



Istmus Hydro Power Corp.

No. IHP-124-2015

Panamá, 10 de agosto de 2015

Licenciado

ROBERTO MEANA

Administrador General

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS (ASEP)

Estimado Licenciado Meana:

Dando cumplimiento a la Consulta Pública No. 010-15 Elect presentamos nuestros comentarios:

Comentarios al Plan de Expansión de la Transmisión de ETESA 2015-2029.

Desde el punto de vista de Istmus Hydro Power, Las Perlas Norte y Las Perlas Sur nos sentimos complacido porque se está instalando el segundo transformador de la subestación Boqueron III y está en el plan a corto plazo el remplazo de las líneas 230-9 A y B circuito simple y 750 MCM por una línea de doble circuito alambrado en 1,200 MCM.

Sugerencia: Mientras que este proyecto de la línea Mata de Nance – Boqueron III - Progreso llega a su término en la fecha estimada enero de 2018, se debe hacer una revisión a la actual línea 230-9A para evitar la congestión de transmisión ya que la capacidad actual de esta línea es 193 MW @ 75C y la capacidad de emergencia a 366 MW @ 90C limitada @ 15 minutos y hay instalado alrededor de los 294 MW actual en generación hidro y con proyección se subir hasta 390 MW en los próximos años. El conductor de esta línea se va a reemplazar en menos de 3 años, por este motivo nos podríamos dar el lujo de operarla a temperatura mayores que 75C los periodos que sean necesarios, además de revisar las distancias a tierra del conductor y tomar mediciones de temperatura ambiente y/o del conductor en las subestaciones involucradas a través del SCADA del CND. Se podría recalcular una nueva capacidad de tal manera que por limitante de esta línea no se deje de generar ningún MWh. La condición crítica de esta línea 230-9 es en época lluviosa cuando se dispara la línea de Río Claro – Dominical – Veladero, el tramos por Cahuita – Changuinola también ayuda.

1.15 Diagnóstico del Sistema Actual

“Considerando la generación existente en la región occidental del sistema, y la que se espera que ingrese durante el periodo lluvioso, se tiene una capacidad instalada aproximada de 1,285 MW y la capacidad térmica de transmisión actual en sentido occidente-oriente es de 1,044 MW.”

Torre Banistmo - Piso # 12 - Avenida Samuel Lewis - Panamá, Rep. de Panamá
Tel (507)-205-6685 Fax: (507)-205-6684 E-mail: Info@Hidrotencencias.com
P.O. Box 0816-01659 - Panamá, Rep. de Panamá

ASEP RECEPCION 015PM 2015



Se recomienda a ETESA referirse a la Capacidad Térmica de la línea de manera explícita para evitar confusiones con la capacidad operativa que está limitada por los parámetros operativos como voltajes, diferencia angular de los voltajes de barras, etc. Y la línea está restringida a 760 MW, como indica el siguiente párrafo del Plan de Expansión, representa la capacidad operativa.

Con la debida inversión y considerado la apropiada tecnología esta diferencia entre la capacidad térmica y la capacidad operativa puede ser usada, (1,044 – 760= 284), disminuyendo la magnitud de la restricción, además se puede revisar los criterios de diseño de las líneas para considerar el aumento de la capacidad térmica como ya lo han hecho con algunas líneas, y medir temperatura del ambiente y/o del conductor para tener certeza de su real capacidad.

1.15 Pag.12, último dos párrafos, análisis en demanda media y mínima:

En estos periodo la restricción es provocada por déficit de reserva reactiva, siendo este el motivo de la restricción se recomienda a ETESA evaluar con el CND que la generación obligada requerida no se opere al 95% de la capacidad de la planta (MW), si no que opere a su valor mínimo u otro valor conveniente inferior al 95%, de esta manera se puede traer más energía hidro del occidente del país ya que no habría déficit de reserva reactiva. Habría que hacer una evaluación económica ya el Costo Variable de las plantas a esas capacidades reducidas es mayor, hay que compensar la energía desplazada y compensar cualquier otro factor a los generadores obligados. De esta manera las plantas como BLM_carbón pudiera generar unos 60 MW en lugar de 114 MW, las unidades de Panam 8 MW c/u en lugar de 16 MW, Pedregal 10 MW c/u en lugar de 18 MW, Cativa 4 MW c/u en lugar de 8 MW, etc., de esta manera la energía obligada sería menor aunque su costo unitario más alto.

