

PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN 2022 – 2037



REPÚBLICA DE COLOMBIA
Ministerio de Minas y Energía
Unidad de Planeación Minero-Energética UPME

Irene Vélez Torres

Ministra de Minas y Energía

Christhian Jaramillo Herrera

Director General UPME

Javier Andrés Martínez Gil

Subdirector de Energía eléctrica

Elaboro:

Subdirección de Energía Eléctrica
Grupos de Generación, Transmisión y
Convocatorias

**Con la asesoría del Comité Asesor de
Planeamiento de la Transmisión – CAPT,
conformado por:**

Enel Codensa S.A. E.S.P.
Isagen S.A. E.S.P.
Air-e S.A.S. E.S.P.
Intercolombia S.A. E.S.P.
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.
Termobarranquilla S.A. E.S.P.
Celsia Colombia S.A. E.S.P.
Ecopetrol S.A.
Sierracol Energy Arauca, LLC
Cerro Matoso S.A.

Invitados permanentes del CAPT:

Ministerio de Minas y Energía
XM – Compañía de Expertos en Mercados S.A.
E.S.P.

GIT Transmisión

- Andrés Acosta León
- Carlos Torres Barbosa
- Cristhian Gonzales Garzon
- Héctor Rosero Becerra
- Jose Hurtado Solis
- Juan Guzmán Feria
- Moisés Larrarte Arango
- Raúl Gil Naranjo

GIT Generación

- Alfonso Segura López
- Carlos Fernando Valles
- Henry Josué Zapata
- Luis Alfredo Hernández
- William Javier Henao

GIT Convocatorias:

Carmen Andrea Rojas Castellanos
Charlie Enrique Hurtado
Andrea Margarita Beleño

Subdirección de Demanda:

- Lina Patricia Escobar
- William Alberto Martínez
- Romel Alexander Rodríguez

INTRODUCCIÓN

Con el objetivo de alcanzar un adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica, la UPME realiza una revisión periódica del Plan de Expansión de las redes de transmisión. Los análisis de planeamiento realizados tienen un horizonte de mediano y largo plazo y se fundamentan en información de la infraestructura eléctrica actual, los proyectos en construcción y las proyecciones nacionales de demanda de energía y potencia.

La presente versión analiza la red a partir de la proyección de demanda de 2021 y, por una parte, identifica necesidades y soluciones de corto plazo que surgen por cambios o evolución dentro del mismo horizonte, esto incluye obras al interior de subestaciones, nuevos transformadores y líneas complementarias. Adicionalmente, en esta versión del Plan se da continuidad a los análisis de la incorporación de la segunda fase de renovables desde el Departamento de La Guajira y propone una nueva obra de gran magnitud, en corriente continua, para transportar la energía asociada hacia el centro del país, buscando que al contar con mayores recursos de generación mejore la competitividad, se reduzcan los costos operativos del Sistema Interconectado Nacional, que esto se refleje en beneficios a los usuarios del servicio, que se cuente con mayores opciones de abastecimiento y con fuentes limpias evitando así aportar en emisiones. De otra parte, se realizan análisis de los diferentes Sistemas de Transmisión Regionales y se dan señales sobre los mismos, entendiendo la responsabilidad primaria que tienen los Operadores de Red en cuanto a la planeación de sus propios sistemas.

LISTA DE SIGLAS

CNO:	Condición Normal de Operación
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas.
CAPT:	Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión.
HVDC:	Sistemas de transmisión de Corriente Directa en Alto Voltaje.
kV:	Kilo Voltio.
MVA:	Mega Voltio Amperio.
MW:	Mega Vatio.
MVAr:	Mega Voltio Amperio Reactivo.
OR:	Operador de Red.
SIN:	Sistema Interconectado Nacional.
STN:	Sistema de Transmisión Nacional.
STR:	Sistema de Transmisión Regional.
SDL:	Sistema de Distribución Local.
SVC:	Compensador Estático de Potencia Reactiva.
TRM:	Tasa Representativa del Mercado.
VPN:	Valor Presente Neto
XM:	Expertos del Mercado.

PRELIMINAR

TABLA DE CONTENIDO

1. PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN	8
CONTEXTO	8
REQUERIMIENTOS SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL	8
Obra Córdoba Sucre – Segundo Circuito Cerromatoso – Sahagún – Chinú 500 kV	8
1. Antecedentes	8
2. Proyecto propuesto	9
3. Análisis técnicos	10
4. Análisis Económicos	13
5. Conclusiones	16
Obra Córdoba Sucre – Corte Central Subestación Chinú 220 kV	16
1. Antecedentes	16
2. Proyecto propuesto	18
3. Análisis técnicos	18
4. Análisis Económicos	19
5. Conclusiones	21
Obra Suroccidental – Subestación San Marcos 500 kV	21
1. Antecedentes	21
2. Proyecto propuesto	22
3. Análisis técnicos	22
4. Análisis Económicos	27
5. Conclusiones	28
Obra Bolívar – Tercer Transformador Bolívar 500/220 kV	28
1. Antecedentes	28
2. Proyecto propuesto	28
3. Análisis técnicos	29

4. Análisis Económicos.....	32
5. Conclusiones	34
Obra Suroccidental – Segundo Transformador en la Subestación La Virginia 500/230 kV.....	35
1. Antecedentes.....	35
2. Proyecto propuesto	35
3. Análisis técnicos.....	36
4. Análisis Económicos.....	38
5. Conclusiones y Recomendaciones:	40
Obra GCM – Línea de Transmisión HVDC – Alta Guajira.....	40
1. Antecedentes.....	40
2. Alternativas en AC:.....	43
3. Alternativas en DC:.....	44
4. Análisis técnicos alternativas en DC:	45
5. Análisis Económicos.....	49
6. Conclusiones	51
RECOMENDACIONES.....	52

PRELIMINAR

LISTA DE GRÁFICAS

Figura 1. Ubicación subestación Sahagún 500 kV respecto a circuitos Cerromatoso – Chinú 1, 2 y 3 de 500 kV.....	10
Figura 2. Diagrama unifilar contingencias Sahagún – Cerromatoso 500 kV y Chinú – Sahagún 500 kV.	11
Figura 3. Simulación de estabilidad ante falla y desconexión de circuitos Sahagún – Cerromatoso 500 kV y Chinú – Sahagún 500 kV.....	12
Figura 4. Perfil de beneficios.....	15
Figura 5. Unifilar obra propuesta.....	16
Figura 6. Configuración actual de la subestación Chinú 220 kV	17
Figura 7. Configuración sin la instalación del corte central.....	18
Figura 8. Diagrama Corte central Chinú 220 kV	18
Figura 9. Costo marginal con y sin proyecto de generación.....	20
Figura 10. Diferencia en el costo marginal con y sin proyecto de generación.....	20
Figura 11. Diagrama Unifilar Subestación San Marcos 500 kV.....	22
Figura 12. Diagrama Unifilar Subestación San Marcos 500 kV con obras propuestas	22
Figura 13. Perfiles de tensión de los 4 casos en el área de influencia de la subestación San Marcos 500 kV.	26
Figura 14. Perfiles de tensión de los 4 casos en el área de influencia de la subestación San Marcos 500 kV. Año 2029.	26
Figura 15. Diagrama Tercer transformador Bolívar 500/220 kV	29
Figura 16. Costo marginal con y sin proyecto de generación.....	33
Figura 17. Diferencia en el costo marginal con y sin proyecto de generación.....	34
Figura 18. Ubicación eléctrica de la subestación La Virginia 500 kV en el Sistema de Transmisión Nacional - STN.....	35
Figura 19. Ubicación subestación Colectora 2 500 kV y posibles bloques de generación a conectarse durante la fase 2.	45

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Proyectos de generación con capacidad asignada en Sahagún 500 kV	9
Tabla 2. Costo del proyecto en UCs	14
Tabla 3. Indicadores estadísticos simulación de Montecarlo	15
Tabla 4. Costos del proyecto en UCs.....	19
Tabla 5. Costos y Beneficios del proyecto	21
Tabla 6. Consideraciones y supuestos para los análisis técnicos de las obras en la subestación San Marcos 500 kV.....	23
Tabla 7. Perfiles de tensión del área de influencia para el año 2024: casos sin obras en San Marcos 500 kV.	24
Tabla 8. Perfiles de tensión del área de influencia para el año 2029: casos sin obras en San Marcos 500 kV.	24
Tabla 9. Perfiles de tensión del área de influencia para el año 2024: casos con obras en San Marcos 500 kV.	25
Tabla 10. Perfiles de tensión del área de influencia para el año 2029: casos con obras en San Marcos 500 kV	25
Tabla 11. Costos de las obras en la subestación San Marcos 500 kV en UC's	27
Tabla 12. Costos y Beneficios del proyecto	28
Tabla 13. Cargabilidades de activos del STN Sin Proyecto.....	29
Tabla 14. Cargabilidades de activos del STN Con Proyecto	30
Tabla 15. Capacidades disponibles en subestaciones 220 kV con la obra propuesta	31
Tabla 16. Costo del proyecto en UCs	32
Tabla 17. Costos y Beneficios del proyecto	34
Tabla 18. Costo del proyecto en Unidades Constructivas	38
Tabla 19. Costos y Beneficios del proyecto	39
Tabla 20. Costos y Beneficios del proyecto	39
Tabla 21. – Análisis eléctrico en estado estacionario. Refuerzos requeridos para las alternativas de conexión.	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 22. Análisis de pérdidas para las alternativas de conexión HVDC.....	48

Tabla 23. – Cuadro comparativo de costos para las alternativas de conexión HVDC.	50
Tabla 24. Beneficios del proyecto HVDC	51
Tabla 25. Beneficios del proyecto HVDC	51

PRELIMINAR

1. PLAN DE EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN

CONTEXTO

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 Transmisión, definiendo las prioridades del sistema en el corto, mediano y largo plazo. Este ejercicio se fundamenta en la información de la infraestructura eléctrica actual, los proyectos futuros y las proyecciones de demanda de energía eléctrica, además de las nuevas plantas de generación que se conectan en el sistema.

