

# Continuación Plan de Expansión 2012 – 2025: Nuevos Refuerzos en las áreas Caribe y Suroccidental, y conexión de la Planta de Generación Ituango 2400 MW

Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, Bogotá D.C., Colombia



**Abstract--** La Unidad de Planeación Minero Energética – UPME tiene entre sus principales funciones, establecer los requerimientos energéticos de la población según criterios económicos, sociales, técnicos y ambientales. En el marco de estas funciones, la UPME realiza anualmente la actualización del Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión, definiendo las prioridades del sistema en el corto, mediano y largo plazo. Es así que en la formulación del Plan se analiza el Sistema de Transmisión Nacional – STN y los subsistemas regionales, identificando los efectos del crecimiento de la demanda y la conexión de nuevos usuarios, como son las grandes cargas y los generadores; todo lo anterior buscando garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica de una manera confiable, segura y eficiente. El siguiente documento tiene como objetivo presentar los análisis eléctricos y económicos asociados a la conexión de la planta de generación Ituango, cuya capacidad es de 2400 MW. Adicionalmente, se proponen obras complementarias para incrementar los límites de importación a las áreas operativas Caribe y Suroccidental.

**Index Terms—**Obligaciones de Energía en Firme OEF, límites de importación, violaciones por sobrecarga, violaciones de tensión, flujo de carga, estabilidad de voltaje, relación beneficio / costo, Comité Asesor del Planeamiento de la Transmisión CAPT.

## I. UBICACIÓN Y ANTECEDENTES [1]

La planta de generación Ituango es un proyecto de naturaleza hidráulica, que se encuentra localizado en el norte del departamento de Antioquia, a 171 Km de la ciudad de Medellín en jurisdicción de los municipios de Ituango y Briceño, ocho (8) Km aguas abajo del puente Pescadero sobre el río Cauca. Desde el punto de vista de infraestructura eléctrica, la zona posee varios corredores y líneas de transmisión a nivel de 230 kV, al igual que muchas plantas de generación, la mayoría de ellas de naturaleza hidráulica (ver Fig. 1).

En relación a los antecedentes del proyecto, durante el mes de junio de 2008 la sociedad Hidroeléctrica Pescadero Ituango S.A. E.S.P. fue habilitada para participar en la subasta del Cargo por Confiabilidad. Así mismo, fue merecedora de una obligación de Energía en Firme de 1085 GWh/año, cuyo periodo de vigencia iniciará a partir del 1 de diciembre del año 2018. Así mismo, durante el mes de enero del año en curso, al proyecto Ituango le fueron asignadas nuevas Obligaciones de Energía en Firme.

Respecto a la incorporación del proyecto al Sistema

Interconectado Nacional - SIN, la UPME en los Planes de Expansión 2009 – 2023, 2010 – 2024 y 2012 – 2025, presentó las primeras aproximaciones de la conexión.

En febrero de 2010, la promotora Ituango informó a la UPME las fechas de entrada en operación comercial de las ocho (8) unidades que conforman la central. Teniendo en cuenta dicha información, se espera para diciembre del año 2018 disponer de una capacidad instalada de 1200 MW, y en enero del año 2020, 2400 MW.

En el marco de la reunión No 108 del CAPT, la UPME presentó los análisis técnicos asociados a la conexión de Ituango. En esta reunión, por solicitud del mismo Comité, se propuso analizar la propuesta de la Unidad. Al respecto, durante el transcurso del año se han llevado a cabo varias reuniones de trabajo con XM, ISA, EPM, CODENSA, EEB y EPSA, con el objetivo de realizar comentarios, observaciones y aportes a la conexión propuesta. Vale la pena mencionar que se exploraron nuevas técnicas de optimización lineal [2] para resolver el problema de la expansión de la transmisión, todo lo anterior en la búsqueda de la red objetivo.

En relación al área Caribe, durante el año 2012 se ha presentado un elevado costo de las restricciones, asociado éste a la limitación de los intercambios de potencia de dicha área operativa con el resto del sistema. La indisponibilidad de uno de los circuitos a nivel de 500 kV, que interconecta esta zona con el interior del país, puso en evidencia la dependencia de la región del recurso térmico localizado en los departamentos del Atlántico, Bolívar y Guajira. Esta situación se tornaría más crítica con la expansión definida del parque generador, ya que las futuras plantas hidráulicas desplazarían del mérito a las unidades térmicas, aumentando el costo de las restricciones (independientemente del nuevo recurso hídrico, se necesitarían estas plantas para garantizar la seguridad del sistema). Con respecto al área Suroccidental, si bien la zona cuenta con las plantas hidráulicas Betania, Anchicayá, Calima, Salvajina y Quimbo (2014), el crecimiento esperado de la demanda y la red definida no garantiza en el largo plazo el abastecimiento de esta zona.

Es por todo lo anterior que se deben implementar obras de refuerzo en estas áreas del país, con el objetivo de atender a la demanda con criterios de seguridad y eficiencia económica.

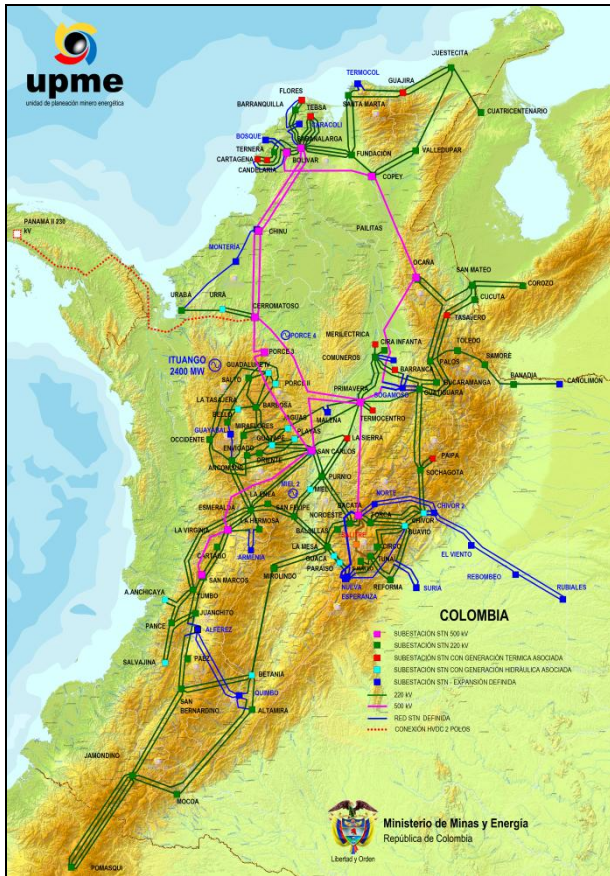


Fig. 1. Ubicación de la planta de generación Ituango 2400 MW [3]

## II. INCORPORACIÓN DE LA PLANTA DE GENERACIÓN ITUANGO, AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL [1]

A continuación se presentan los análisis eléctricos de la conexión de Ituango. En primera instancia se analiza el desempeño del Sistema sin considerar la conexión del proyecto. Posteriormente se presenta el desempeño del Sistema con la nueva planta, para cada una de sus alternativas de conexión. Finalmente se presenta la evaluación económica y la relación Beneficio / Costo.

### A. Supuestos considerados

- Se estudia el comportamiento del Sistema en los años 2017, 2020 y 2025.
- Se considera una capacidad instalada de 2400 MW desde el año inicial de estudio. Si bien es cierto que toda esta potencia estará disponible solamente a partir del año 2020, es muy probable que en el área se materialicen similares potenciales de generación.
- Análisis eléctricos en los periodos de demanda máxima y demanda mínima.
- Se contemplan diferentes escenarios de despacho en las áreas Antioquia, Caribe, Oriental, Suroccidental y Nordeste.
- Respecto a las interconexiones internacionales, se tuvo en cuenta una exportación de 250 MW con Ecuador. En relación a Panamá, se consideraron 300 MW en el periodo 2014 – 2018, y en adelante, 600 MW.
- Se tuvo en cuenta una compensación capacitiva de 50

MVAr en el área GCM, distribuida entre las subestaciones Codazi, La Jagua, La Loma, Mompos y El Banco. Adicionalmente, 35 MVAr en el área Bolívar a nivel de 66 kV (El Carmen y Calamar)

- Se considera la carga de Drummond conectada en la subestación Copey 500 kV, con un consumo de 120 MW y un factor de potencia de 0.9 en atraso.
- Se considera todos los cambiadores de Taps de los autotransformadores en la posición central.
- En el área Antioquia, se asume un nivel de sobrecarga bajo contingencia del 130 % en todos los activos, inclusive el corredor Ancón – Envigado – Guayabal 110kV.
- Se considero la expansión definida por el Plan de Expansión de transmisión 2012 - 2025.

### B. Metodología de análisis

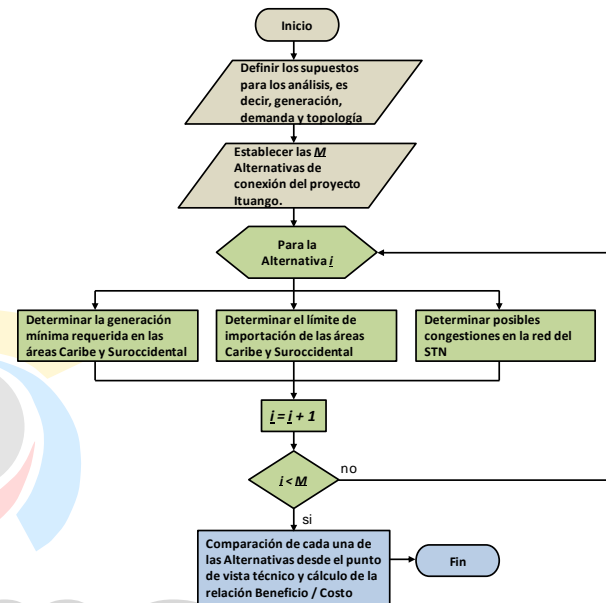


Fig. 2. Metodología de evaluación de la conexión de Ituango

En la Fig. 2 se presenta la metodología empleada para la evaluación de la conexión de Ituango. En primera instancia se establecen los escenarios topológicos, de despacho y demanda a estudiar. Posteriormente se definen las opciones de conexión del proyecto. En este caso en particular, se parte de una alternativa base, la cual se describe en la Fig. 3.

En relación a la alternativa base, se proponen lo siguientes corredores a nivel de 500 kV: doble circuito Ituango - Cerromatoso, enlace Ituango – Primavera, circuito Ituango – Medellín y línea Medellín – Virginia. Respecto a la conexión de la planta con Cerromatoso, los análisis eléctricos preliminares permitieron establecer que con un solo enlace entre estas dos subestaciones, este elemento operaría por encima de su Potencia Natural (SIL). Si bien esta línea no tiene una longitud superior a los 150 Km, su cargabilidad estaría por encima del 50%, ocasionando lo anterior una exigencia mayor al SVC de la subestación Chinú 500 kV. En este sentido, el doble circuito Cerromatoso – Ituango permite evacuar adecuadamente la potencia de la planta y evitar la saturación del SVC bajo escenarios de contingencia.

En el caso de Suroccidental, la nueva línea Medellín –

Virginia, sin ningún refuerzo adicional, ocasionaría problemas de congestión en el transformador 500/230 kV de la subestación Virginia. Lo anterior ante la contingencia del transformador San Marcos 500/230 kV, o la pérdida de la línea San Marcos – Virginia 500 kV. En consecuencia, se proponen alternativas de refuerzo para resolver esta problemática, no solo para esta área, sino para el Caribe Colombiano.

