían los montos de generación obligada y se mencionaba las centrales hidroeléctricas de occidente afectadas por la restricción de transmisión. En la propuesta del Plan de Transmisión 2015-2029 vemos que adolece de ese

tipo de análisis que permite al lector poder comprender la situación que está ocurriendo en la red de transmisión y finalmente entender la importancia de las obras propuestas para liberar el sistema de las restricciones que vivimos en la actualidad.

- En esta versión del Plan de Expansión tampoco fue incluido los resultados de cargabilidad en líneas de transmisión de 230 kV y 115 kV. Con los altos niveles de carga a los que está sometida la red de transmisión en los escenarios de máximos flujos de occidente pudiera ocurrir que contingencias únicas en la red de transmisión puedan llevar las líneas a niveles que sobrepasen sus límites térmicos, este tipo de análisis tampoco se observa en el detalle de cada escenario evaluado, consideramos son de gran impacto para ver el desempeño del sistema ante este tipo de eventualidades. Este detalle es importante además para observar el porcentaje de cargabilidad del sistema y con las obras a entrar en operación como se reducen estos porcentajes.

Sección 6.2.2 – Generación Obligada (Pág.67)

Comentario:

Aunque lo esperado para los años 2016, 2017, 2018 y 2019 era que se eliminara la restricción de transmisión en esta sección se observa que no es así, la restricción sólo se reduce a pesar de que se ha indicado que con la entrada de la tercera línea y los equipos de compensación desaparecerían estos problemas. Es sorprendente que incluso en el escenario de invierno 2018 cuando están en operación los SVC se sigue requiriendo generación obligada por incumplimientos al criterio de calidad (voltaje). Es nuestra preocupación que en este Plan de Expansión no se haya realizado ninguna propuesta para eliminar la restricción de transmisión.

Sección 6.2.3 – Límites de Transferencia (Pág.68)

Comentario:

En la sección 6.2.3 del Plan de Transmisión 2015 es reportada la situación en la que la red de transmisión a pesar de que entran los refuerzos aprobados en el Plan 2014, el sistema opera con restricciones, donde se destaca lo siguiente:

Año 2015 – Sin refuerzos en la red de transmisión: Flujo de Occidente de 670 MW.

Año 2016 – Ingreso de la tercera línea: Flujo de Occidente de 950 MW, claramente se observa que la capacidad instalada en occidente es superior a este número incluyendo la demanda del área de occidente.

Año 2017 – Entrada de 150 MVAR en bancos de capacitores: Flujo de Occidente de 960 MW.

Año 2018 – Entrada de los SVC: Flujo de Occidente de 1130 MW.

Año 2019 – Entrada de la línea de 500 kV: Flujo de Occidente de 1170 MW.

Como habíamos mencionado en el primer punto, consideramos que en general esta propuesta del Plan de Expansión no cuenta con el suficiente análisis de las condiciones del sistema, como fue presentado para el Plan 2014, en esta propuesta sólo se limitaron a trasladar (actualizar) los proyectos de una fecha a la otra, sin embargo hubiéramos esperado que a partir de estos resultados, donde se observa que los proyectos aprobados en planes de expansión anteriores no son suficientes para eliminar las restricciones, pudiera haber nuevas propuestas que entendemos es el objetivo de un Plan de Expansión, como por ejemplo, un aumento en la capacidad de los bancos de capacitores o de los SVC, consideramos que es el momento de corregir estos incumplimientos a los criterios de calidad y seguridad de la red con expansiones que verdaderamente eliminen las limitaciones para transportar la generación hidroeléctrica de occidente.

CAPÍTULO 7: PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO

Comentario:

Retraso en obras de la red de transmisión

Vemos con preocupación las desviaciones que se observan entre el Plan 2014 y el Plan 2015 en cuanto a la ejecución de los proyectos de la red de transmisión tendientes a liberar las restricciones. Entre lo más destacable tenemos:

- **Equipos SVC (Pág.79):** De acuerdo al Plan 2014, se esperaba que para el segundo semestre del año 2016 todas las restricciones de transmisión se eliminarían debido al ingreso de la tercera línea de transmisión Veladero - Llano Sánchez – Chorrera – Panamá y la entrada de los equipos SVC con una capacidad de +120/-30 MVAR en las subestaciones Panamá II y Llano Sánchez.