Como se indicó en la introducción, se realizan análisis y definiciones para el corto-mediano plazo y se da continuidad de una obra de largo plazo para la incorporación de renovables.

En la presente versión del Plan de Transmisión se evalúa el Sistema de Transmisión Nacional – STN, se y se propone lo siguiente: i) Segundo Circuito Cerromatoso – Sahagún – Chinú 500 kV, ii) Corte Central Subestación Chinú 220 kV, iii) Nueva bahía y corteen la subestación San Marcos 500 kV, iv) Tercer Transformador Bolívar 500/220 kV, v) Segundo Transformador en la Subestación La Virginia 500/230 Kv (TEMPORAL), Y vi) Interconexión de la segunda fase de renovables desde La Guajira, línea de Transmisión en corriente directa (HVDC).

REQUERIMIENTOS SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

Obra Córdoba Sucre – Segundo Circuito Cerromatoso – Sahagún – Chinú 500 kV.

1. Antecedentes

- Mediante Resolución MME 40779 del 21 de octubre de 2019, el Ministerio de Minas y Energía adoptó el Plan de Expansión de Transmisión 2019 - 2033, el cual definió la nueva subestación Sahagún 500 kV, seccionando uno de los circuitos Cerromatoso - Chinú 500 kV. Dicha subestación y sus líneas asociadas fueron objeto de la Convocatoria Pública UPME 09 - 2019, mediante la cual fue seleccionada CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. como la empresa adjudicataria y transmisor responsable de la subestación y obras asociadas.
- Desde su aprobación, se ha observado un creciente interés en la conexión de proyectos de generación a la subestación Sahagún 500 kV, por lo que, en función de la capacidad del área, se ha asignado capacidad de transporte a proyectos por el orden de 2.200 MW¹, acorde a la siguiente tabla.

¹ Con corte al 20 de mayo de 2022.

Tabla 1. Proyectos de generación con capacidad asignada en Sahagún 500 kV

Tecnología	Capacidad asignada	FPO
Térmica	200 MW	Dic-22
Solar	400 MW	Dic-24
Solar	200 MW	Dic-24
Térmica	200 MW	Dic-27
Solar	99,9 MW	Jun-24
Solar	99,9 MW	Sep-24
Solar	99,9 MW	Dic-24
Eólica	200 MW	Dic-24
Solar	200 MW	Ago-23
Solar	300 MW	Dic-24
Solar	200 MW	Dic-25

Fuente: UPME

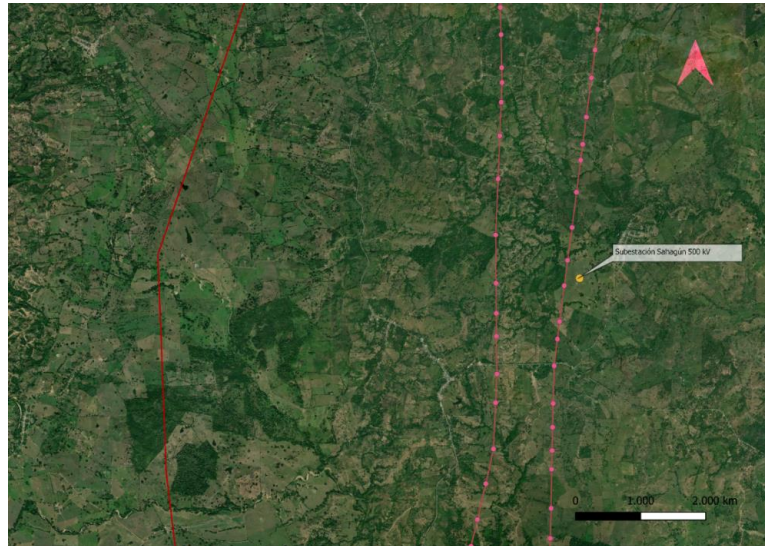
Nota: La tabla anterior puede variar en función de posibles libraciones, lo cual se puede observar en la ventanilla única, reportes de la UPME.

2. Proyecto propuesto

Se considera la apertura del circuito Cerromatoso – Chinú 2 500 kV para su reconfiguración en los circuitos Cerromatoso – Sahagún 2 500 kV y Sahagún – Chinú 2 500 kV. En general, se trata del ingreso de un nuevo circuito entre Cerromatoso y Chinú 500 kV a la subestación Sahagún para lograr mayor confiabilidad y seguridad teniendo en cuenta las nuevas capacidades a conectarse en la referida subestación.

En la Figura 1 se observa la ubicación de la subestación Sahagún 500 kV, en el corregimiento de San Antonio, municipio de Sahagún, Córdoba. Así mismo, se observa el trazado, de derecha a izquierda, de los circuitos Cerromatoso – Chinú 500 kV, Cerromatoso – Chinú 2 500 kV y Cerromatoso – Chinú 3 500 kV, los cuales se encuentran a una distancia aproximada de 0.4 km, 1.4 km y 7.1 km de la subestación Sahagún 500 kV, respectivamente.

Figura 1. Ubicación subestación Sahagún 500 kV respecto a circuitos Cerromatoso – Chinú 1, 2 y 3 de 500 kV.



Fuente: UPME

3. Análisis técnicos

Con la conexión y despacho de la totalidad de proyectos de generación aprobados en la subestación Sahagún 500 kV, en condición normal de operación no se presentan sobrecargas en los circuitos Cerromatoso – Sahagún 500 kV ni Chinú – Sahagún 500 kV, por lo que es posible evacuar la potencia generada en Sahagún hacia el resto del Sistema Interconectado Nacional – SIN.

Ante contingencia sencilla en alguno de los dos (2) circuitos que conectan la subestación Sahagún 500 kV, se puede observar la sobrecarga del circuito restante, sin embargo, esta sobrecarga no supera la capacidad de emergencia definida en el PARATEC para el circuito, por lo que conceptualmente sería posible evacuar los 2.200 MW generados en la Sahagún 500 kV por un único circuito de 500 kV. Sin embargo, eventos consecutivos podrían repercutir en la seguridad del SIN.

En este sentido, el análisis y la necesidad de la obra propuesta no busca habilitar la conexión de nueva generación o eliminar situaciones de demanda no atendida existente en el SDL o STR sino mejorar la seguridad y confiabilidad del sistema ante un escenario de despacho alto de los recursos de generación aprobados en la subestación Sahagún.

3.1. Consideraciones y supuestos

Para evaluar la confiabilidad de la conexión actual de la subestación Sahagún 500 kV se debe tener en cuenta lo estipulado en el artículo 1° de la Resolución CREG 061 de 1996² en el cual se establece un Esquema de

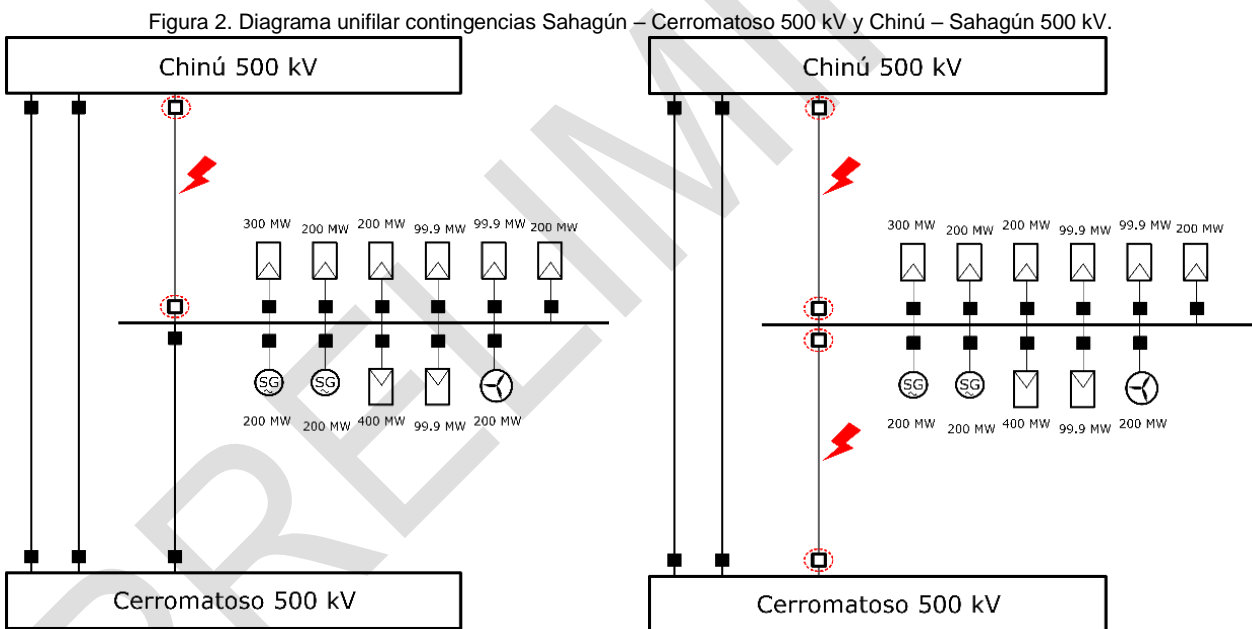
² (...) 2.2.4. *Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia:*

Deslaste Automático de Carga – EDAC para mantener la frecuencia del SIN en valores operativos ante desbalances entre la generación y la demanda ocasionados por eventos transitorios.