Las alternativas de refuerzo analizadas para el área Suroccidental se describen a continuación:

- Alternativa 1: Segundo transformador 500/230 kV – 450 MVA en la subestación San Marcos.
- Alternativa 2: Segundo transformador 500/230 kV – 450 MVA en la subestación San Marcos y segundo transformador Virginia 500/230 kV – 450 MVA.
- Alternativa 3: Segundo transformador 500/230 kV – 450 MVA en la subestación San Marcos/Alfárez, nueva subestación Alfárez 500 kV con transformador 500/230 kV – 450 MVA, y su incorporación al Sistema a través de la línea Alfárez – San Marcos.
- Alternativa 4: Segundo transformador 500/230 kV – 450 MVA en la subestación San Marcos/Alfárez, nueva subestación Alfárez 500 kV con transformador 500/230 kV – 450 MVA, y su incorporación al Sistema a través de las líneas Alfárez – Virginia y Alfárez – San Marcos. Adicionalmente, refuerzos a nivel de 230 kV.

Las alternativas de refuerzo analizadas para el área Caribe se describen a continuación:

- Alternativa 1: Cierre de anillo a nivel de 500 kV, con el enlace Bolívar – Sabanalarga y segundo transformador Copey 500/220 kV – 450 MVA.
- Alternativa 2: Cierre del anillo, instalación de un SVC en la subestación Copey 500 kV, cuya capacidad de suministro y absorción de reactivos es de +250/-150 MVar, respectivamente y segundo transformador Copey 500/220 kV – 450 MVA.
- Alternativa 3: Línea Cerromatoso – Copey 500 kV y segundo transformador Copey 500/220 kV – 450 MVA.
- Alternativa 4: Corredor a nivel de 500 kV Cerromatoso – Chinú - Copey y segundo transformador Copey 500/220 kV – 450 MVA.

Para cada línea se consideró una capacidad nominal de 1905 A. Así mismo, se tuvieron en cuenta elementos maniobrables, cuyos valores implican una compensación cercana al 80 % en cada enlace.

Una vez establecidas las alternativas de conexión, se

analiza el comportamiento técnico de cada una de ellas en función de tres parámetros básicos; correcta evacuación de la planta, incremento del límite de importación y reducción de la generación requerida en las áreas Caribe y Suroccidental. Para ello, se consideran diferentes escenarios de despacho.

Finalmente, se compara cada una de las alternativas en función de los resultados obtenidos y se selecciona la mejor desde el punto de vista técnico-económico.

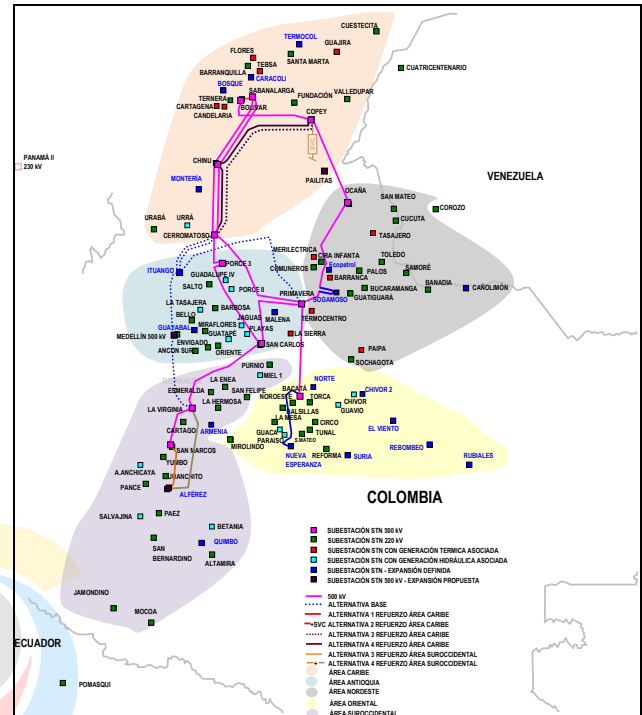


Fig. 3. Alternativas de conexión del proyecto de generación

### C. Comportamiento del Sistema para la alternativa base – Escenarios de congestión.

Considerando máximo despacho en Antioquia e Ituango (2400 MW), las contingencias más severas para la evacuación de la planta, son la pérdida de los enlaces a nivel de 500 kV, Ituango – Cerromatoso e Ituango – Primavera. Esta situación se torna más crítica cuando se tiene un escenario de mínima generación en las área Nordeste y Caribe. Al margen de lo anterior, no se presentan problemas de congestión. En este sentido, las cuatro líneas propuestas para la conexión del proyecto garantizan la correcta evacuación de la generación.

Desde el punto de vista transitorio, se observa un comportamiento estable y amortiguado en las principales máquinas del Sistema. La Fig. 4 presenta el desempeño dinámico de Ituango bajo un escenario de máxima demanda, alta generación en Antioquia y el área Oriental, despacho medio/alto en el Caribe Colombiano, y mínimo despacho en el Nordeste del país.

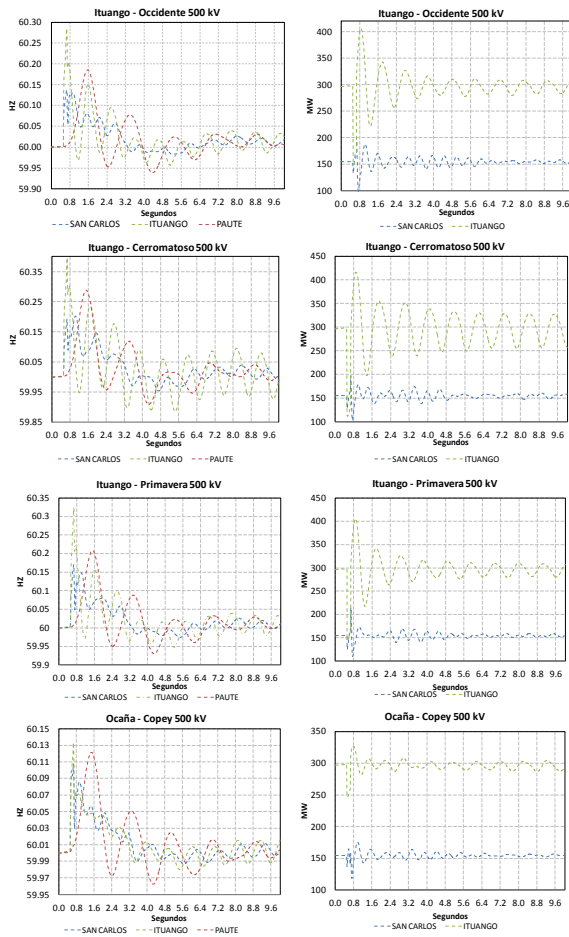


Fig. 4. Comportamiento transitoria de Ituango 2400 MW

**D. Comportamiento del Sistema para cada una de las alternativas –Límite de importación áreas Caribe y Suroccidental.**

La Fig. 5 y la Fig. 6 presentan el límite de importación y la generación requerida en las áreas Caribe y Suroccidental, para cada una de las alternativas estudiadas.

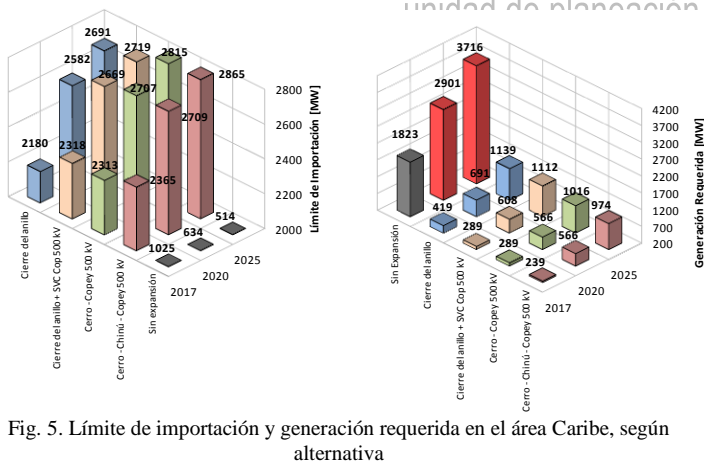


Fig. 5. Límite de importación y generación requerida en el área Caribe, según alternativa

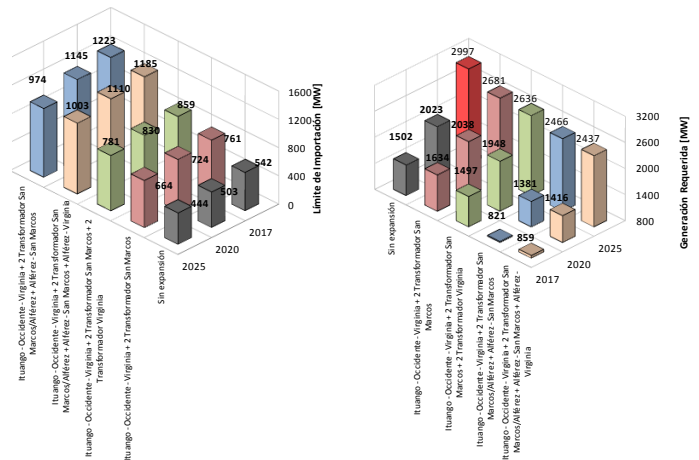


Fig. 6. Límite de importación y generación requerida en el área Suroccidental, según alternativa.

Respecto al área Caribe se puede concluir:

- Sin tener en cuenta proyectos de expansión, el límite de importación se reduce progresivamente con el crecimiento natural de la demanda. Las contingencias sencillas que imponen esta restricción, son la pérdida del transformador Copey 500/220 kV - 450 MVA o la falla de la línea Ocaña – Copey 500 kV. Bajo esta topología, se ocasionan bajas tensiones en la zona Caribe, específicamente en las subestaciones Valledupar y Copey. Lo anterior se debe al déficit de potencia reactiva presente en el área bajo escenarios de mínimo despacho.

Es importante mencionar que si no se comete ningún proyecto de expansión en el área, a partir del año 2020 la capacidad instalada en la zona no sería suficiente para garantizar la seguridad y la confiabilidad del Sistema.

- Bajo la Alternativa 1, cierre del anillo a nivel de 500 kV y segundo transformador Copey 500/220 kV, es posible aumentar las transferencias hacia el área Caribe en más de un 50 %. Para este caso, el evento de falla que impone el límite de importación, es la pérdida del enlace Ocaña – Copey 500 kV. La razón, el mismo déficit de potencia reactiva.

Considerando un SVC en la subestación Copey 500 kV, Alternativa 2, se alcanzan transferencias superiores a los 2300 MW durante todo el periodo de análisis. El límite de importación para este caso, lo impone la pérdida de la línea Ocaña – Copey 500 kV. Bajo esta topología, el SVC de la subestación Chinú se satura y se ocasionan bajas tensiones en la sub-área operativa GCM. Fue necesario también aumentar la tensión de referencia del compensador estático en Copey, en relación con el SVC de Chinú.

Vale la pena mencionar que no se analizó en detalle la alternativa de instalación del nuevo SVC en Copey 220 kV, ya que el desempeño técnico de la misma no es el

mejor.