En la propuesta del Plan 2015 se han modificado las fechas de los proyectos, lo que implica un retraso considerable en la puesta en servicio de estos equipos:

Equipo	PLAN 2014 Vigente	Propuesta PLAN 2015	Retraso del proyecto
Llano Sánchez	31-ago-16	31-mar-18	1 año 7 meses
Panamá 2	31-ago-16	31-mar-18	1 año 7 meses

Estos retrasos impactan directamente en el tema de las restricciones de transmisión, porque como queda evidenciado en el análisis del Plan 2015, específicamente en los escenarios de época lluviosa de los años 2016, 2017 y 2018 la restricción de transmisión se mantiene, contrariamente a lo que hemos estado esperando, que con la entrada de estos refuerzos sea posible operar la red de transmisión de forma eficiente y económica. Llama la atención que la necesidad de incorporar SVC a la red de transmisión surge desde el Plan de Expansión 2011 y sin embargo no se ha podido concretar la adjudicación de este proyecto por parte de ETESA.

- **Nueva Línea de Transmisión M. Nance – Progreso – Frontera (Pág.75):** El retraso de este proyecto también resulta alarmante, toda vez que este refuerzo surge desde el Plan del año 2012 y de acuerdo al Plan 2015, el proyecto estará operativo para enero de 2018, pero el mismo está pendiente por licitarse (Ver Pag.76). De acuerdo al Plan 2015, la generación conectada en las subestaciones Progreso y Boquerón 3 suman aproximadamente 390 MW y sólo se cuenta con una línea (M.Nance – Progreso) de 193 MVA para evacuar toda esa potencia, es decir, sólo se puede entregar aproximadamente el 50% de la generación de esas centrales. Además, hay que tomar en cuenta que esta línea es parte del camino directo de la línea de interconexión Progreso – Río Claro, por lo que flujos de importación hacia Panamá circulan sobre este enlace, aumentando su cargabilidad, es decir, no sólo la generación de esa área

impacta la carga en la línea M.Nance-Boquerón 3 sino los niveles de importación del área de control de Panamá.

Con lo anterior, podemos deducir que aunque se tengan los refuerzos capacitivos y la tercera línea de transmisión, las restricciones en la red no se eliminan, pues se mantienen las deficiencias en otras áreas de la red, en este caso sobrecargas.

- **Bancos de capacitores (Pág.81):** El Plan 2014 explicaba la importancia de la puesta en operación de bancos de capacitores adicionales como soporte a los SVC, sin embargo de acuerdo a lo indicado en el Plan 2015, el proyecto no ha sido licitado en su totalidad (Ver Pág.81).

Las nuevas fechas son las siguientes:

Equipo	PLAN 2014 Vigente	Propuesta PLAN 2015	Retraso del proyecto
Panamá 2	31-ago-16	31-ene-17	5 meses
Chorrera	30-sep-15	31-ene-17	1 año 5 meses
Veladero	31-ago-16	28-feb-18	1 año 6 meses
San Bartolo	31-ago-16	28-feb-18	1 año 6 meses
Llano Sánchez	31-ago-16	28-feb-18	1 año 6 meses

Aunque el Plan de Expansión no incluye las razones por las cuales es necesario retrasar un proyecto, creemos que es necesario revisar los procedimientos que mantiene ETESA para la licitación y adjudicación de proyectos de gran magnitud, los cuales afectan la operación confiable, eficiente y económica de la red de transmisión, por ende la seguridad en el suministro de energía eléctrica del país. También debe darse un seguimiento más detallado en la ejecución de los proyectos, vemos que lo planificado dista de lo que se ejecuta en la realidad, se entiende que por razones fuera del control de un promotor de proyectos puedan darse retrasos, sin embargo esta situación es persistente y sigue afectando a todos los Agentes del Mercado al no consolidarse a tiempo los proyectos que son aprobados en los planes de expansión.

De manera general observamos que los costos de los proyectos de la red de transmisión que entran en el corto plazo superan los \$350,000,000 y los mismos no liberan el sistema de las restricciones que vivimos en la actualidad.

Consideramos que el Plan de Expansión debe ser revisado por algún grupo de Consultores Expertos y en conjunto con Personal de ETESA verificar los procedimientos utilizados para la elaboración de los planes de expansión ya que como se demuestra no se ha presentado una solución a los problemas en la transmisión. Se deben explorar la incorporación de otros tipos de tecnologías para compensar la red adecuadamente incluso para el año 2019 se adelanta la entrada de la “cuarta línea” de 500 kV y esto no elimina las restricciones.