Para ilustrar el papel del EDAC ante contingencias en los circuitos que salen de Sahagún 500 kV se muestra la Figura 2, la cual ejemplifica dos situaciones que se pueden presentar sin la obra propuesta:

1. Ante contingencia en el circuito Chinú – Sahagún 500 kV, la totalidad de la potencia generada en Sahagún 500 kV debe ser evacuada por el circuito Sahagún – Cerromatoso 500 kV. En esta nueva condición de red, una falla adicional en el circuito Sahagún – Cerromatoso 500 kV ocasionaría un desbalance entre la generación y la demanda del sistema, lo cual implicaría la activación del EDAC. Por lo tanto, de forma preventiva se debería disminuir en tiempo real la generación en Sahagún 500 kV para que, de materializarse una falla en Sahagún – Cerromatoso 500 kV, no haya activación del EDAC.

Esta situación traería problemas operativos para el sistema debido a la gran cantidad de generación que debería disminuirse en tiempo real, así como el costo de la generación adicional que debería estar disponible para suplir en tiempo real esta disminución de generación en Sahagún 500 kV.



Fuente: UPME

(...) Cuando el SIN enfrente un evento transitorio de frecuencia originado por un desbalance apreciable entre la generación y la carga, por pérdida de unidades generadoras o fraccionamiento de la red, se mantendrá la frecuencia en sus valores operativos con el esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia. El esquema se diseñó de acuerdo con los siguientes criterios:

El disparo de la unidad de mayor capacidad del sistema no deberá activar la primera etapa de desconexión. (...)

2. Ante un evento de desconexión simultánea de los circuitos Chinú – Sahagún 500 kV y Sahagún – Cerromatoso 500 kV no habría tiempo para la disminución de la generación en Sahagún 500 kV descrita en el numeral anterior. Por lo tanto se materializaría un desbalance entre la generación y la demanda del sistema al momento del evento, ocasionando la activación del EDAC y la desconexión de un porcentaje de la demanda del SIN.

Ahora, si bien las dos situaciones descritas implican consecuencias en la operación del SIN, el evento de indisponibilidad simultánea de los circuitos que salen de la subestación Sahagún 500 kV tiene un impacto económico mucho mayor, toda vez que implica la desatención de un porcentaje considerable de la demanda del sistema. En este sentido, el análisis del impacto en confiabilidad de la no ejecución de la obra propuesta se centra en la cuantificación del impacto de este evento.

Para su análisis se tuvo en cuenta lo siguiente:

- No se considera la topología y activos del SDL. Las demandas son referidas a la subestación de nivel de tensión 4 más cercanas
- Se consideran las distribuciones de las demandas indicadas por el OR y establecidas en la red del IPOELM.
- Se realizaron simulaciones de estabilidad para el año 2025, año en que se espera se encuentre operativa la mayoría de los recursos de generación en Sahagún 500 kV.
- Se consideró la totalidad de la generación aprobada en la subestación Sahagún 500 kV con corte al 30 de mayo de 2022.
- El evento descrito en el numeral 2 de la presente sección puede ocurrir una vez durante la vida útil de los activos (40 años).

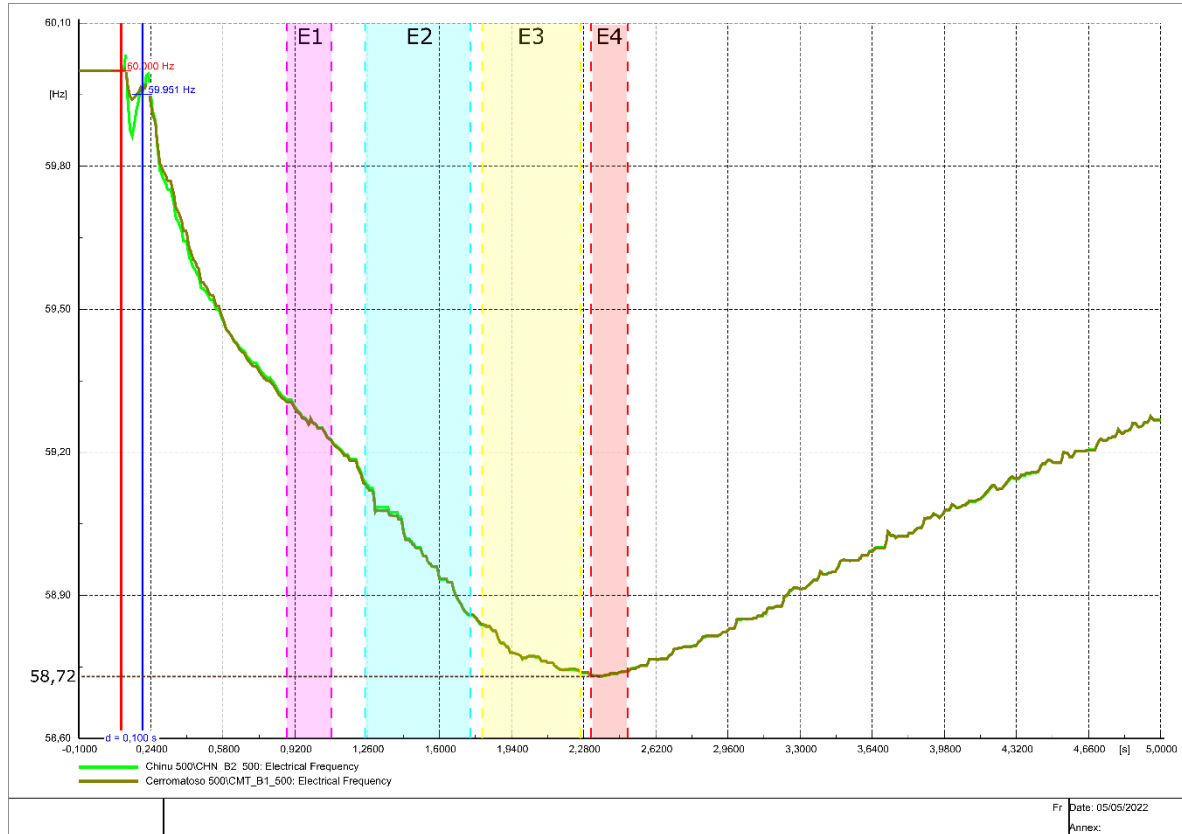
3.2. Condición sin Proyecto

Se realizó una simulación de estabilidad en el software DigSilent para determinar el impacto del evento de desconexión de ambos circuitos asociados a la subestación Sahagún 500 kV. Dicha simulación tuvo los siguientes parámetros:

- Se consideró una falla trifásica de 100 ms que ocasiona la desconexión de los circuitos Chinú – Sahagún 500 kV y Sahagún – Cerromatoso 500 kV.
- Se consideró que al momento de la falla se encontraban despachados 1.800 MW de generación en Sahagún 500 kV.
- Se observó el comportamiento de la frecuencia en las subestaciones Chinú 500 kV y Cerromatoso 500 kV.

En la Figura 3 se muestran los resultados de la simulación mencionada.

Figura 3. Simulación de estabilidad ante falla y desconexión de circuitos Sahagún – Cerromatoso 500 kV y Chinú – Sahagún 500 kV.



Fuente: UPME

- Ante el evento descrito se observa una caída súbita de la frecuencia del sistema, lo cual ocasiona la activación del EDAC hasta su cuarta etapa.
- Aún con la actuación del EDAC la frecuencia del sistema cae hasta un mínimo de 58,72 Hz antes de iniciar su estabilización.
- Según el Acuerdo CNO 1515 de 2022, la activación de la cuarta etapa del EDAC implica la desconexión del 20% de la demanda del SIN.

3.3. Condición Con proyecto

Con la obra propuesta existirían cuatro (4) circuitos asociados a la subestación Sahagún 500 kV, por lo que la indisponibilidad de uno o dos de ellos no implicaría un desbalance entre la generación y demanda del SIN. En este sentido, no habría deslastre alguno de demanda ni actuación del EDAC, por lo que la confiabilidad del sistema ante las situaciones descritas aumentaría considerablemente.

4. Análisis Económicos

4.1. Costos

Se valoran los costos en Unidades Constructivas según Resolución CREG 011 de 2009.