- Con la nueva línea Cerro – Copey 500 kV y la instalación del segundo transformador Copey 500/220 kV – 450 MVA, es posible mantener transferencias superiores a los 2300 MW. En este caso, los eventos de falla que imponen la restricción son: Ocaña – Copey 500 kV para el año 2017; en adelante, la pérdida del enlace Cerro – Copey 500 kV. Bajo esta topología, el SVC de la subestación Chinú se satura y se ocasionan bajas tensiones en los departamentos del Cesar, Guajira y Magdalena.
- El corredor de línea Cerro – Chinú – Copey 500 kV junto con el segundo transformador Copey 500/220 kV, representa la mejor alternativa desde el punto de vista técnico. Con esta infraestructura se maximizan las transferencias hacia el área Caribe y se necesitarían menos unidades en línea para el soporte de potencia reactiva.

Respecto al área Suroccidental se puede concluir:

- Al igual que en el área Caribe, el límite de importación se reduce con el crecimiento de la demanda. Sin considerar proyectos de expansión, la contingencia que impone esta restricción es la pérdida del transformador San Marcos 500/230 kV – 450 MVA. Bajo esta topología, todo el flujo de potencia pre-falla que circula por la línea Virginia – San Marcos 500 kV, ahora lo hace por el transformador 500/230 kV de la subestación Virginia.
- Con el nuevo Corredor Ituango – Medellín – Virginia 500 kV y la instalación de un segundo transformador 500/230 kV en San Marcos, se incrementan las transferencias hacia el Suroccidente del país. Bajo esta topología, la contingencia que limita la importación es la pérdida de la línea Virginia - San Marcos 500 kV. Este evento ocasiona cargabilidades superiores al límite permitido en el banco 500/230 kV de la subestación Virginia.
- Considerando la instalación de un segundo transformador 500/230 kV – 450 MVA en la subestación Virginia, el límite de importación se incrementa en un 10%, alcanzando transferencias superiores a los 800 MW durante el horizonte 2017 – 2020. Para este caso, el evento de falla que sigue imponiendo la restricción es la pérdida de alguno de los transformadores 500/230 kV de la subestación San Marcos.
- Con la nueva subestación Alférez 500 kV y la línea San Marcos – Alférez, se alcanzan transferencias superiores a los 1000 MW durante el periodo 2017 – 2020, para luego reducirse a 950 MW en el año 2025. La contingencia que limita la importación es la pérdida de la línea Medellín – Virginia 500 kV. Bajo esta topología, se presentan bajas tensiones en el área Suroccidental (mínimo número de unidades en línea para el soporte de potencia reactiva).

- Con la conformación del anillo Virginia – Alférez – San Marcos - Virginia, el límite de importación esta dado por la contingencia de alguno de los dos transformadores 500/230 kV de la subestación San Marcos o Alférez (violaciones por sobrecarga en el banco paralelo). Esta alternativa es la que representa el mayor incremento del límite de importación al área Suroccidental, y subsecuentemente, la menor generación de seguridad.

Así mismo, se vio la conveniencia del segundo transformador 500/230 kV – 450 MVA en Alférez, en detrimento de la subestación San Marcos. No solo representa un mejor desempeño técnico, sino también garantiza una adecuada atención de la demanda en el valle del cauca, específicamente en el sur de la ciudad de Cali (el Operador de Red EPSA reporta un importante crecimiento en esta zona en el mediano y largo plazo)

- Vale la pena mencionar que en el año 2025, el límite de importación sin expansión se calculó asumiendo nuevos proyectos de generación en el Suroccidente del país. Es decir, considerando máximo despacho en las plantas existentes y proyectadas, no se garantiza la seguridad y confiabilidad del Sistema.

- Para la solución propuesta mediante el circuito Medellín – Virginia 500kV, es necesario que el cierre del anillo en el Suroccidente entre en servicio al mismo tiempo que el circuito Medellín – Virginia 500 kV. De esta manera se evitan grandes concentraciones de flujo en el transformador Virginia 500/230kV.

#### E. Análisis adicionales para el Área Caribe

Complementario a los análisis del límite de importación y generación mínima requerida en el área Caribe, se llevaron a cabo los siguientes análisis eléctricos: **i)** Análisis modal, **ii)** pérdidas de potencia activa, **iii)** curvas P-V y V-Q y **iv)** análisis de cortocircuito. Todo ello para establecer el desempeño del sistema bajo cada una de las alternativas.

Teniendo en cuenta que se están planteando nuevos enlaces entre el interior del país y la costa Atlántica, se llevo a cabo un análisis modal para los año 2017 y 2020. Los resultados se presentan en la *Fig. 7* y la *Fig. 8*.

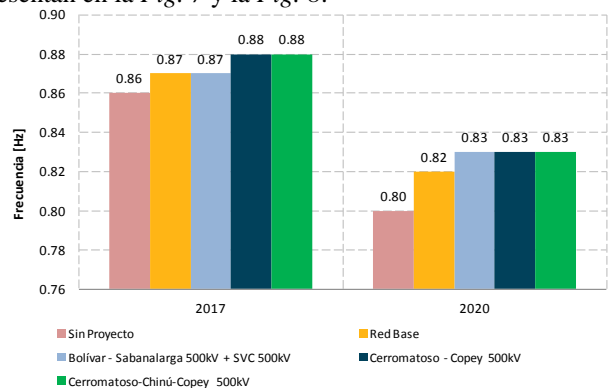


Fig. 7. Análisis Modal – Frecuencia

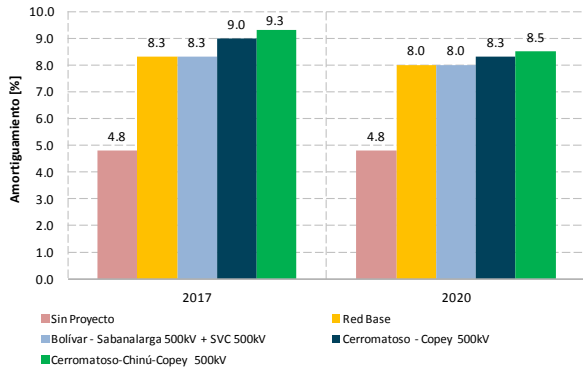


Fig. 8. Análisis Modal – Amortiguamiento

Los resultados indican que no se espera una variación significativa en el modo de oscilación entre las dos áreas. El corredor Cerromatoso – Chinú – Copey representa un mayor amortiguamiento y por tanto, mayor estabilidad dinámica para el sistema.

En la Fig. 9 se presentan los resultados de las pérdidas de potencia activa hasta el nivel de tensión IV. Al igual que en el caso anterior, el corredor Cerromatoso – Chinú – Copey 500 kV es la alternativa que presenta las menores pérdidas para el sistema.

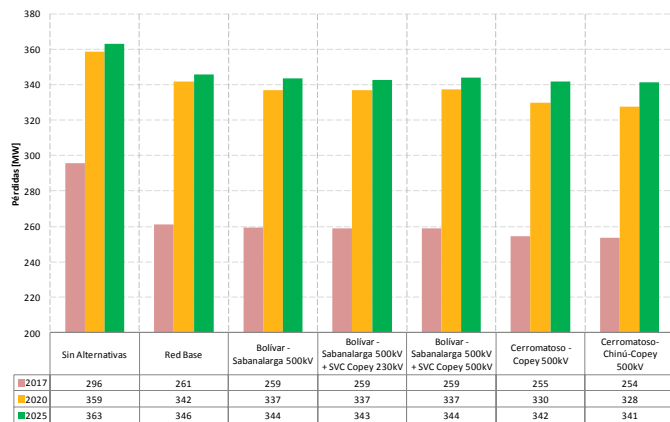


Fig. 9. Pérdidas de Potencia Activa

Desde el punto de vista de estabilidad de tensión, se realizaron las curvas P-V y V-Q. La curva P-V se construyó en la barra Cerromatoso 500kV, para el periodo de demanda máxima y el año 2017.

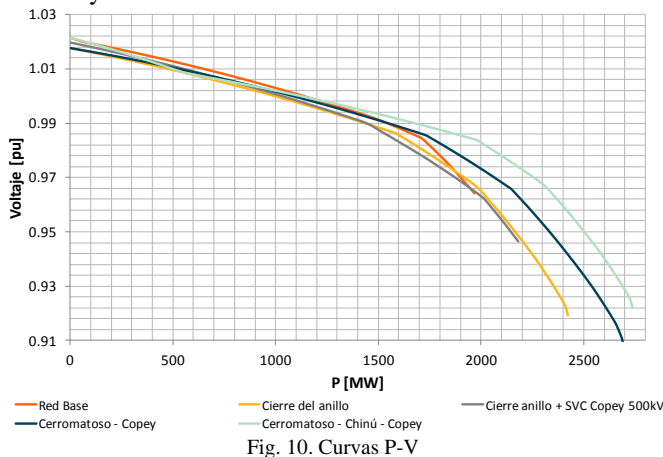


Fig. 10. Curvas P-V

Los resultados indican que el corredor Cerromatoso – Chinú – Copey 500 kV permite mayor margen de estabilidad. La curva V-Q se construyó en la barra Copey 500 kV bajo un escenario de demanda mínima. Lo anterior debido a que esta subestación, por su nivel de corto circuito, ocasiona al Operador del Sistema dificultades para el control de tensiones (una pendiente dv/dQ pronunciada). Ver Fig. 11.

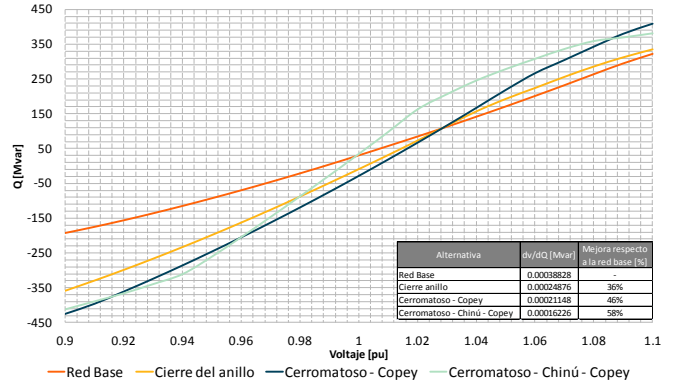


Fig. 11. Curvas Q-V

Así mismo, se realizaron simulaciones de corto circuito trifásico con base a la norma IEC 60909. En la siguiente tabla se presentan los resultados.

Barra	Sin Alternativas	Red Base	Cierre del anillo + SVC Copey 500kV	Cerromatoso - Copey 500kV	Cerromatoso-Chinú - Copey 500kV	Capacidad de Corto Reportada [kA]
Sabanalarga 500kV	9.3	10.3	12.0	10.3	10.9	40.0
Copey 500 kV	5.1	5.3	6.5	7.7	8.2	40.0
Bolivar 500kV	4.7	4.8	9.3	5.5	5.5	40.0
Chinú 500kV	8.9	11.5	12.0	11.6	14.5	31.5
Cerromatoso 500kV	10.4	17.9	18.2	19.2	19.1	25.0
Cerromatoso 220	8.3	9.3	9.4	9.4	9.4	20.0
Sabanalarga 220kV	28.5	30.0	30.5	30.2	30.6	31.5
Copey 220kV	8.5	9.7	10.8	11.9	12.3	25.0
Bolivar 220kV	15.9	16.2	18.0	16.8	16.8	40.0
Chinu 220	6.9	7.5	7.6	7.5	7.9	-
Cerromatoso 110	17.0	19.4	19.4	19.6	19.6	30.0
Chinú 110kV	15.4	16.7	16.9	16.7	17.7	31.5

Tabla. 1. Nivel de Cortocircuito subestaciones área Caribe.