CAPÍTULO 8: ANÁLISIS ELÉCTRICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO

Sección 8.2 Resultados de Estudios de Flujo de Potencia (Pág.92)

Comentario:

Como comentario general al estudio de Largo Plazo, vemos que sólo se analizan los escenarios de los años 2020 y 2025, no obstante, en la tabla de proyectos de Largo Plazo (pág.88), durante los años 2020 a 2025 entran importantes obras como el aumento de la capacidad de la línea Veladero - Panamá II en el año 2021, reemplazo de la línea Veladero -Llano Sánchez – Chorrera - Panamá para el año 2022, sin embargo no se puede verificar el impacto de estos proyectos en el sistema puesto que no se analizan estos años intermedios, se desconocen si para esos escenarios continúan las restricciones de transmisión y si las obras planificadas mejorarían las condiciones operativas.

Como comentario específico, para el escenario de época lluviosa 2020, demanda máxima se señala que es necesario reducir generación de las hidroeléctricas de occidente (central Fortuna), debido a sobrecarga en uno de los circuitos Panamá – Panamá III a causa de la contingencia de la línea paralela.

En este escenario a pesar de que se encuentra en operación la cuarta línea de transmisión de 500 kV, aún es requerido operar el sistema con restricciones, lo cual es preocupante. En la tabla de la página 88, se observa la puesta en operación en el año 2023 de una línea subterránea entre las subestaciones Panamá y Panamá III, por lo tanto, transcurrirán varios años (2020 a 2023) para ver una red de transmisión operando sin restricción.

Consideramos que en el Plan de Largo Plazo no debería existir ninguna medida correctiva que involucre reducir la generación de occidente, estas son medidas de corto plazo donde a falta de planificación no se puede contar con un refuerzo en un periodo de corto de tiempo, contrariamente al Plan de Largo Plazo, en el cual se tiene un tiempo considerable para la ejecución y puesta en servicio de las obras una vez se identifican y se aprueba en los planes de expansión.

Sección 8.2.2 Generación Obligada

Comentario:

Como fuese mencionado en el párrafo anterior, es preocupante que en el Plan de Largo Plazo se solucionen los problemas de la red de transmisión con generación obligada, cuando deberían planificarse obras para eliminar estas restricciones. Se desconoce hasta

que año se podría operar bajo estas condiciones debido a que sólo se analizan dos años (2020 y 2025), sin verificar los años intermedios.

CAPÍTULO 16: CONCLUSIONES

Diagnóstico del Periodo de Corto Plazo (años 2015 – 2028)

Año 2016 (Pág.116)

Comentario:

Las conclusiones para este escenario son contradictorias con referencia a lo descrito en el capítulo 6. Se indica en estas conclusiones que entran en operación nuevos bancos de capacitores, compensación estática a través de dos (2) SVC y que se eliminan las restricciones de transmisión presentadas en años anteriores, además se cumple a cabalidad el despacho económico, cuando realmente, los bancos de capacitores se retrasa su entrada para el año 2017, los SVC entran en operación en el año 2018 ya que fue trasladada la fecha del Plan anterior y se sigue manteniendo en línea generación obligada. Sugerimos realizar una revisión a esta redacción ya que no coincide con lo expuesto dentro del informe.

Año 2017 (Pág.117)

Comentario:

Estas conclusiones tampoco mantienen coherencia con lo que se expuso en el capítulo 6 del informe. Para el año 2017 continúan las restricciones de transmisión ya que no han entrado todos los refuerzos tendientes a liberar las limitaciones, por lo tanto la conclusión de que el sistema opera de manera confiable sin romper el despacho económico debe ser verificada.

Año 2018 (Pág.117)

Comentario:

Al igual que para el punto anterior, esta conclusión no coincide con lo reportado en el capítulo 6, donde a pesar de ya contar con los SVC, se mantiene en línea generación obligada (Ver Pág.68)

Con relación a la Expansión de Transmisión (Pág.117)

Comentario:

Las fechas de los proyectos recomendados, no coinciden con lo indicado en el capítulo 6 y en la tabla de la página 123, esto debe ser verificado.

De manera general esperamos que nuestros comentarios puedan ser de beneficio y utilidad para la elaboración del Plan de Expansión. Creemos que es importante que todos los Agentes del Mercado se involucren aportando sus sugerencias y conocimientos para mejorar los procesos para la conformación de los planes de la red de transmisión y finalmente puedan ser eliminadas las restricciones que nos aquejan, las cuales afectan de una manera importante a todos los Agentes del Mercado, el principal objetivo de este plan debe ser enfocarse en la construcción de obras que liberen la red de limitaciones y consideramos que estamos a tiempo de incluir proyectos que realmente nos lleven a cumplir el objetivo de operar una red de forma segura, confiable y económica.