Tabla 2. Costo del proyecto en UCs

	Costo en \$ - UCs	Costo en USD - UCs
Costo	\$ 37.651.078.186,04	\$ 9.457.313,49

Fuente: UPME

4.2. Beneficios

Para el cálculo de los beneficios, se realizó una valoración debido al impacto del evento de desconexión de los circuitos Chinú – Sahagún 500 kV y Sahagún – Cerromatoso 500 kV, tal como se presenta a continuación:

$$Ben_t = HI \times CRO_t \times DEM_{EDAC}$$

Donde

HI Horas de indisponibilidad ante el evento

CRO_t Costo de racionamiento operativo en el año t

DEM_{EDAC} Demanda a ser deslastrada por la actuación del EDAC

La ecuación anterior representa el impacto del evento descrito que ocasiona la actuación del EDAC por la pérdida de la generación en Sahagún 500 kV en un año t , sin embargo, es relevante resaltar que existen incertidumbres asociadas a las entradas de la ecuación anterior asociadas a:

- El evento puede ocurrir en cualquier año t del horizonte de análisis.
- Las horas de indisponibilidad asociadas al evento pueden variar.
- La demanda a deslastrar por la actuación del EDAC es función del despacho en Sahagún 500 kV en el momento en que ocurre el evento.

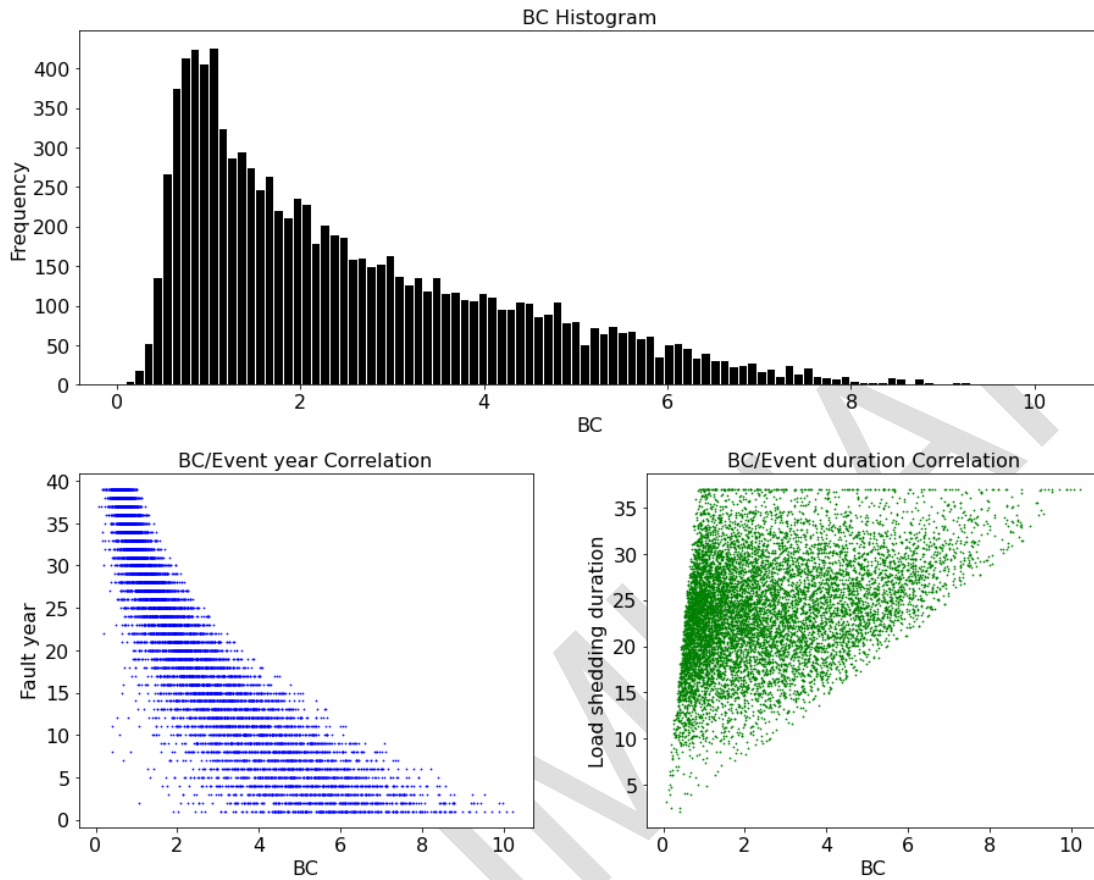
Entonces, debido a las incertidumbres mencionadas que pueden afectar el valor de los beneficios de la obra propuesta, se propone realizar un análisis estocástico basado en una simulación de Montecarlo que permita tener en cuenta las variaciones en los términos de la ecuación. Para la mencionada simulación se tuvieron las siguientes consideraciones:

- Las horas de indisponibilidad por el evento se obtienen a partir de una función de probabilidad normal con media 24 horas y desviación estándar de 6 horas. La función se trunca en 37 horas para no superar las horas de indisponibilidad máxima establecidas en la Resolución CREG 011 de 2009.
- El año t en el que ocurre el evento obedece a una distribución uniforme entre 1 y 40.
- El despacho en Sahagún 500 kV es representado mediante una distribución uniforme entre 1.700 MW y 2.200 MW.
- Se realizan proyecciones de Costo de Racionamiento Operativo [COP/kWh] y Potencia de Demanda Media [MW] a partir de datos históricos de dichas variables.
- La simulación se ejecuta 10.000 veces para obtener valores confiables de probabilidad.
- Se utiliza una TRM del 31 de diciembre de 2021.

4.3. Relación Beneficio-Costo

A continuación se presenta en la Figura 4 los resultados obtenidos de la simulación de Montecarlo descrita:

Figura 4. Perfil de beneficios



Fuente: UPME

En la Figura 4 se muestran un histograma de las 10.000 simulaciones realizadas, donde se observa que la mayoría de estas obtiene una relación Beneficio/Costo – BC superior a 1. Así mismo, se muestra la correlación de la relación BC con las variables t y HI , donde las mejores relaciones BC se obtienen para eventos que ocurren en años próximos y ante duraciones de evento con las mayores horas.

Entonces, debido a la naturaleza estocástica de la simulación realizada, se presentan los indicadores estadísticos principales que describen las simulaciones realizadas:

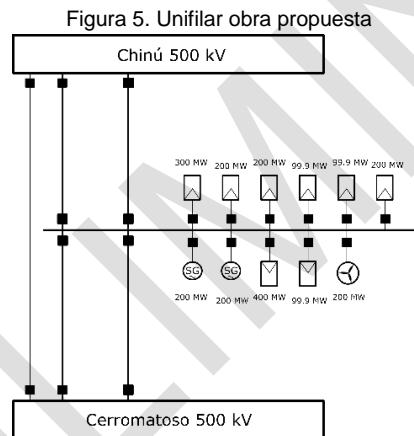
Tabla 3. Indicadores estadísticos simulación de Montecarlo

Indicador	Valor
Número simulaciones	10.000
Casos BC > 1	7.897
Promedio	2,57
Desviación estándar	1,79
Mediana	2,06
Máximo	10,2
Percentil 95	6,13
Percentil 5	0,60

Fuente: UPME

5. Conclusiones

- El proyecto propuesto tiene una relación BC superior a uno con una probabilidad del 78.97%.
- El proyecto propuesto, bajo un escenario de alto despacho en Sahagún 500 kV, alta duración del evento y ocurrencia del mismo en los primeros años de operación de las plantas conectadas a la subestación, puede ocasionar impacto tal, que la relación BC puede ser hasta 10.2.
- La obra propuesta brinda un aumento de confiabilidad significativo a la subestación Sahagún 500 kV, así como a la generación con capacidad asignada en dicha subestación.
- La obra se puede considerar menor, toda vez que implica la intervención de un porcentaje reducido del circuito Chinú – Cerromatoso 2 500 kV y la instalación de menos de 5 km de circuitos nuevos a nivel de 500 kV y la instalación de las bahías se realizaría en una subestación existente para el momento y con espacios que hoy ya están reservados para ello según se dispuso en la convocatoria de la Subestación Sahagún.



Fuente: UPME

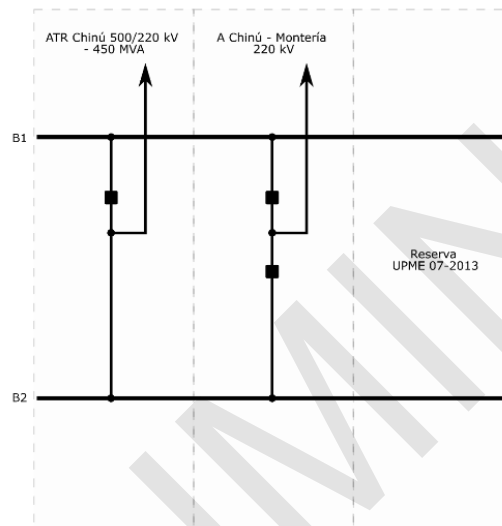
Obra Córdoba Sucre – Corte Central Subestación Chinú 220 kV.

1. Antecedentes

- Mediante Resolución MME 18 0423 del 21 de marzo de 2012, el Ministerio de Minas y Energía adoptó el Plan de Expansión de Referencia Transmisión 2012 - 2025, en el cual aprobó la nueva subestación Chinú 220 kV, mediante la instalación de un nuevo transformador 500/220 kV y un nuevo circuito Chinú – Montería 220 kV. Dicha subestación y sus líneas asociadas fueron objeto de la Convocatoria Pública UPME 07 - 2013, mediante la cual fue seleccionada INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P. como la empresa adjudicataria de dicha convocatoria y transmisor responsable de la subestación y obras asociadas.