En general los niveles de corto trifásico se encuentran por debajo del 80% de la capacidad reportada, exceptuando la subestación Sabanalarga 220kV, que se encuentra por encima del 90%.

Desde el punto de vista eléctrico la mejor alternativa para aumentar el límite de importación a la costa es el circuito Cerromatoso – Chinú – Copey 500kV, con el refuerzo de transformación 500/230kV en la subestación Copey.

F. Análisis adicionales para el área Suroccidental

En el numeral D de este documento se estableció que la mejor alternativa para incrementar el límite de importación al área, es el nuevo circuito Medellín – Virginia 500 kV, la nueva subestación Alférez 500/230 kV – 900 MVA y la conformación del anillo Virginia – San Marcos – Alférez – Virginia. Al igual que para el área Caribe, se llevaron a cabo análisis complementarios con el objetivo de verificar el comportamiento del sistema bajo diferentes escenarios de despacho y demanda.

De acuerdo con los análisis realizados se observa:

- En el año 2020, ante un escenario de mínima generación a

nivel de STR en el Valle, específicamente en la planta Calima, los transformadores San Marcos 230/110kV podrían presentar un nivel de carga superior al 100%, lo anterior bajo condiciones normales de operación. La contingencia sencilla de alguno de ellos, tornaría más crítica la situación, sin embargo, esta problemática no es atribuible a la nueva red a nivel de 500 kV definida para el área Suroccidental.

- Bajo un escenario de alta generación en Quimbo y Betania, al igual que mínimo despacho en Alto, Bajo Anchicayá y Salvajina, se presenta una cargabilidad superior al 100 % en el enlace Alférez - Yumbo 230 kV, ante la contingencia sencilla del transformador San Marcos 500/230 kV.

Para mejorar esta situación y evitar restricciones en la red, asociadas al incremento de la capacidad de transformación 550/230 kV en Alférez, se recomienda conectar dicha subestación al enlace Pance - Juanchito o al circuito Juanchito – Páez 230 kV, los cuales se ubican aproximadamente a 2 km de la subestación. Con una de estas reconfiguraciones, el enlace Alférez – Yumbo 230 kV presentaría el siguiente comportamiento en relación a su cargabilidad:

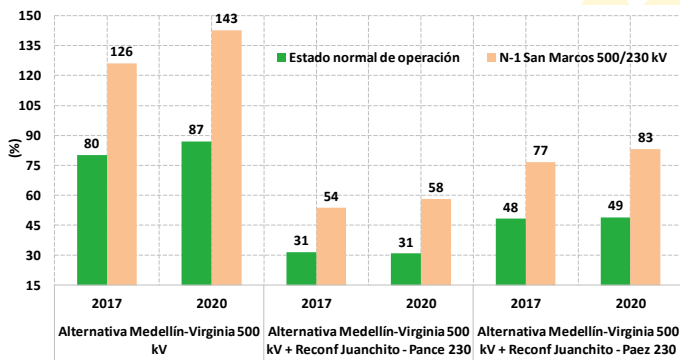


Fig. 12. Cargabilidad del circuito Alférez – Yumbo con y sin reconfiguraciones propuestas.

Es claro que implementando cualquiera de las reconfiguraciones propuestas, se elimina la restricción asociada a la cargabilidad del circuito Alférez – Yumbo 230 kV. Sin embargo, la reconfiguración del circuito Juanchito – Pance 230 kV es más beneficiosa para el sistema, ya que reduce en mayor proporción la cargabilidad de este circuito ante contingencia sencilla.

**G. Comportamiento del Sistema en demanda mínima. Alternativa propuesta para el Suroccidente del país.**

Dados los problemas de sobretensiones en el Suroccidente del país cuando se tienen bajas exportaciones al Ecuador en periodos de demanda mínima, la UPME definió la instalación de tres (3) bancos de compensación reactiva en las subestaciones a nivel de 230 kV, San Bernardino, Altamira y Mocoa. No obstante, con la red de refuerzo propuesta para incrementar el límite de importación al área Suroccidental, se identifican bajo condiciones normales de operación,

sobretensiones en la zona durante los periodos de demanda mínima. Lo anterior por el gran aporte capacitivo de la infraestructura propuesta a nivel de 500 kV.

A continuación se establece el comportamiento del sistema con la expansión propuesta, bajo un escenario de demanda mínima, contrastando los resultados con la condición actual, es decir, sin proyectos relacionados a la conexión de Ituango.

Sin considerar la expansión propuesta, los análisis evidencian la necesidad de mantener generación en el área para la absorción de potencia reactiva. En el 2017, que es el año más crítico, se necesitarían 80 MVar. Ahora bien, con las líneas propuestas a nivel de 500 kV, se encuentra que las tensiones en el área Suroccidental se elevan considerablemente, sobrepasando los límites permitidos (ver Fig. 13).

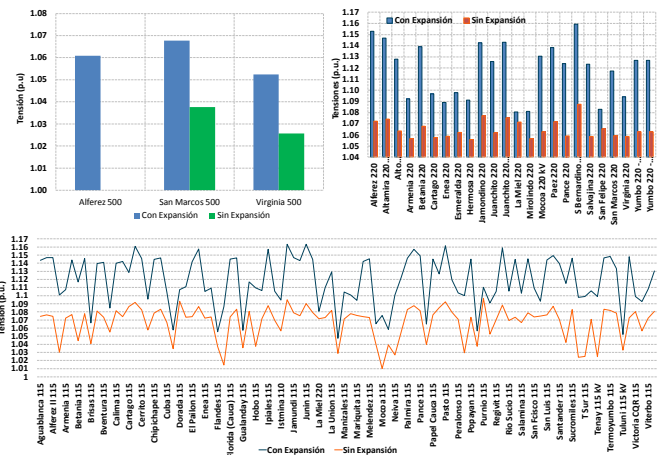


Fig. 13. Tensiones en subestaciones del Suroccidente en estado estacionario para el año 2017, con y sin proyecto (2 unidades en línea: 1 Salvajina y 1 Betania)

Se observa entonces que para mantener las tensiones en los límites permitidos, considerando el proyecto, se debe aumentar el número de unidades en línea en el área. A continuación se presenta el número de unidades necesarias para el control de voltaje, con y sin proyecto.

Año	Absorción Q (Mvar)		Unidades requeridas	
	Sin Proyecto	Con Proyecto	Sin Proyecto	Con Proyecto
2017	80	300	2	8
2020	0	230	-	5
2022	0	180	-	3

Tabla. 2. Potencia reactiva y unidades de generación requeridas para el control de tensiones en el área Suroccidental.

Dependiendo del despacho en el área, los requerimientos identificados pueden ocasionar restricciones en el Sistema, independientemente de la infraestructura propuesta a nivel de 500 kV. En este sentido, en el próximo Plan de Expansión debe establecerse la viabilidad técnica y económica de la mejor alternativa, de tal manera que no se generen sobre costos en la operación, asociados al control de potencia reactiva.

**H. Selección del punto de conexión de Ituango con el área operativa Antioquia**

Los análisis realizados han permitido establecer una red

objetivo a nivel de 500 kV, que contempla un enlace entre Ituango y Antioquia (Medellín), y otro entre esta área y el Suroccidente del país.

En esta parte del estudio se analizan diferentes alternativas de conexión de Ituango con Medellín y se comparan sus beneficios, buscando establecer la mejor alternativa desde el punto de vista técnico.

Se analizaron 11 alternativas. Las mismas se describen a continuación:

- Alternativa 1: Líneas a nivel de 500 kV, Ituango – Occidente y Occidente – Virginia, con transformación en Occidente 500/230 kV - 450 MVA.
- Alternativa 2: Líneas a nivel de 500 kV, Ituango – Ancón y Ancón – Virginia, con transformación en Ancón 500/230 kV - 450 MVA
- Alternativa 3: Nueva subestación Medellín 500/230 kV, cercana a Ancón, y líneas a nivel de 500 kV, Ituango – Medellín y Medellín – Virginia. Adicionalmente, transformación 500/230 kV - 450 MVA en la nueva subestación y reconfiguración de los circuitos a nivel de 230 kV, Ancón – Occidente y Occidente – Envigado (entrándolos a la nueva subestación Medellín).
- Alternativa 4: Nueva subestación Medellín 500/230kV cercana a Occidente, líneas a nivel de 500 kV Ituango – Medellín y Medellín – Virginia. Adicionalmente, transformación 500/230 kV - 450 MVA, en la nueva subestación y reconfiguración de los circuitos a nivel de 230 kV Occidente – Guadalupe y Occidente – La Tasajera (entrándolos a la nueva subestación Medellín).
- Alternativa 5: Línea a nivel de 500 kV Ituango – Occidente y dos enlaces Occidente – Virginia. Adicionalmente, transformación 500/230 kV - 450 MVA en la subestación Occidente.
- Alternativa 6: Alternativa 4 con otro circuito Medellín Virginia 500 kV.
- Alternativa 7: Líneas a nivel de 500 kV Ituango – Ancón y dos enlaces Ancón – Virginia. Adicionalmente, transformación 500/230 kV - 450 MVA en la subestación Ancón.
- Alternativa 8: Nueva subestación Medellín 500/230 kV cercana a Ancón, líneas a nivel de 500 kV Ituango – Medellín y dos circuitos Medellín - Virginia. Adicionalmente, transformación 500/230 kV - 450 MVA en la nueva subestación y reconfiguración del circuito Ancón – Occidente 230 kV en Ancón – Medellín y Medellín – Occidente. Así mismo, nuevo enlace Medellín - Ancón 230 kV.
- Alternativa 9: Líneas a nivel de 500 kV Ituango – Ancón

y Ancón – Virginia. Así mismo, transformación 500/230 kV - 900 MVA en Ancón.

- Alternativa 10: Nueva subestación Medellín 500/230 kV cercana a Ancón, líneas a nivel de 500 kV Ituango – Medellín y Medellín – Virginia. Adicionalmente, transformación 500/230 kV - 900 MVA en la nueva subestación y reconfiguración del circuito Ancón – Occidente 230 kV en Ancón - Medellín y Medellín – Occidente. Así mismo, nuevo enlace Medellín - Ancón 230 kV.
- Alternativa 11: Líneas a nivel de 500 kV Ituango – Occidente y Occidente – Virginia, con transformación 500/230 kV - 900 MVA en Occidente. Así mismo, por necesidades del STR asociadas a la conexión del proyecto, tercer transformador Occidente 220/110kV – 180MVA

Para todas las alternativas se asumen los transformadores 500/230kV con una capacidad de sobrecarga del 130 %.

El análisis se realizó a partir de los siguientes seis (6) escenarios operativos:

Escenario	Descripción
1	<u>Demanda Máxima</u> <u>Despacho:</u> Alto Ituango y Alto Antioquia
2	<u>Demanda Máxima</u> <u>Despacho:</u> Alto Ituango, Bajo Norte de Antioquia y Alto Guatapé y San Carlos
3	<u>Demanda Máxima</u> <u>Despacho:</u> Alto Ituango, Alto Norte de Antioquia y Bajo Guatapé y San Carlos
4	<u>Demanda Máxima</u> <u>Despacho:</u> Bajo Ituango y Alto Antioquia
5	<u>Demanda Mínima</u> <u>Despacho:</u> Bajo Ituango y Alto Antioquia
6	<u>Demanda Máxima</u> <u>Despacho:</u> Alto Ituango y Bajo Antioquia

Tabla. 3. Escenarios Operativos considerados.