En la página 19 la nueva subestación de Chiriquí Grande 500 kV y la cuarta línea de transmisión de 500 kV aparecen a entrar en operación en febrero de 2020 y en la página 21 aparece para entrar en operación en el 2019. Se recomienda unificar la entra en operación a una sola fecha.

Comentarios

El plan de Expansión 2015 – 2029 ha sido desarrollado de manera muy convencional sin considerar la evaluación de las tecnología dominadas y comercialmente disponibles que existen hoy día como la compensación serie controlada con electrónica de potencia (FACTS: Flexible AC Transmision System), línea de transmisión de corriente directa (HVDC), Sincrofasores (PMU), etc.

Compensación Serie: En el plan de expansión del 2010 se planeó un proyecto de compensación serie con repotenciación de las 2 líneas de transmisión existente, pero este proyecto no fue posible llevarlo adelante porque cuando se trató hacer ya las líneas de transmisión estaban llenas y no permitían hacer libranza para realizarla, el proyecto fue abandonado y fue reemplazado por la tercera línea de transmisión.



Desde la administración pasada ETESA ha recibido la sugerencia de evaluar el proyecto compensación serie a las líneas actuales sin considerar repotenciación para aumentar la capacidad de las líneas actuales. La compensación serie resuelve los problemas de estabilidad dado en las líneas cuando las diferencias angulares de los voltajes de barra aumentan.

Sugerimos nuevamente a la actual administración haga esta evaluación, la cual debe ser más barata ya que no incluye repotenciación y las líneas se han acortado por la conexión de los nuevos proyectos de generación, como la subestación El Coco que acortó la línea de Llano Sánchez a Panamá II de 195 Km a un tramo de 60 km y otro de 135 km. Adicional las subestaciones El Higo, San Bartolo, Barro Blanco y otras acortan las líneas de transmisión haciendo menor la contingencia y más barata su compensación.

También se debe compensar la tercera línea de transmisión. Aunque se debe hacer un estudio eléctrico para determinar la mejor forma de hacer esta compensación serie, sugerimos como el siguiente escenario:

Que la línea 1 y 2 de Mata de Nance - Panamá y Guasquita - Panamá II tomen todas las conexión que surjan como Barro Blanco, San Bartolo, el Coco, el Higo, etc... y que la línea III tenga solo las conexiones originales de diseño como Veladero - Llano Sánchez - Chorrera - Panamá - Panamá II y que esta tenga compensada los tramos Veladero - Llano Sánchez y Llano Sánchez - Chorrera. De esta manera cuando se evalúa las contingencias (N-1) de la línea 1 y 2 son tramos de líneas corto que no deberían impactar severamente al sistema.

La compensación serie nos permite tener control de los flujos en las líneas y se evita que una línea de menor capacidad en paralelo con otra de mayor capacidad (como es el caso del SIN de Panamá) vaya a producir una restricción porque la de menor capacidad se haya llenado.

Como complemento una red de PMU mejoraría la seguridad operativa del SIN y daría flexibilidad a implementar esquemas suplementarios temporales cuando sea necesario.

También se podría instalar equipos en los generadores más grande que ayuden en la condición de pérdida de estabilidad.

Pag. 86, Capítulo 8: Análisis Eléctrico del SIN a largo plazo.