- La subestación Chinú 220 kV ubicada en el departamento de Córdoba, fue concebida y construida para operar en interruptor y medio (IM), sin embargo, por la forma en la que se encuentran conectados el transformador Chinú 500/220 kV y la línea Chinú – Montería 220 kV se encuentra operando actualmente en anillo.
- En la subestación Chinú 220 kV, para el año 2023 se tiene programada la conexión de un nuevo usuario, el cual se conectará en el diámetro uno (1), en el cual a su vez se encuentra conectado el transformador Chinú 500/220 kV (ver Figura 6).

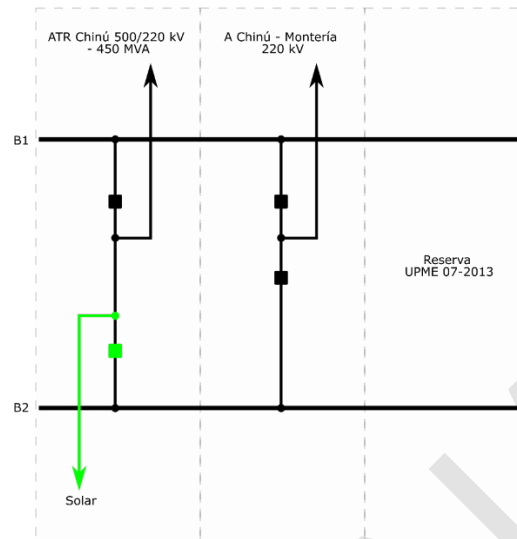
Figura 6. Configuración actual de la subestación Chinú 220 kV



Fuente: UPME

- Sin embargo, como se puede observar en la Figura 6 el diámetro uno (1) de la subestación Chinú 220 kV no cuenta con un corte central, por lo tanto, se identifica la necesidad de instalar el corte central, previa conexión del usuario, con el fin de evitar que el proyecto entre en operación con la configuración indicada en la Figura 7.

Figura 7. Configuración sin la instalación del corte central

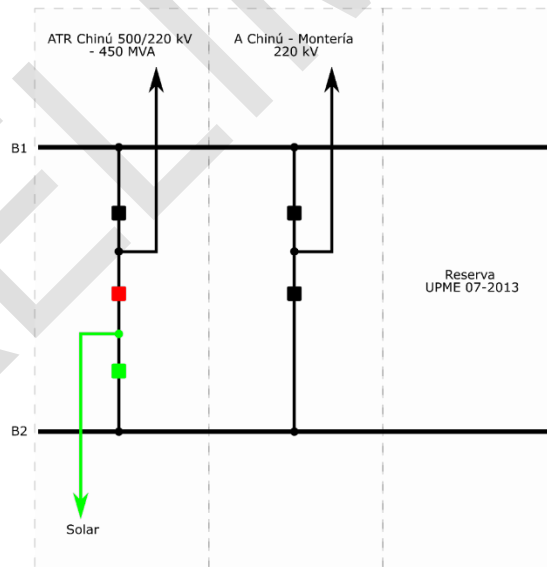


Fuente: UPME

2. Proyecto propuesto

Se considera la instalación del corte central del diámetro uno (1) de la subestación Chinú 220 kV.

Figura 8. Diagrama Corte central Chinú 220 kV



Fuente: UPME

3. Análisis técnicos

Esta entidad identifica que con la instalación del corte central en la subestación Chinú 220 kV los resultados de flujo de carga en Condición Normal de Operación – CNO y ante contingencia N-1, así como los niveles de corto circuito del SIN, no cambian con respecto a los obtenidos sin la realización de dicha obra.

Adicionalmente, la Unidad destaca que ante la conexión del proyecto conforme a lo indicado en la Figura 7, se presenta indisponibilidad tanto del transformador Chinú 500/220 kV y la línea Chinú – Montería 220 kV ante contingencia o mantenimiento de alguno de los mencionados elementos.

4. Análisis Económicos

4.1. Costos

Se valoran los costos en Unidades Constructivas según Resolución CREG 011 de 2009.

Tabla 4. Costos del proyecto en UCs

	Costo en \$ - UCs	Costo en USD - UCs	
Costo	\$1.676.820.813	\$US	431.718,73

Fuente: UPME

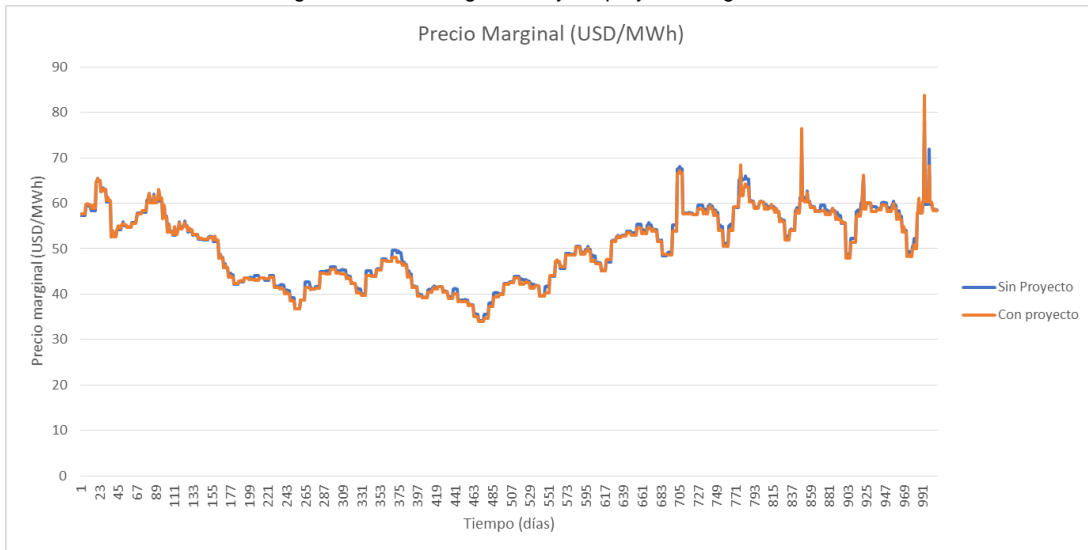
4.2. Beneficios

Los beneficios asociados a la conexión de una nueva generación, implica la instalación del nuevo corte central, fueron calculados mediante la implementación del software Despacho Hidrotérmico Estocástico con Restricciones de Red – SDDP, con el cual se obtuvo el precio marginal de la energía eléctrica con y sin la entrada de los 99,9 MW de generación. Los resultados obtenidos se observan en la Figura 9 y Figura 10 para el periodo comprendido entre el 01 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2034.

Estas simulaciones fueron realizadas con base en el Escenario 1 analizado en el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2020 – 2034 en su volumen 2. El cual se caracteriza por:

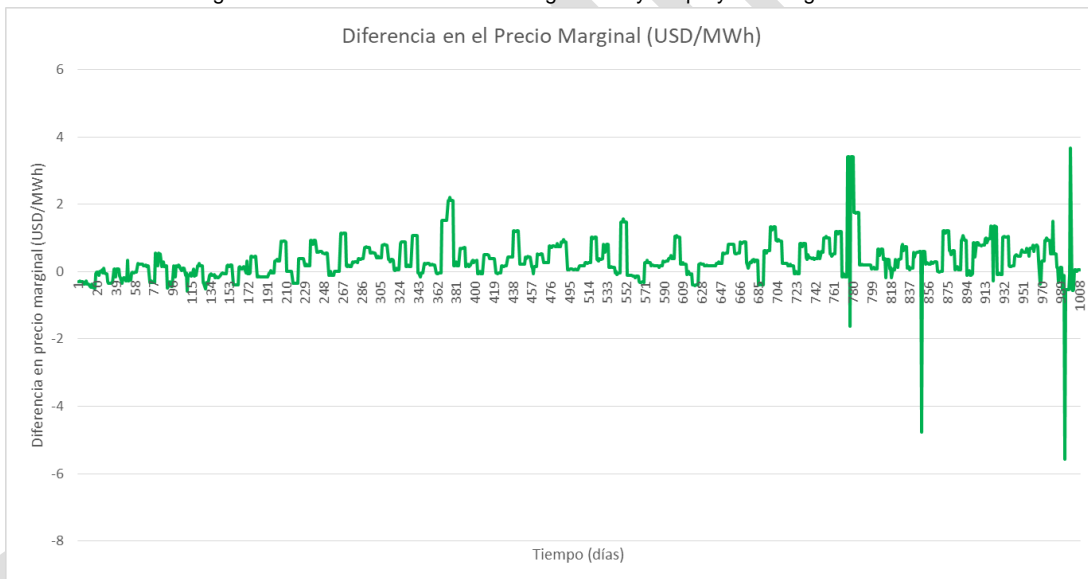
- Se considera una expansión fija conformada por proyectos con compromisos adquiridos en las subastas de OEF y CLPE y proyectos que tienen compromisos de conexión a la red de transmisión respaldados con garantías bancarias.
- Se tuvo en cuenta la entrada en operación de la primera fase del proyecto Hidroituango con una capacidad de 1.200 MW.