Es importante mencionar que para los escenarios de baja generación en el norte de Antioquia (Porce II, La Tasajera y Guatrón), se consideró un despacho de 480 MW. Los análisis energéticos previos, indicaron que la probabilidad de tener una generación inferior a este valor, para 100 series hidrológicas estocásticas, en el periodo julio 2022 a diciembre 2030, es a lo sumo del 0.4 %.

Al realizar los análisis se encontró que los escenarios 2, 5 y 6 (escenarios de alta importación y exportación del área), son los más críticos respecto a la cargabilidad en la transformación del área.

En la Fig. 14, Fig. 15 y Fig. 16 se presentan los resultados obtenidos.

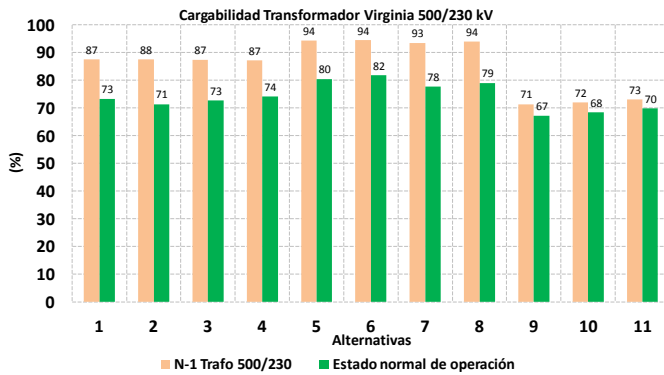
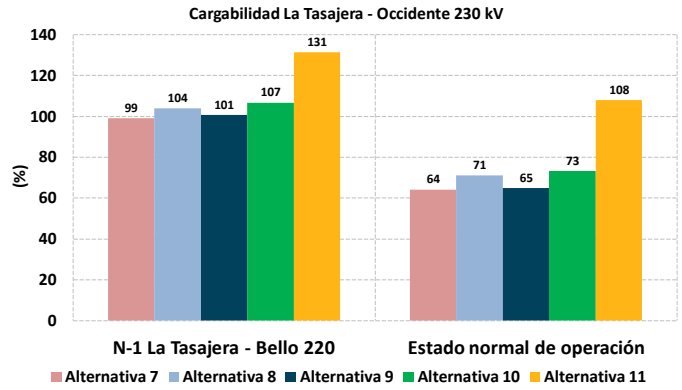
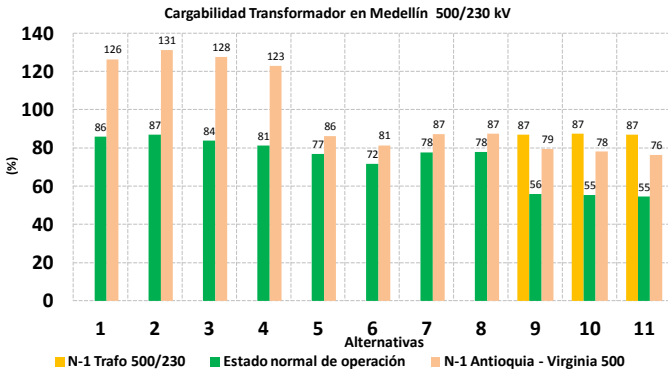
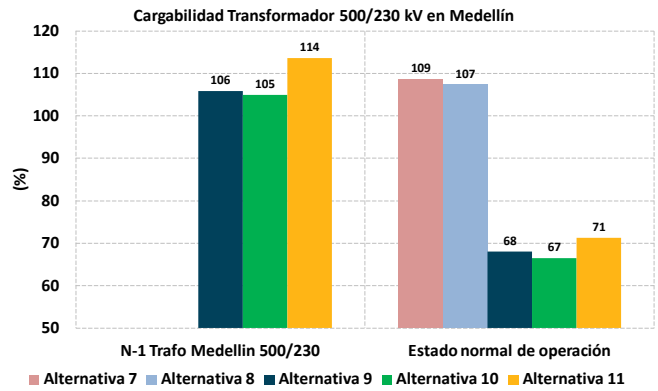
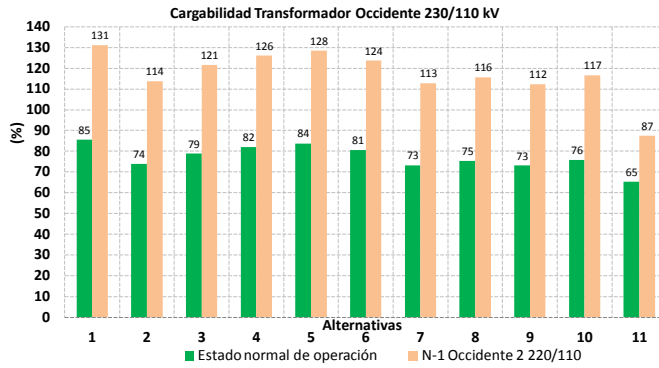


Fig. 14. Cargabilidad en transformación 500/230 y 220/110 kV con las diferentes alternativas para el escenario de baja generación en el norte de Antioquia

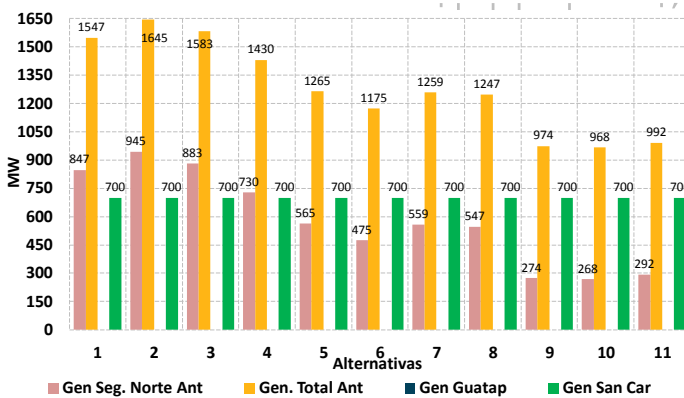


Fig. 15. Generación de seguridad en el norte de Antioquia para evitar sobrecargas en transformador 500/230kV, según alternativa.

Fig. 16. Cargabilidad de los elementos en escenario de máxima exportación del área Antioquia.

Respecto al área Antioquia se puede concluir:

- Para las líneas de transmisión del área, las alternativas de conexión de Ituango, ya sea a Occidente o Ancón, presentan un comportamiento similar. Sin embargo, la conexión a Ancón presenta un mejor desempeño respecto a la cargabilidad de los transformadores del área 230/110kV, en particular bajo los escenarios que no contemplan generación en Guadalupe III y Troneras. A pesar de esta situación, los análisis evidencian a partir del año 2023 refuerzos en la transformación STN/STR, para ambas alternativas.
- En las Alternativas 1, 3, 4, 5 y 6, se observa un alto nivel de carga en el transformador Occidente 230/110 kV, ante contingencia del banco paralelo.
- En las Alternativas 5, 6, 7 y 8, al considerar dos circuitos a nivel de 500 kV desde Antioquia a Virginia, se presenta una cargabilidad mayor en el transformador Virginia 500/230kV, respecto a las demás alternativas. No obstante, lo anterior no se constituye en una violación.
- Las alternativas 9, 10 y 11 (alternativas con doble transformación 500/230kV) son las que implican menor generación de seguridad en el norte de Antioquia, considerando escenarios de máxima importación del área. Vale la pena mencionar que la cargabilidad de la Tasajera – Occidente 230 kV se puede reducir operando normalmente cerrado el circuito Barbosa – Girardota 110

kV.

- Las alternativas 7 y 8 tendrían problemas para evacuar toda la generación de Antioquia, en un escenario de mínima demanda y baja generación en Ituango. Lo anterior por cargabilidades superiores al límite permitido en el transformador Medellín 500/230kV.
- Las alternativas 9, 10 y 11, son las que presentan el mejor desempeño técnico para todos los escenarios analizados. Sin embargo, desde el punto de vista constructivo, se debe verificar y definir la viabilidad de su ejecución.
- Es importante mencionar que para la Alternativa 9 se asumió la nueva subestación a 500 kV en Ancón Sur (EPM), ya que si la misma se ubica en Ancón Sur (ISA), se ocasionarían violaciones por sobrecarga en uno de los dos enalces a nivel de 230 kV que interconectan estas dos subestaciones. Lo anterior ante contingencia de uno de estos circuitos y un escenario de mínimo despacho en Antioquia y máxima generación en Ituango.

- Si bien los análisis eléctricos indican la necesidad del segundo transformador 500/230kV en la subestación Medellín a partir del año 2020, cuando se tiene una capacidad instalada en Ituango de 2400 MW, se recomienda esta expansión a partir del año 2017. Este segundo banco permitiría garantizar la integridad del sistema ante contingencia sencilla del transformador paralelo.

**I. Incremento del nivel de cortocircuito en el STR y STN Antioquia asociado a la conexión de Ituango.**

En esta parte del documento se presenta el nivel de cortocircuito en las subestaciones del área Antioquia, para cada una de las alternativas de conexión del proyecto Ituango. Los análisis se llevaron a cabo teniendo en cuenta los siguientes supuestos:

- Se consideró el 2017 como año de entrada de la conexión de Ituango.
- El proyecto Bello – Guayabal – Ancón 230 kV en operación desde al año 2015.
- El nivel de cortocircuito (%) respecto a la capacidad de apertura de las diferentes subestaciones, se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Nivel (\%)} = \frac{I_{\text{Topología}}^{Co\ Cx\ barra}}{I_{\text{InterruptorSE}}^{Nom\ Interrupción}} * 100 \%$$

Donde se selecciona el mayor valor entre la corriente de cortocircuito monofásica y trifásica.

A continuación se presenta el nivel de cortocircuito para las subestaciones a nivel de STR y STN del área Antioquia. Para facilitar el análisis, se utiliza un código de semáforos según el nivel de corto circuito alcanzado (rojo > 89 %, amarillo entre el 75 % y el 89 %, verde menor al 75 %). Lo

anterior para los diferentes años y topologías de conexión.