Nos preocupa que en la pag. 93 diga:

“Época lluviosa - Demanda Máxima

En el presente escenario las centrales hidroeléctricas de pasada se despachan al 95% de su capacidad instalada y la central hidroeléctrica de embalse Fortuna es desplazada parcialmente del orden de mérito esperado para este escenario, ya que al aumentar significativamente el flujo de occidente al centro de carga y al realizar el disparo de uno de los circuitos Panamá - Panamá III de la tercera línea de transmisión, el paralelo queda



operando por encima de su capacidad en emergencia de 500 MVA y por tanto el sistema no cumple con los criterios de calidad y seguridad establecidos y es necesario reducir el flujo occidente-centro de carga.”

Como es posible que el 2020, con la IV Línea de transmisión en operación aún sigamos encontrando estos problemas de congestión de transmisión, sin que este escenario considerado represente el escenario más crítico para evaluar la transmisión occidente – centro de carga. En este plan no se corrió un escenario con la planta Changuinola II y la Planta de carbón Bocatérmica de 350 MW en operación en el 2,020, esta condición causaría más exigente congestión las 4 líneas de transmisión del occidente al centro de carga y con un atraso en la cuarta línea estaríamos igual que en la actualidad sufriendo de restricción de transmisión todas las planta ubicadas en el occidente. La planta de Bocatérmica se menciona en el plan de expansión de la generación y en este plan como una planta que se espera su construcción pero no se simuló su operación simultánea con Chan I y II.

Página. 95: En el 2017 No se espera que la central de ciclo combinado de Gas Natural Licuado (GNL), con capacidad de 660 MW esté operativa.

Página 117: Se retira del sistema 229 MW pertenecientes a las plantas de Aggreko y Soenergy. Esto se retiró en agosto de 2015.

Página 119: A manera de brindar un punto de conexión a futuros proyectos de generación para el abastecimiento de la demanda, se adicionará la nueva subestación Vacamonte 230 kV. No se menciona en el informe que planta se visualiza que se instalarán.

Cuarta línea de Transmisión de 500 kV: Favor verificar la fecha de entrada este este proyecto y su subestación, en la pág. 19 dice febrero de 2020 y en la página 21 indica que entrará en operación en el año 2019.

Aunque el estudio del impacto de la pérdida de uno de los circuito de 500 KV de 350 Km de longitud fue evaluada no deja de preocupar el hecho que hoy día la pérdida de un circuito de menor envergadura como un circuito de 230 kV de 135 Km pone al SIN en riesgo de estabilidad. Por este motivo me atrevo a sugerir la evaluación de este circuito en HVDC a 400 o 500 kV con dos polos. Aunque este proyecto en HVDC debe ser un poco más costoso que el presentado en este plan en 500 kVAC pero tiene importantes beneficios que deben ser evaluados como lo son que la pérdida de uno de sus polo no saca de servicio la línea HVDC, la línea continúa operando amortiguando el efecto de la pérdida de flujo por la pérdida del polo, hasta el polo que queda podría operar en condiciones de sobrecarga controlada.

El impacto ambiental, económico, operativo de esta línea HVDC sería menor al ser su estructura menos robusta y menos saturadas en conductores, requiere menos franja de servidumbre. Además ayuda a disminuir las oscilaciones de sistema AC, no hay efecto piel ya que se utiliza todo el volumen del conductor en la conducción, rápido control de flujo,



permite de ser construida por el mar si fuera necesario por problemas ambientales, problemas de servidumbres etc.

Este proyecto en HVDC podría tener alguna sinergia con la línea de Interconexión Colombia Panamá (ICP) de tal manera que se diseñe una línea de HVDC desde Cerromatoso en Columbia hasta Chiriquí Grande en Panamá, con 3 estaciones convertidoras, una en cada extremo y otra en la subestación Panamá II o III, donde los costos de inversión. OYM del equipo común, en este caso la estación convertidora del medio sean compartido 50% y 50% y las líneas quedaría claramente definida su propiedad, de Cerromatoso a Panamá II o III pertenecería a ICP y de Panamá II o III a Chiriquí Grande pertenecería a ETESA. Habría que armonizar los voltajes, serían en 300 kVDC la cual es el voltaje escogido por ICP que tiene su proyecto más avanzado y los tiempo que se espera entre en operación son los mismos, 2020. Podría haber aquí un mejor beneficio social para la región.