Figura 9. Costo marginal con y sin proyecto de generación



Fuente: UPME

Figura 10. Diferencia en el costo marginal con y sin proyecto de generación



Fuente: UPME

De lo anterior se puede encontrar un Valor presente de los beneficios, del orden de los USD 30.911.568.

4.3. Relación Beneficio-Costo

A continuación, se presenta la relación beneficio/Costo para 25 años asociados a la conexión de los 99,9 MW de generación.

Tabla 5. Costos y Beneficios del proyecto

Total Benéficos	\$USD 30.911.568,30
Total Costos	\$USD 431.718,73
Relación B/C	71,6011

Fuente: UPME

Como se puede observar, la relación Beneficio/Costo es muy superior a 1, por lo que la realización de la obra trae beneficios para el sistema.

5. Conclusiones

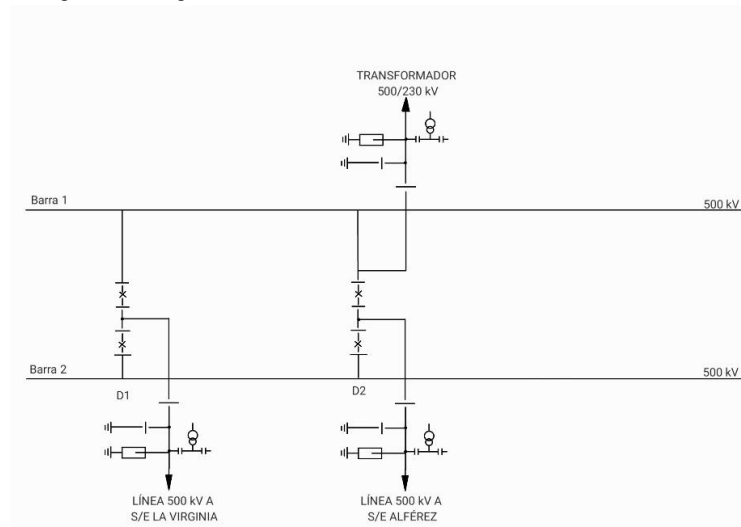
- La instalación del corte central permite mejorar la confiabilidad de la subestación Chinú 220 kV al evitar la pérdida de generación adicional, ante la salida del transformador Chinú 500/220 kV o viceversa.
- El corte central permite que la subestación Chinú 220 kV comience a operar en la configuración para la cual fue diseñada, previa entrada en operación de obras de expansión relacionadas con dicha subestación.
- El desarrollo del proyecto permite la correcta conexión de los 99,9 MW de generación para la fecha en la cual se encuentra prevista.
- El proyecto presenta una relación Beneficio/Costo superior a 1.

Obra Suroccidental – Subestación San Marcos 500 kV.

1. Antecedentes

- La subestación San Marcos 500 kV está configurada para operar en Interruptor y Medio (IM), sin embargo, debido a la no existencia de interruptor en el transformador 500/230 kV, la subestación opera en anillo. Con la entrada de nuevos diámetros (como la línea de transmisión Alférez – San Marcos 500 kV), la configuración de la subestación no tendría una operación confiable para el sistema toda vez que no obedecerá a configuraciones como IM o Anillo.
- El Barraje 1 de la subestación San Marcos 500 kV, no cuenta con protección diferencial, con lo cual, los elementos conectados a este barraje no se encuentran debidamente protegidos ante eventos de falla en la misma.
- En el Plan de Expansión Referencia Transmisión – Generación 2020-2034, se recomendó la reubicación de la compensación fija de 120 MVar que fue retirada de la subestación Copey 500 kV derivado de la obra La Loma 500 kV. La nueva ubicación para este elemento es la subestación San Marcos 500 kV, con lo cual, se busca mantener perfiles de tensión adecuados para el área Suroccidental ante escenarios de demanda y generación mínimas.

Figura 11. Diagrama Unifilar Subestación San Marcos 500 kV.

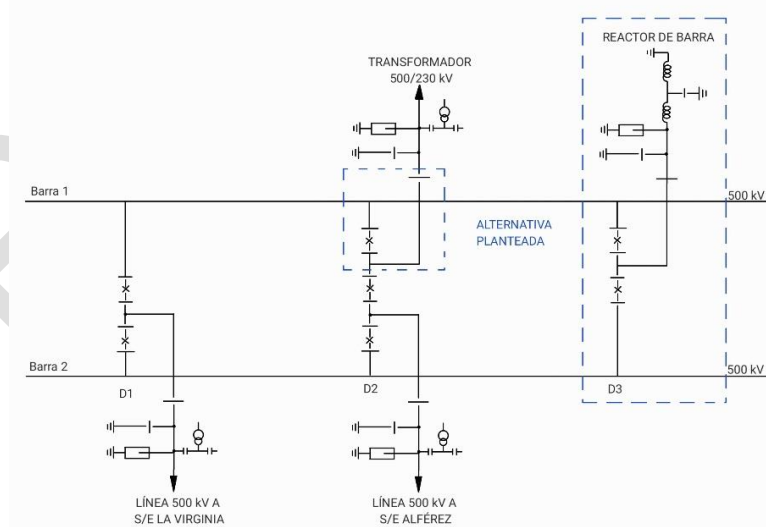


Fuente: UPME

2. Proyecto propuesto

- Una (1) bahía para la instalación del reactor de barra de 120 MVar en la subestación San Marcos 500 kV.
- Un (1) corte central para el nuevo diámetro de la subestación San Marcos 500 kV donde se instalará el reactor de barra.
- Una (1) bahía de transformador para completar el diámetro 2 de la subestación San Marcos 500 kV.
- Una (1) protección diferencial para el barraje 1 de la subestación San Marcos 500 kV.

Figura 12. Diagrama Unifilar Subestación San Marcos 500 kV con obras propuestas



Fuente: UPME

3. Análisis técnicos

A continuación, se presentan los análisis técnicos relacionados con las obras requeridas para la reubicación del reactor de barra de 120 MVAR en la subestación San Marcos 500 kV.

3.1. Consideraciones y supuestos:

Los análisis que se presentarán están basados en las siguientes consideraciones y supuestos del Sistema Interconectado Nacional – SIN:

Tabla 6. Consideraciones y supuestos para los análisis técnicos de las obras en la subestación San Marcos 500 kV.

	Años de análisis	
	2024	2029
Proyecto de expansión en el Sistema de Transmisión Nacional	<ul style="list-style-type: none"> • Refuerzo Suroccidental • Línea Virginia – Nueva Esperanza 500 kV. • Línea Tesalia – Alférez 230 kV. 	<ul style="list-style-type: none"> • Refuerzo Suroccidental • Línea Virginia – Nueva Esperanza 500 kV. • Línea Tesalia – Alférez 230 kV. • Subestación Pacífico 230 kV. • Subestación Estambul 230 kV.
Proyecto de expansión en el Sistema de Transmisión Regional	<ul style="list-style-type: none"> • Subestación Arroyohondo 115 kV. • Subestación Estambul 115 kV. • Subestaciones Guachal 1 115 kV y Guachal 2 115 kV. • Subestaciones Yumbo 1 115 kV y Yumbo 2 115 kV. 	<ul style="list-style-type: none"> • Subestación Arroyohondo 115 kV. • Subestación Estambul 115 kV. • Subestaciones Guachal 1 115 kV y Guachal 2 115 kV. • Subestaciones Yumbo 1 115 kV y Yumbo 2 115 kV. • Subestación Pacífico 115 kV.
Consideraciones operativas del sistema	<ul style="list-style-type: none"> • Transformadores 500/230 kV con los taps en posición neutral. • Punto de flotación: STATCOM y SCV (><30 MVAR) 	
Escenario de generación y demanda	<ul style="list-style-type: none"> • Generación mínima y demanda mínima en el área Suroccidental. • No se consideran importaciones o exportaciones de potencia desde Ecuador. 	

Fuente: UPME

Se realizaron análisis técnicos de 4 casos de evaluación basados en requerimiento de Unidades Equivalentes de generación para soporte de tensión en el área Suroccidental:

Caso 1: Considerando 3,5 Unidades Equivalentes y sin el reactor de barra de 120 MVAR en la subestación San Marcos 500 kV.

Caso 2: Considerando 4,8 Unidades Equivalentes y sin el reactor de barra de 120 MVAR en la subestación San Marcos 500 kV.

Caso 3: Considerando 6,1 Unidades Equivalentes y sin el reactor de barra de 120 MVAR en la subestación San Marcos 500 kV.

Caso 4: Considerando 3,5 Unidades Equivalentes y con el reactor de barra de 120 MVAR en la subestación San Marcos 500 kV.

3.2. Condición sin Proyecto

A continuación, los resultados obtenidos para los tres primeros casos, que corresponden a un análisis sin obras de expansión:

Tabla 7. Perfiles de tensión del área de influencia para el año 2024: casos sin obras en San Marcos 500 kV.

Subestación	Caso 1 Tensión [p.u.]	Caso 2 Tensión [p.u.]	Caso 3 Tensión [p.u.]
Alferez 500 kV	1,0652	1,0580	1,0496
San Marcos 500 kV	1,0628	1,0557	1,0475
Virginia 500 kV	1,0497	1,0456	1,0411
San Marcos 220 kV	1,1047	1,0941	1,0816
Alferez 220 kV	1,1035	1,0941	1,0828
Virginia 220 kV	1,1056	1,1003	1,0943
Juanchito 220 kV	1,1025	1,0922	1,0799
Cartago 220 kV	1,1067	1,1006	1,0938
Yumbo 220 kV	1,1068	1,0969	1,0856

Fuente: UPME

Tabla 8. Perfiles de tensión del área de influencia para el año 2029: casos sin obras en San Marcos 500 kV.