SUBESTACIÓN	Capacidad (kA)	2015										Nivel (%)																			
		Guayabal 230 kV					Sin conexión 500 kV					Nueva Medellín 500 kV					Occidente 500 kV					Ancón 500 kV									
		18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	2012	Guayabal 230kV	Sin conexión 500 kV	Nueva Medellín 500 kV	Occidente 500 kV	Ancón 500 kV					
Ancón EPM 110	40	25.6	28.0	26.3	28.3	28.5	29.2	31.4	32.3	30.8	31.1	31.7	33.0	71%	70%	73%	81%	78%	83%												
Barbosa 110	40	14.0	14.1	12.2	12.7	15.0	14.9	15.3	15.1	15.4	15.2	15.1	15.1	35%	35%	35%	38%	38%	38%												
Bello EPM 110	40	17.4	13.0	17.3	17.9	18.1	13.3	13.1	13.7	20.5	14.8	19.0	13.7	44%	43%	45%	48%	51%	40%												
Bello 110	40	25.1	25.7	24.4	25.6	26.9	27.4	28.8	28.9	28.6	28.7	29.0	29.0	64%	64%	69%	72%	72%	73%												
Cabanas 110	40	13.7	10.1	13.5	10.0	14.1	10.2	14.7	10.5	16.5	11.9	14.6	10.4	34%	34%	35%	37%	41%	36%												
Castilla 110	40	20.9	17.5	20.8	17.4	22.9	18.6	23.7	19.3	23.5	19.2	23.8	19.4	52%	51%	56%	59%	59%	60%												
Central 110	40	23.9	20.7	23.9	21.3	26.3	23.1	28.3	24.3	28.0	24.1	28.4	24.5	60%	60%	66%	69%	71%	70%												
Cerranitos 110	40	10.9	14.0	10.6	14.0	19.5	10.5	19.6	10.6	25.1	19.8	20.0	19.6	35%	35%	36%	38%	42%	33%												
Cocorna 110	40	2.6	1.8	3.0	2.2	2.7	2.1	2.7	2.1	2.7	2.1	2.7	2.1	6%	7%	7%	7%	7%	7%												
Colombia 110	31.5	16.8	12.8	16.5	12.7	17.4	13.0	18.8	13.5	20.9	15.1	18.4	13.4	53%	52%	55%	58%	60%	58%												
Condiva 110	40	14.4	12.4	16.3	12.0	14.6	12.2	15.0	12.4	15.0	12.4	15.0	12.4	36%	36%	37%	37%	38%	37%												
El Salto 110	40	18.6	22.9	20.6	25.2	24.7	25.3	26.0	29.7	25.1	29.9	25.0	29.7	57%	57%	74%	74%	78%	74%												
Envigado 110	40	26.3	27.6	27.2	28.3	28.5	29.2	32.1	31.1	32.2	31.3	32.3	31.2	69%	69%	74%	80%	81%	81%												
Granada 110	40	15.2	11.1	14.3	10.3	15.8	11.6	16.3	11.7	16.6	11.9	16.3	11.7	38%	38%	40%	41%	42%	41%												
Guapate 110	40	7.8	8.3	8.9	9.7	8.7	9.6	8.8	9.7	8.8	9.7	8.8	9.7	22%	22%	24%	24%	24%	24%												
Guayabal 110	40	26.5	25.6	28.7	29.9	32.7	33.4	36.1	36.3	35.5	35.6	36.7	36.7	66%	72%	83%	91%	89%	92%												
Horizonte 110	40	14.4	10.3	14.1	10.2	14.8	10.5	15.4	10.7	16.8	11.7	15.3	10.7	36%	35%	37%	38%	42%	38%												
Itagi 110	31.5	16.3	11.9	16.2	12.0	17.0	12.7	17.9	12.5	18.1	12.7	17.9	12.5	51%	54%	57%	58%	59%	57%												
Miraflores 110	40	26.0	27.3	26.5	27.9	28.8	29.5	31.0	30.1	30.6	29.8	31.3	30.4	68%	68%	72%	77%	77%	76%												
Occidente 110	40	20.6	19.3	20.2	19.0	21.5	19.8	22.9	21.0	28.3	26.6	22.7	20.6	52%	50%	54%	57%	71%	57%												
Oriente 110	40	16.1	17.5	15.9	16.6	18.3	17.0	16.7	17.3	16.8	17.3	16.7	17.3	44%	44%	42%	43%	43%	43%												
P. Blancas 110	31.5	21.9	19.6	22.2	20.3	23.9	20.3	25.3	21.1	25.2	21.0	25.4	21.2	66%	70%	76%	80%	80%	81%												
Piedras 110	40	20.8	16.2	21.2	17.7	23.1	18.6	24.6	19.4	24.4	19.2	24.8	19.5	52%	53%	58%	62%	61%	62%												
Pto Nare 110	40	3.0	2.1	3.6	3.0	3.1	2.7	3.2	2.7	3.2	2.7	3.2	2.7	7%	9%	8%	8%	8%	8%												
Ric Claro 110	40	2.9	1.9	2.9	2.1	2.8	2.0	2.8	2.0	2.8	2.0	2.8	2.0	7%	7%	7%	7%	7%	7%												
Rionegro 110	22	8.9	9.4	7.9	7.3	8.7	8.9	9.4	8.8	9.0	8.8	9.0	8.8	43%	43%	40%	41%	41%	41%												
Rionegro 110	22	14.1	13.5	14.1	13.0	14.5	13.2	14.8	13.4	14.9	13.4	14.8	13.4	65%	64%	66%	67%	68%	67%												
Rodeo 110	31.5	14.2	9.9	14.1	9.8	14.7	10.0	15.3	10.2	15.8	10.3	15.3	10.2	45%	45%	47%	49%	50%	49%												
San Diego 110	31.5	23.9	22.7	26.7	23.6	27.0	23.7	29.0	25.0	28.7	23.7	29.2	25.2	76%	79%	86%	91%	89%	92%												
Villa Hermosa 110	40	19.1	16.9	19.3	15.4	19.9	15.7	21.9	16.1	20.8	16.1	21.9	16.2	52%	54%	57%	58%	58%	58%												
Yarumal 110	40	3.8	3.4	3.6	3.5	4.1	3.9	4.1	3.9	4.1	3.9	4.1	3.9	10%	9%	10%	10%	10%	10%												
Zamora 110	25	16.1	11.9	15.7	11.7	16.6	12.1	17.3	12.4	18.9	13.5	17.2	12.3	64%	63%	67%	68%	70%	69%												

Tabla. 4. Nivel de cortocircuito subestaciones STR.

SUBESTACIÓN	Capacidad (kA)	2015										Nivel (%)																		
		Guayabal 230 kV					Sin conexión 500 kV					Nueva Medellín 500 kV					Occidente 500 kV					Ancón 500 kV								
		18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	18 (BA)	2012	Guayabal 230kV	Sin conexión 500 kV	Nueva Medellín 500 kV	Occidente 500 kV	Ancón 500 kV					
Ancón EPM 220	40	17.9	16.6	19.8	18.8	21.7	19.9	22.8	20.6	24.0	21.3	29.8	29.8	45%	50%	54%	70%	60%	74%											
Barbosa 220	40	19.4	17.5	19.3	17.4	22.8	19.4	23.9	20.0	24.3	20.3	23.9	20.0	49%	48%	57%	60%	61%	60%											
Bello 220	31.5	13.3	12.2	16.1	15.1	17.9	16.1	19.5	17.1	19.4	17.1	19.5	17.2	42%	51%	57%	62%	62%	62%											
El Salto 220	31.5	16.3	16.9	17.4	21.1	22.9	21.9	23.7	21.7	23.5	21.4	23.7	23.2	52%	54%	73%	75%	75%	75%											
Envigado 220	40	14.7	13.4	14.8	13.5	15.8	13.8	16.8	14.5	17.5	15.0	16.7	14.4	37%	37%	39%	42%	44%	42%											
Guadalupe 220	40	17.1	19.8	17.4	20.2	17.8	20.6	18.6	21.3	19.1	21.7	18.6	21.3	49%	49%	51%	53%	54%	53%											
Guapate 220	40	29.8	30.7	28.5	30.4	31.1	31.5	32.1	32.2	32.3	32.1	32.2	32.1	77%	77%	79%	80%	81%	80%											
Guayabal 220	40	8.4	8.4	8.8	14.4	12.2	16.3	20.0	18.3	19.0	17.1	20.1	18.8	8%	4%	4%	4%	4%	4%											
La Tabladora 220	40	17.6	17.8	18.1	18.2	20.2	19.7	21.7	20.7	22.7	21.6	21.6	20.6	44%	45%	51%	54%	57%	54%											
Malena 220	40	12.6	11.1	14.5	12.3	15.2	12.5	15.2	12.5	15.2	12.5	15.2																		

del Cargo por Confiabilidad e incremento de los límites de importación de las áreas Caribe y Suroccidental.

En relación a los beneficios asociados a la confiabilidad energética, la Resolución UPME 0515 de 2008 [4] estableció la metodología de evaluación de la conexión de proyectos con Obligaciones de Energía Firme. La ecuación (1) indica la forma de calcular la relación Beneficio / Costo.

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum_{i=1}^n [E_i(CR_1 - P_E) \cdot Prob] + R_{Cost Oper}}{\sum_{i=1}^n E_i \cdot C_C + Costo Red} \quad (1)$$

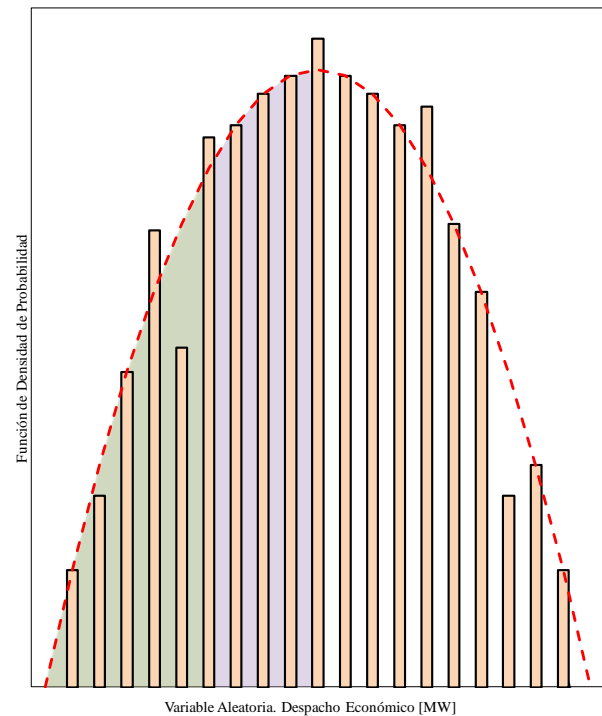
Donde:

- $E_i$ : Obligación de Energía Firme para el año  $i$ .
- $CR_1$ : Escalón uno del costo de racionamiento.
- $P_E$ : Precio de Escasez.
- $Prob$ : Probabilidad de un fenómeno hidrológico extremo.
- $R_{Cost Oper}$ : Beneficios por reducción del costo operativo.
- $C_C$ : Costo del Cargo por Confiabilidad.
- $Costo_{Red}$ : Costo de la red de transmisión para conectar el proyecto de generación.

En primera instancia se establecen los beneficios energéticos. Para ello, se multiplica anualmente cada una de las obligaciones de Energía por la diferencia entre el costo de Racionamiento y el Precio de Escases, y por la probabilidad de ocurrencia de un escenario hidrológico extremo (fenómeno del niño). Lo anterior en virtud a que el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, asume que la falta de esta energía ocasionaría desatención de demanda. Es importante recordar que el compromiso de Energía en Firme se activa cuando el precio de bolsa es superior al Precio de Escases.

Posteriormente se establecen los beneficios por reducción del costo operativo. El objetivo es calcular la disminución o eliminación de restricciones con la incorporación del proyecto de generación, junto con su red asociada. La metodología es la siguiente:

- Se calcula la generación requerida, sin y con el nuevo proyecto de generación, de tal manera que se garantice la integridad y seguridad del Sistema. Lo anterior considerando las restricciones y limitaciones de la red.
- La diferencia entre estos dos valores, afectada por la probabilidad de utilidad del proyecto (resta entre las probabilidades de tener una generación inferior a la mínima requerida, sin y con proyecto), se multiplica por el sobre costo operativo del sistema. La Fig. 17 y la ecuación (2) presentan en detalle este procedimiento.



- Probabilidad de tener un despacho económico menor a la Generación requerida con proyecto.
- Probabilidad de tener un despacho económico menor a la Generación requerida sin proyecto, pero mayor a la requerida con proyecto.
- Diagrama de Frecuencia (histograma), de los despachos económicos más probables.
- Ajuste de la variable aleatoria a una Función de Densidad de Probabilidad (FDP).