Conclusión:

Con solo ver lo que representa la actividad de transmisión en la tarifa eléctrica de Panamá se puede intuir una falta de inversión y un gran problema en este sector.

Es de preocupación que año tras año los planes de expansión no se cumplan, sería conveniente tratar de ver el problema de fondo de la institución. Quizás sea ese híbrido empresarial privado – público, una empresa S.A. que tiene que cumplir con los requerimiento de dos mundo, el privado y el gubernamental.

También el CND podría ser un importante aliado para ETESA si no estuviera subordinado a ETESA. Es difícil para el CND hacer a ETESA un llamado de atención por ser su jefe. El CND vio venir con suficiente anticipación el problema de congestión occidente – centro de carga desde fechas tan tempranas como 2011 y solo se limitó a divulgarlo en complejos informes técnicos que casi nadie lee. Si no estuviera subordinado se pudo haber anunciado con mayor anticipación y se hubiera expuesto a nivel del mercado.

Nos llama la atención que en el plan de expansión en referencia todavía en el 2020 siguen dándose congestiones de transmisión. ETESA ha demorado en la implementación de medidas a corto plazo para atenuar el impacto de las restricciones:

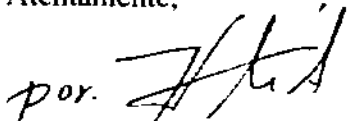
1. Los problemas de restricción de transmisión de ETESA se dan por:
 - a. capacidades de las líneas de transmisión
 - b. déficit de reserva reactiva
2. Los problemas de capacidades de las línea de transmisión se resuelven:
 - a. A corto plazo: con la implementación de esquemas suplementarios temporales mientras se realizan las inversiones.



- b. A corto plazo: Revisión de los criterios de diseño para aumentar las capacidades, implementando medición de temperatura local.
 - c. A corto plazo: Desarrollar una red de PMU. Permite hacer mediciones para tener una mejor descripción del comportamiento del sistema y poder implementar esquemas suplementarios más selectivos y precisos, principalmente orientado a los problemas de estabilidad. Referencia: Guatemala tiene una red de PMU funcional.
 - d. Implementando compensación serie controlada por dispositivos con tecnología de electrónica de potencia (FACTS: Flexible AC Transmission System): Permite eliminar los problemas de estabilidad provocado por las diferencias angulares de voltaje en las líneas muy largas, además permite controlar los flujos AC.
 - e. Construir línea nueva. Considerar línea HVDC en las líneas largas por el beneficio operativo que da la operación de líneas DC y AC en paralelo, como control de flujo tanto AC como DC, mayor confiabilidad. Hacer esta evaluación basado en el beneficio social.
3. Los problemas de déficit de reserva reactiva se resuelven:
- a. Generadores en línea: Evaluar si es conveniente que los generadores que entran en línea como obligados podrán generar a su carga mínima para disminuir el monto en MWh de la energía desplazada de occidente.
 - b. Instalación de bancos de Capacitores, Inductores y SVC: ETESA no se ha podido poner al día con el déficit de los equipos de compensación reactiva, sus inversiones siempre están atrasadas, habría que revisar cual es la causa, podría ser los proceso de compra del estado?
 - c. Teniendo repuestos para dar apropiado mantenimiento a estos equipos: Hasta que hay déficit de estos equipos, tenerlos indisponible produce una situación muy crítica en el mercado, porque las restricciones se acentúan y ETESA solo compensa parte de las pérdidas económicas a los generadores. En el mes de julio de 2015 habían 3 bancos de capacitores fuera de servicio.

Sin otro particular por el momento, nos suscribimos.

Atentamente,

por. 

ALEJANDRO HANONO W.
Representante Legal
ISTMUS HYDRO POWER CORP.