Subestación	Caso 1 Tensión [p.u.]	Caso 2 Tensión [p.u.]	Caso 3 Tensión [p.u.]
Alferez 500 kV	1,0629	1,0556	1,0481
San Marcos 500 kV	1,0608	1,0536	1,0463
Virginia 500 kV	1,0486	1,0444	1,0404
Alferez 220 kV	1,0999	1,0904	1,0803
San Marcos 220 kV	1,1038	1,0930	1,0816
Virginia 220 kV	1,1011	1,0957	1,0905
Juanchito 220 kV	1,0997	1,0893	1,0783
Cartago 220 kV	1,1031	1,0970	1,0909
Estambul 230 kV	1,0543	1,0441	1,0333
Yumbo 220 kV	1,1031	1,0934	1,0835

Fuente: UPME

Las tensiones presentadas en color rojo obedecen a valores fuera de los rangos admisibles por la regulación vigente, es decir, para los años 2024 y 2029, en un escenario de demanda mínima y generación mínima, las subestaciones Alferez, San Marcos, Virginia, Cartago y Yumbo presentan sobretensiones. Para mejorar estos perfiles de tensión es necesario el despacho de hasta 6,1 Unidades Equivalentes de generación en el área (Caso 3), lo cual, podría ocasionar un costo adicional al sistema y sus usuarios.

3.3. Condición con Proyecto

A continuación, los resultados obtenidos para el Caso 4, el cual corresponde al análisis con las obras de expansión:

Tabla 9. Perfiles de tensión del área de influencia para el año 2024: casos con obras en San Marcos 500 kV.

Subestación	Caso 4 Tensión [p.u.]
Alferez 500 kV	1,0447
San Marcos 500 kV	1,0398
Virginia 500 kV	1,0382
San Marcos 220 kV	1,0857
Alferez 220 kV	1,0853
Virginia 220 kV	1,0946
Juanchito 220 kV	1,0843
Cartago 220 kV	1,0947
Yumbo 220 kV	1,0910

Fuente: UPME

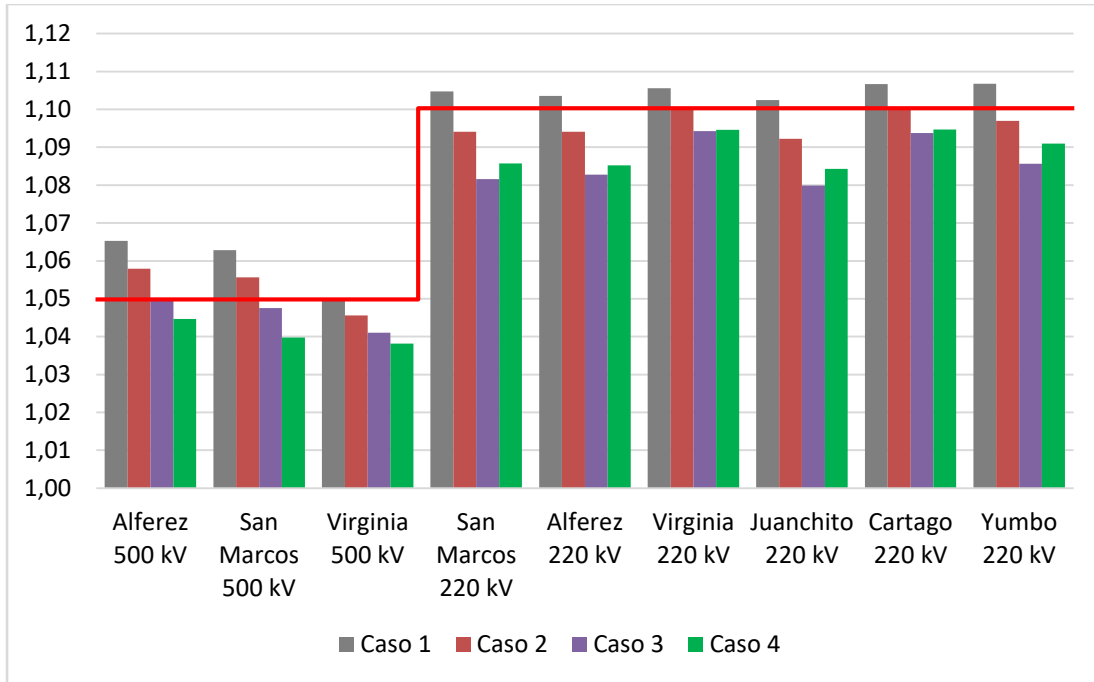
Tabla 10. Perfiles de tensión del área de influencia para el año 2029: casos con obras en San Marcos 500 kV

Subestación	Caso 4 Tensión [p.u.]
Alferez 500 kV	1,0423
San Marcos 500 kV	1,0377
Virginia 500 kV	1,0370
Alferez 220 kV	1,0816
San Marcos 220 kV	1,0847
Virginia 220 kV	1,0901
Juanchito 220 kV	1,0814
Cartago 220 kV	1,0911
Estambul 230 kV	1,0365
Yumbo 220 kV	1,0873

Fuente: UPME

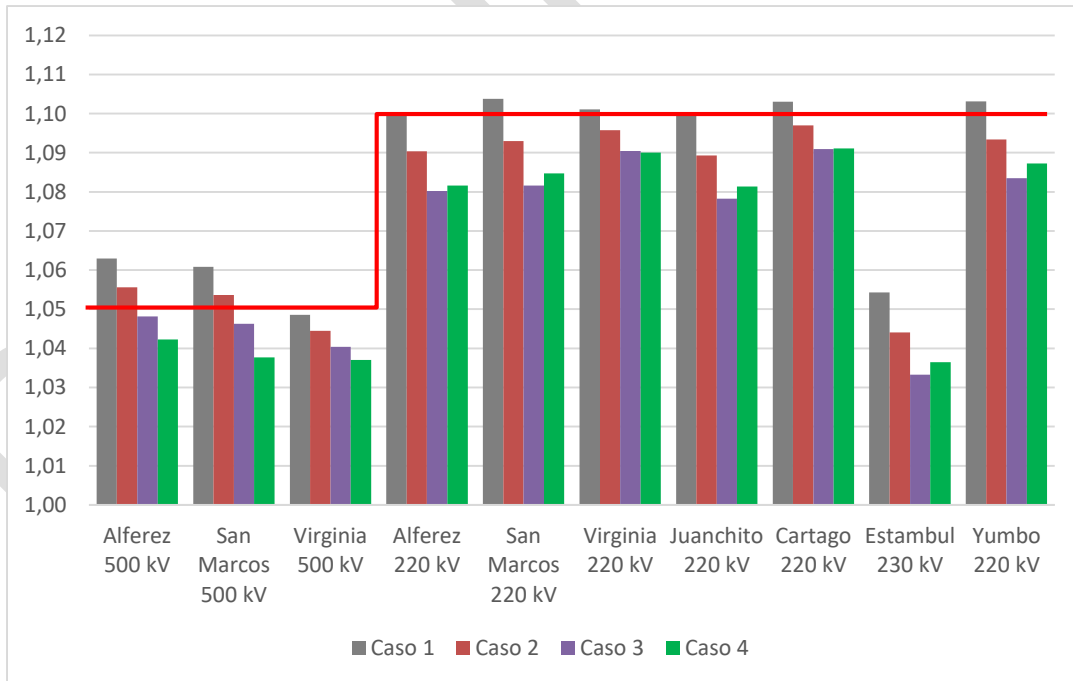
En las tablas anteriores se puede ver que con las obras en la subestación San Marcos 500 kV, los perfiles de tensión en el área de influencia, se encuentran dentro de los rangos permisibles por la regulación vigente. Con el fin de observar el impacto de las obras, a continuación, se presentan dos gráficas donde se pueden comparar los perfiles de tensión entre los 4 casos presentados:

Figura 13. Perfiles de tensión de los 4 casos en el área de influencia de la subestación San Marcos 500 kV.



Fuente: UPME

Figura 14. Perfiles de tensión de los 4 casos en el área de influencia de la subestación San Marcos 500 kV. Año 2029.



Fuente: UPME

Con base en los resultados anteriores, se puede determinar que las obras en la subestación San Marcos 500 kV, mejoran los perfiles de tensión en el área de influencia, toda vez que presentan un desempeño similar a despachar hasta 6,1 Unidades Equivalentes en el área Suroccidental.

4. Análisis Económicos

4.1. Costos

Se valoran los costos en Unidades Constructivas según Resolución CREG 011 de 2009.