Fig. 17. Función de Densidad de Probabilidad de la variable Aleatoria "Despacho Económico"

$$B = \sum_{i=1}^n (M) \cdot (scop) \cdot prob_{util proy} \quad (2)$$

Donde:

- $M$ : Diferencia entre la generación requerida sin y con proyecto. Es decir, la potencia que se reconciliaría si no se dispone del proyecto de expansión. También se puede ver como la capacidad de importación adicional de un área, cuando se tiene una nueva infraestructura a nivel de transmisión.
- $SCOP$ : Es la diferencia entre el precio de reconciliación positiva y el precio de bolsa. Este sobre costo se materializa cuando se requiere un despacho fuera de mérito, con el objetivo de garantizar la seguridad e integridad del Sistema.
- $Prob_{util proy}$ : Es la probabilidad de utilidad del proyecto. Diferencia entre las probabilidades de tener un despacho económico inferior al mínimo requerido, sin y con proyecto. Este valor se obtiene ajustando a una función de densidad de probabilidad, la variable aleatoria "despacho económico".

Respecto a los planteamientos de la Fig. 17, la potencia que se reconcilia es evaluada con el sobre costo operativo del Sistema. Lo anterior siempre que se disponga de generación

en el área. De lo contrario, una parte se evalúa a costo de restricción, y cuando la capacidad se agote, lo restante es evaluado a Costo de Racionamiento. La Fig. 18 y la ecuación (3) presentan este procedimiento.

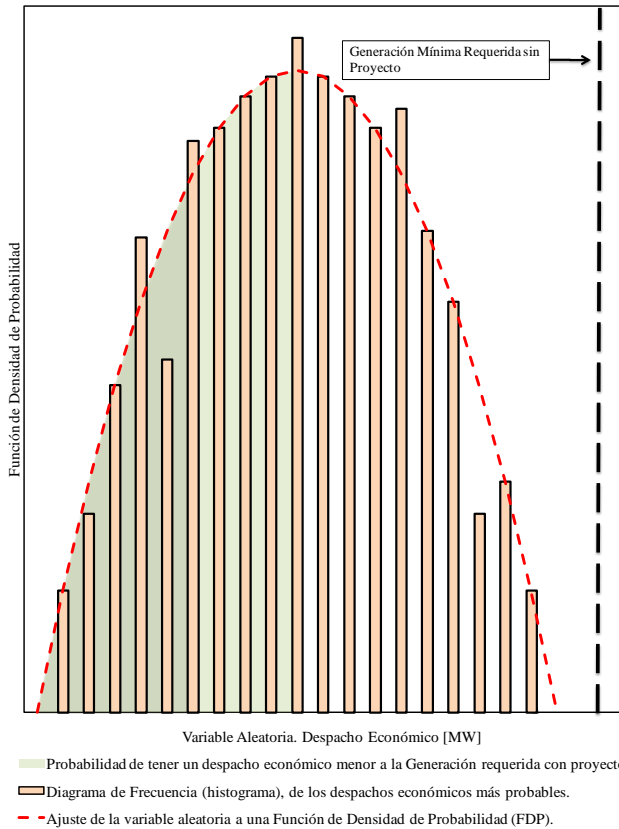


Fig. 18. Función de Densidad de Probabilidad de la variable Aleatoria "Despacho Económico". Capacidad instalada inferior a la generación requerida.

$$B = \sum_{i=1}^n [(M_2). (scop). prob_{inf} + (N). (CRO)] \quad (3)$$

Donde:

- $M_2$ : Diferencia entre la capacidad instalada del área y la generación requerida con proyecto. Es la potencia que se reconciliaría si no se dispone del proyecto de expansión, hasta donde la capacidad instalada lo permita.
- $Prob_{inf}$ : Probabilidad de Utilidad del Proyecto en la franja donde la capacidad instalada es inferior a la generación requerida: Es la diferencia entre las probabilidades de tener un despacho económico inferior a la capacidad instalada, que es uno, y mayor al despacho requerido con proyecto. Este valor se obtiene ajustando a una función de densidad de probabilidad, la variable aleatoria "despacho económico".
- $N$ : Es la diferencia entre la generación requerida sin proyecto y la capacidad instalada del área operativa. En otras palabras, es la potencia que se racionaría para

garantizar la seguridad e integridad del Sistema.

- CRO**: Es el Costo de Racionamiento. Se establece cuantificando el porcentaje de la demanda racionada en relación a un área Operativa.

Es importante aclarar que se pueden obtener otros beneficios para la conexión de Ituango y su red asociada, como es la reducción de pérdidas en el STN y la disminución del precio de bolsa. Los mismos se cuantifican y se consideran elementos de "desempate", en dado caso que se tengan alternativas de conexión con similar relación Beneficio/Costo. En relación a los Costos del Proyecto, se tienen dos componentes. La primera está relacionada con el Costo del Cargo por Confiabilidad y la segunda con el costo de la Red de transmisión.

A continuación se presenta la relación beneficio costo de cada una de las alternativas:

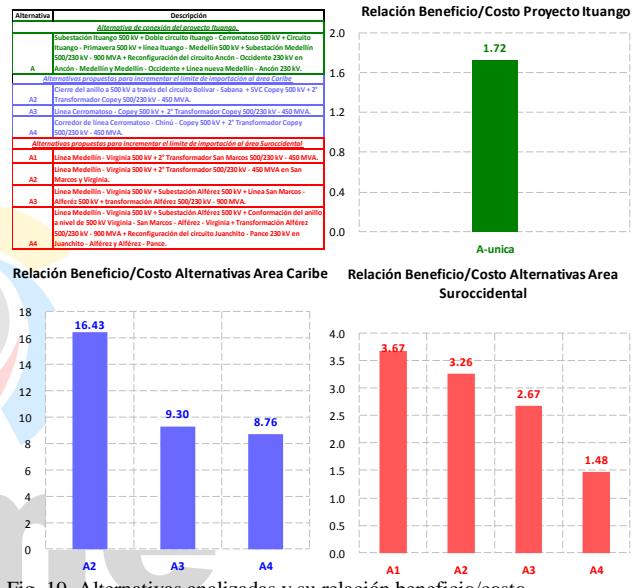


Fig. 19. Alternativas analizadas y su relación beneficio/costo.

De la figura anterior se puede concluir:

- La conexión de Ituango a través de la red propuesta presenta una relación beneficio / costo superior a uno (1). Así mismo, garantiza la evacuación de toda su capacidad instalada, es decir, 2400 MW. Al margen de lo anterior, esta planta sólo tiene comprometido 1200 MW para cubrir sus compromisos de Energía en Firme.

En este sentido, algunos de los refuerzos, específicamente el segundo transformador Medellín 500/230 kV – 450 MV, la reconfiguración de la línea Ancón – Occidente y el nuevo circuito Medellín – Ancón 230 kV; solo se necesitarían en el momento que se incorporen al sistema los otros 1200 MW.

Es importante mencionar que para la conexión de Ituango con el área Antioquia, los análisis eléctricos permitieron establecer tres (3) opciones técnicamente viables

(alternativas 9, 10 y 11). Si bien la evaluación económica se realizó contemplando la opción 10, es decir, la nueva subestación Medellín 500/230 kV, la selección definitiva del punto de conexión se determinará una vez se verifique las posibilidades constructivas de cada una de las alternativas.

- En relación a las opciones propuestas para incrementar el límite de importación al área Caribe, el cierre del anillo a nivel de 500 kV junto con el segundo transformador 500/230 kV en Copey y su SVC, presentan una relación beneficio/costo de 16.43. Si bien es la alternativa con mayor relación y menor costo de inversión, la misma se agota en el tiempo, ya que el Sistema sigue siendo vulnerable en el largo plazo ante la contingencia de la línea Ocaña – Copey 500 kV, bajo escenarios de mínimo despacho en la Costa Atlántica.

Los nuevos corredores a nivel de 500 kV, Cerromatoso – Copey y Cerromatoso – Chinú – Copey, presentan una relación beneficio / costo de 9.3 y 8.7, respectivamente. Si bien implican un costo de inversión mayor en virtud a los Km de red, sus beneficios son mayores, ya que en el largo plazo se reduce dramáticamente la dependencia del área de los recursos térmicos de las sub-áreas operativas Atlántico, Bolívar y Guajira.

No obstante lo anterior, los análisis eléctricos permitieron establecer problemas operativos asociados a la línea Cerromatoso – Copey 500 kV, ya que su energización no sería posible cuando se tenga indisponible alguno de sus reactores de línea. En este sentido, el corredor Cerromatoso – Chinú – Copey 500 kV, es la mejor alternativa desde el punto de vista técnico y económico.

- En relación a las opciones propuestas para incrementar el límite de importación al área Suroccidental, las alternativas que presentan una mayor relación beneficio / costo son aquellas que sólo involucran la nueva interconexión entre el Suroccidente del país y Antioquia, al igual que los refuerzos de transformación 500/230 kV en las subestaciones San Marcos y Virginia. Si bien estas alternativas representan un costo de inversión mínimo en comparación con las demás opciones, los requerimientos de generación en el área vuelven a ser palpables en el mediano plazo, con sus respectivas implicaciones desde el punto de vista de restricciones.

En este sentido, los corredores propuestos, Medellín – Virginia 500 kV y San Marcos – Alférez 500 kV (alternativa 3), permiten incrementar el límite de importación, sin embargo, en el largo plazo la contingencia de la línea San Carlos – Virginia 500 kV ocasionaría problemas de tensión en la zona, y subsecuentemente, restricciones.

Es por lo anterior que la conformación del anillo Virginia

– San Marcos – Alférez – Virginia 500 kV, junto con sus refuerzos en 230 kV, representan una alternativa de largo plazo, la cual reduce significativamente los requerimientos de generación en el área, presenta una relación beneficio/costo superior a uno, evita desatención de demanda después del año 2025 y propicia la integración regional con nuestros países vecinos, ya que si se materializa la interconexión Colombia – Chile, sólo esta infraestructura posibilita los intercambios de energía con el resto de países.

Si bien en este punto se ha establecido la viabilidad técnica y económica de las obras asociadas a la conexión de Ituango, junto con los refuerzos propuestos en las áreas Caribe y Suroccidental, es importante conocer de cara a la demanda, el impacto que tendrá esta infraestructura en la componente (T) de la tarifa. En este sentido, la Fig. 20 presenta dicho incremento, diferenciando entre los tres tipos de obras. La Fig. 21 indica el costo de no acometer proyectos de expansión en las áreas Caribe y Suroccidental, en contraste con el incremento tarifario por la ejecución de estas obras.

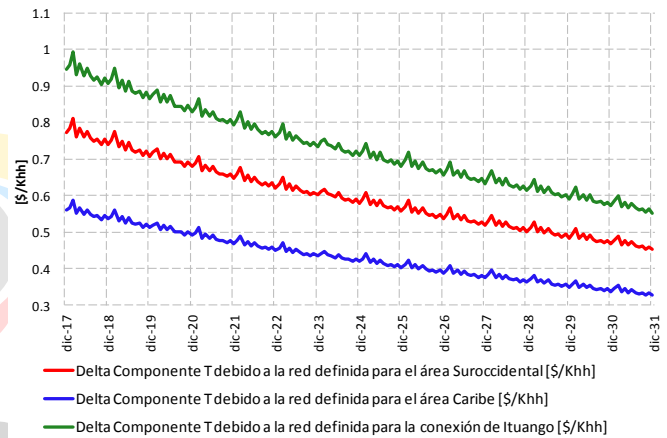


Fig. 20. Incremento de la componente T en la tarifa, debido a la red propuesta.

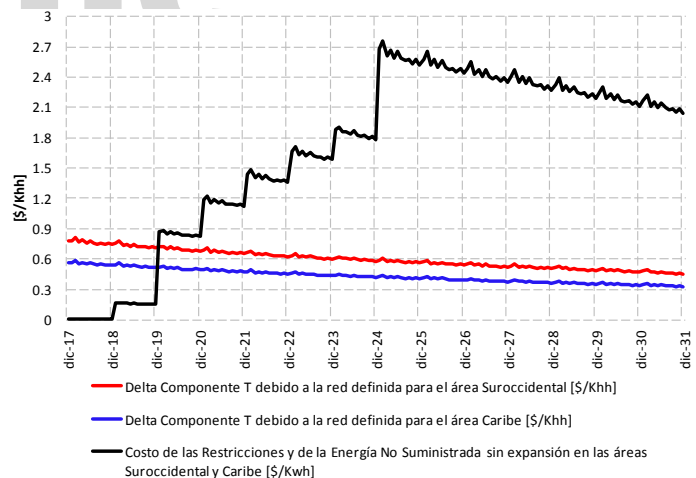


Fig. 21. Variación de la Componente (T) Vs. Sobrecostos asociados a la no ejecución de proyectos de Expansión en las áreas Caribe y Suroccidental.

De las figuras anteriores se puede concluir:

- Las obras asociadas a la conexión de Ituango representan

para el primer año de entrada del proyecto, un incremento de 0.95 \$/kWh. En relación a la red propuesta para las áreas Caribe y Suroccidental, se observan incrementos del orden de 0.55 y 0.77 \$/Kwh, respectivamente. Es claro que con el crecimiento de la demanda esta variación disminuye.

- El incremento tarifario asociado a la nueva infraestructura en las áreas Caribe y Suroccidental, es mínimo en comparación con los sobrecostos en que incurriría el Sistema, si no se acometen estos proyectos de expansión. Estos sobrecostos están relacionados con el valor esperado de la energía no suministrada, y el incremento de las restricciones por la saturación de los límites de importación.

En los años 2020 y 2025 se observan dos picos, en relación a los sobrecostos de no ejecutar los proyectos de expansión. Lo anterior se debe a que la capacidad instalada en las áreas Caribe y Suroccidental, ya no sería suficiente para garantizar la seguridad e integridad del Sistema.

Respecto a los años 2017 y 2018, se observa que el costo de no hacer el proyecto es inferior al incremento tarifario en la componente "T". Lo anterior se debe a la baja probabilidad de utilidad de las alternativas propuestas para este corto periodo, y por qué se dispone aún de generación en las áreas Caribe y Suroccidental para garantizar la seguridad del Sistema. Al margen de lo anterior, este comportamiento no desvirtúa la necesidad de contar con esta infraestructura a más tardar en el año 2018, dados los riesgos a los que puede estar sometida la demanda si no se ejecutan las obras propuestas.

#### IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

##### *Conexión de Ituango*

- La conexión de Ituango a través de la infraestructura propuesta, doble circuito Ituango – Cerromatoso, línea Ituango – Primavera, línea Ituango – Medellín y obras asociadas, garantizan la correcta evacuación de la generación de la planta (2400 MW). En este sentido, algunos de los refuerzos, específicamente el segundo transformador Medellín 500/230 kV – 450 MV, la reconfiguración de la línea Ancón – Occidente y el nuevo circuito Medellín – Ancón 230 kV; solo se necesitarían en el momento que se disponga de toda la capacidad instalada.

Si bien la nueva subestación Medellín 500/230 kV – 900 MVA junto con su red a 230 kV presenta el mejor desempeño técnico, existen otras alternativas de conexión del proyecto al área Antioquia (Ancón y Occidente). En este sentido, se deberá verificar en sitio la posibilidad constructiva de cada una de ellas.

##### *Incremento límite de importación Caribe*

- Resulta de vital importancia acometer el nuevo corredor de línea Ituango – Cerromatoso – Copey 500 kV, y ampliar la capacidad de transformación en esta última subestación. Con dicha infraestructura, se garantiza la seguridad y confiabilidad del suministro en esta región del país, y se reduce la dependencia en el mediano y largo plazo de la generación térmica de las sub-áreas operativas Atlántico, Bolívar y Guajira.

##### *Incremento límite de importación Suroccidental*

- Los análisis eléctricos de largo plazo evidencian una capacidad instalada inferior, a los requerimientos de generación que necesita el área. En este sentido, el nuevo anillo en el Valle a nivel de 500 kV, junto con su red asociada en 230 kV, garantizan la correcta atención de la demanda.

La UPME recomienda la ejecución de las siguientes Obras:

- Nueva subestación Ituango 500 kV.
- Nueva subestación Medellín 500/230 kV – 900 MVA
- Doble circuito Ituango – Cerromatoso 500 kV.
- Línea Ituango – Primavera 500 kV.
- Línea Ituango – Medellín 500 kV.
- Reconfiguración de la línea Occidente – Ancón 230 kV en Occidente – Medellín y Medellín – Occidente.
- Nueva línea Medellín – Ancón 230 kV.
- Línea Cerromatoso – Chinú 500 kV.
- Línea Chinú – Copey 500 kV.
- Segundo transformador 500/220 kV – 450 MVA en la subestación Copey.
- Nueva subestación Alférez 500 kV.
- Transformación Alférez 500/230 kV – 900 MVA.
- Línea Medellín – Virginia 500 kV.
- Línea Virginia – Alférez 500 kV.
- Línea San Marcos – Alférez 500 kV.
- Reconfiguración de la línea Pance – Juanchito 230 kV en Pance – Alférez y Alférez – Juanchito.

Se deberán definir las fechas de entrada de estos proyectos en función de su magnitud y la secuencia de las obras. La Fig. 22 presenta la red definida.

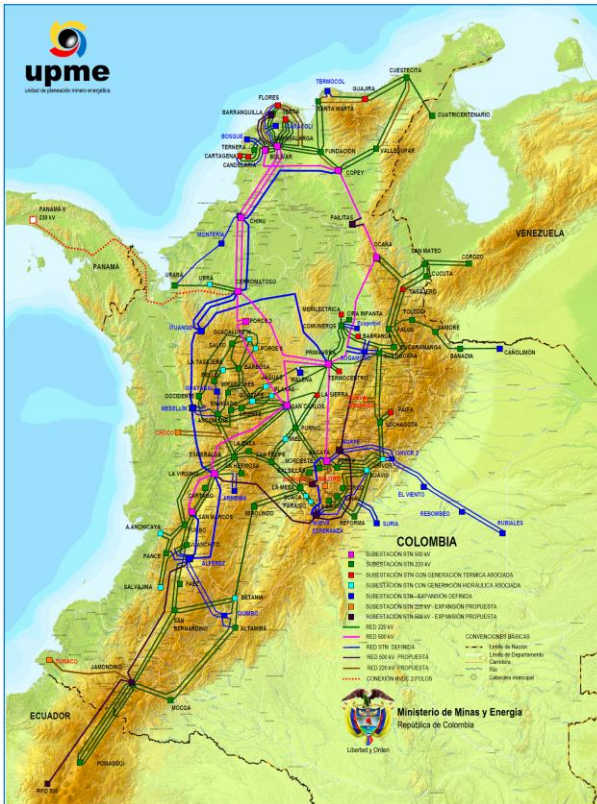


Fig. 22. Conexión definitiva de la planta de generación Ituango 2400 MW y refuerzos en las áreas Caribe y Sucre.

## V. REFERENCIAS

- [1] Plan de Expansión de Transmisión 2012 – 2025.
- [2] Guillermo Vinasco, Marcos J. Rider and Rubén Romero, “A Strategy to Solve the Multistage Transmission Expansion Planning Problem”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 4, pp. 2574–2576, Nov. 2011.
- [3] Presentación UPME CAPT 109 Avances Conexión Ituango 2400 MW.
- [4] Resolución UPME 0515 de 2008.

## VI. AGRADECIMIENTOS

Especial reconocimiento a XM, EPM, EPSA, ISA y el CAPT en general, por su colaboración en la definición de esta obra de infraestructura eléctrica.

## VII. BIOGRAFÍA

**Marco A. Caro.** Ingeniero electricista de la Escuela Colombiana de Ingeniería (2005), Bogotá. M.Sc en ingeniería eléctrica de la Universidad de Los Andes (2008), Bogotá, Colombia. Con experiencia docente y en investigación en las Universidades de los Andes, Distrital y la Escuela Colombiana de Ingeniería. Trabajó también como ingeniero de diseño en diferentes proyectos de generación para la compañía ESGEM. Actualmente se desempeña como coordinador del equipo de transmisión de la Unidad de Planeación Minero Energética UPME, grupo responsable de la formulación del Plan de Expansión de Transmisión. Está vinculado a la UPME desde el año 2008. Sus áreas de interés son la planeación, operación y control de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

(e-mail: [marco.caro@upme.gov.co](mailto:marco.caro@upme.gov.co))

**Raúl Gil Naranjo.** Ingeniero Electricista de la Universidad Nacional de Colombia, Bogotá (1993). Con una experiencia de más de 13 años en planeamiento de Sistemas de Potencia. Actualmente trabaja en la Unidad de Planeación Minero Energética UPME (Colombia) en el equipo de Transmisión.

(e-mail: [raul.gil@upme.gov.co](mailto:raul.gil@upme.gov.co))

**Javier A. Martínez.** Ingeniero Electricista de la Universidad Nacional de Colombia, Manizales (2000). Con experiencia de más de 8 años en planeamiento de Sistemas de Potencia y proyectos de transmisión. Actualmente trabaja en la Unidad de Planeación Minero Energética UPME (Colombia) en temas asociados con el desarrollo de los proyectos definidos en el Plan de expansión de Transmisión.

(e-mail: [javier.martinez@upme.gov.co](mailto:javier.martinez@upme.gov.co))

**Johanna A. Larrotta.** Ingeniera Electricista de la Universidad de la Salle, Bogotá (2000). Especialista en Sistemas de Información Geográfica de la Universidad Distrital, Bogotá (2010). Con una experiencia de más de 3 años en planeamiento de Sistemas de Distribución. Fue la responsable de la formulación del Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura durante este periodo. Actualmente trabaja en la Unidad de Planeación Minero Energética UPME (Colombia) en el equipo de Transmisión.

(e-mail: [johanna.larrotta@upme.gov.co](mailto:johanna.larrotta@upme.gov.co))

**Andrea Rojas Castellanos.** Ingeniera Electricista de la Universidad de la Salle, Bogotá (2004). Con una experiencia de más de 8 años en Planeamiento de Sistemas de Potencia. Actualmente trabaja en la Unidad de Planeación Minero Energética UPME (Colombia) en el equipo de Transmisión.

(e-mail: [andrea.rojas@upme.gov.co](mailto:andrea.rojas@upme.gov.co))

**Karen J. Palacio.** Ingeniera electricista de la Universidad de Antioquia, Medellín (2007). Con experiencia en diseño y construcción de redes de distribución, y en evaluación técnica y económica de proyectos de electrificación rural. Actualmente trabaja en la Unidad de Planeación Minero Energética UPME (Colombia) en el equipo de Transmisión.

(e-mail: [karen.palacio@upme.gov.co](mailto:karen.palacio@upme.gov.co))