Tabla 11. Costos de las obras en la subestación San Marcos 500 kV en UC's

Costo en COP - UC's	Costo en USD - UC's
\$ 37.648.927.197,21	\$9.456.773,20

Fuente: UPME

4.2. Beneficios

Para este cálculo se analizó el beneficio de reducir el número de Unidades Equivalentes requeridas para dar soporte a la tensión en el área Suroccidental en caso de presentarse un escenario de generación mínima y demanda mínima. En otras palabras, el beneficio de la obra se encuentra dado por la reducción de la energía positiva reconciliada en el área, que a su vez, disminuye el costo tarifario de energía eléctrica, específicamente, en la componente de Restricción. El cálculo de los beneficios se resume en la siguiente expresión:

$$Beneficio = VPN \left(\sum_i^n Energía_{rec} * (P_{rec+} - P_{bolsa}) * Prob_{desp} \right)$$

Dónde:

- i : Es el mes objeto de cuantificación de los beneficios, durante el periodo de estudio.
- n : Es el último mes del periodo de estudio.
- $Energía_{rec}$: Energía reconciliada que se requiere para soporte de tensión.
- P_{rec+} : Precio promedio de reconciliación positiva de energía eléctrica de los últimos 5 años.
- P_{Bolsa} : Precio de bolsa de energía eléctrica.
- $Prob_{desp}$: Probabilidad de que las plantas de generación que se requieren como Unidades Equivalentes se despachen por mérito en reconciliación positiva.

De lo anterior se puede encontrar un valor presente de los beneficios de USD \$ 87.001.796

4.3. Relación Beneficio-Costo

Con los valores de beneficio y costo presentados anteriormente se encuentra una relación B/C de 9,2, con lo cual, se puede justificar la ejecución de las obras necesarias en la subestación San Marcos 500 kV.

Tabla 12. Costos y Beneficios del proyecto

Total Benéficos	\$USD 87.001.796
Total Costos	\$USD 9.456.773,20
Relación B/C	9.2

Fuente: UPME

5. Conclusiones

- La subestación San Marcos 500 kV requiere completar su diámetro 2 para operar en su configuración diseñada (IM) y no en anillo. Esta obra es necesaria incluso previa a la entrada en operación de la línea de transmisión Alférez – San Marcos 500 kV.
- La instalación de la protección diferencial en el barraje 1 es necesario, toda vez los elementos conectados a este no se encuentran debidamente protegidos ante eventos de falla.
- La instalación del reactor de barra de 120 MVar presenta un desempeño similar a despachar hasta 6,1 Unidades Equivalentes de generación, lo cual, representa menos costos operativos para el sistema en el escenario evaluado.
- Las obras de expansión en la subestación San Marcos 500 kV presentan una relación Beneficio/Costo superior a 1, lo cual justifica la recomendación de las mismas.

Obra Bolívar – Tercer Transformador Bolívar 500/220 kV.

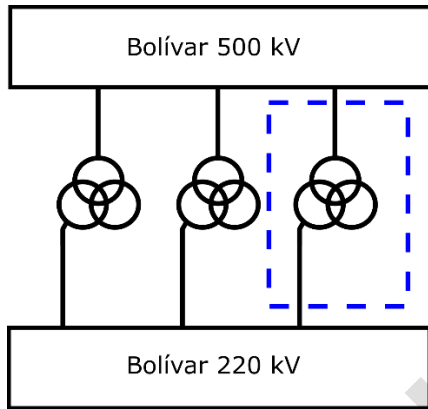
1. Antecedentes

- El departamento de Bolívar cuenta con un gran potencial para la conexión y uso de FNCER, especialmente se ha identificado un gran potencial para la conexión de proyectos con tecnología solar fotovoltaica. Este potencial ha sido acompañado con un gran número de solicitudes de conexión en la sub-área y ha derivado en la asignación de capacidad por 1721,6 MW desde el año 2020.
- Sin embargo, solo con la asignación de capacidad actual, incluida la del periodo de transición de la Resolución CREG 075 de 2021, se observa una sobrecarga cercana al límite en definido PARATEC para el transformador Bolívar 500/220 kV ante contingencia en el transformador paralelo.
- Esta situación ocasionó la no asignación de 28 solicitudes de conexión por una capacidad de 1100 MW durante el periodo de transición de la Resolución CREG 075 de 2021 debido a que con éstas, se superaba el límite de emergencia e implicaba una violación a los criterios del código de redes. En este sentido, es claro que la capacidad solicitada o el interés para la conexión de nueva generación en la sub-área excede la capacidad de transporte disponible para asignar.

2. Proyecto propuesto

Se considera la instalación de un tercer transformador en la subestación Bolívar 500/230 kV – 450 MVA.

Figura 15. Diagrama Tercer transformador Bolívar 500/220 kV



Fuente: UPME

3. Análisis técnicos

3.1. Consideraciones y supuestos:

- No se considera la topología y activos del SDL. Las demandas son referidas a la subestación de Nivel de Tensión 4 más cercanas
- Se consideran las demandas indicadas por el OR y establecidas en la red del IPOELM.
- Se realizaron simulaciones para los años 2025 y 2030.
- Se consideró la totalidad de la generación aprobada y liberación en la sub-área a la fecha.
- Los análisis eléctricos realizados se basan en un escenario de demanda media, esto debido a que la generación solar aprobada en la sub-área Bolívar representa el escenario de demanda más crítico para la cargabilidad de los transformadores Bolívar 500/220 kV.
- Los análisis eléctricos realizados se centran en el comportamiento de los activos del STN con la obra de expansión propuesta, por lo que no se reportan, para este caso, resultados de cargabilidades o tensiones a nivel del STR.

3.2. Condición sin Proyecto

Tabla 13. Cargabilidades de activos del STN Sin Proyecto

	2025	2030
CONDICIÓN DEL SISTEMA	Demanda Media Con Toluviejo 220 kV Sin Pasacaballos 220 kV Sin Carreto 500 kV Se incluyen Plantas Solares	Demanda Media Con Toluviejo 220 kV Con Pasacaballos 220 kV Con Carreto 500 kV Se incluyen Plantas Solares
	Se despacha Proeléctrica, Cartagena y Candelaria	Se despacha Proeléctrica, Cartagena y Candelaria

	2025	2030
	No se despacha Generación en Bolívar 500 kV	No se despacha Generación en Bolívar 500 kV
C.N.O	Bolívar 1 500/230 kV – 76.68% Bolívar - Sabanalarga 1 220 – 8.91% Bolívar - Cartagena 2 220 – 54.54% Bolívar - Tolviejo 1 220 – 15.38% Bolívar - Bosque 1 220 – 21.19%	Bolívar 1 500/230 kV – 74.24% Bolívar - Sabanalarga 1 220 – 3.83% Bolívar - Cartagena 2 220 – 50.57% Bolívar - Pasacaballo 220 – 19.78% Bolívar - Bosque 1 220 – 20.58%
(N - 1) Bolívar 1 500/220 kV	Bolívar 2 500/230 kV – 117.68% Bolívar - Sabanalarga 1 220 – 16.19% Bolívar - Cartagena 2 220 – 49.25% Bolívar - Tolviejo 1 220 – 19.14% Bolívar - Bosque 1 220 – 18.9%	Bolívar 2 500/230 kV – 112.11% Bolívar - Sabanalarga 1 220 – 19.00% Bolívar - Cartagena 2 220 – 45.96% Bolívar - Pasacaballo 220 – 24.26% Bolívar - Bosque 1 220 – 18.45%
(N-1) Bolívar – Sabanalarga 1 220 kV	Bolívar 1 500/230 kV – 76.53% Bolívar - Sabanalarga 2 220 – 7.08% Bolívar - Cartagena 2 220 – 54.63% Bolívar - Tolviejo 1 220 – 15.43% Bolívar - Bosque 1 220 – 21.41%	Bolívar 1 500/230 kV – 74.70% Bolívar - Sabanalarga 2 220 – 3.05% Bolívar - Cartagena 2 220 – 50.34% Bolívar - Pasacaballo 220 – 19.9% Bolívar - Bosque 1 220 – 20.40%

Fuente: UPME

- En condiciones normales de operación, se observa un desempeño adecuado en las cargabilidades de los activos del STN bajo un escenario de despacho máximo en la sub-área Bolívar.
- Ante contingencia de uno de los transformadores en Bolívar 500/220 kV, se presenta una sobrecarga en el transformador restante cercana al límite de emergencia definido para el activo. Se observa una disminución de esta cargabilidad en el año 2030 de cerca del 5% asociada al crecimiento vegetativo de la demanda en la sub-área.

3.3. Condición sin Proyecto

Tabla 14. Cargabilidades de activos del STN Con Proyecto

	2025	2030
	Demanda Media Con Tolviejo 220 kV Sin Pasacaballos 220 kV Sin Carreto 500 kV Se incluyen Plantas Solares Se despacha Proeléctrica, Cartagena y Candelaria No se despacha Generación en Bolívar 500 kV	Demanda Media Con Tolviejo 220 kV Con Pasacaballos 220 kV Con Carreto 500 kV Se incluyen Plantas Solares Se despacha Proeléctrica, Cartagena y Candelaria No se despacha Generación en Bolívar 500 kV
CONDICIÓN DEL SISTEMA		
C.N.O	Bolívar 500/230 kV – 56.85% Bolívar - Sabanalarga 1 220 – 14.24% Bolívar - Cartagena 2 220 – 57.13% Bolívar - Tolviejo 1 220 – 13.85% Bolívar - Bosque 1 220 – 22.52%	Bolívar 500/230 kV – 55.59% Bolívar - Sabanalarga 1 220 – 7.57% Bolívar - Cartagena 2 220 – 53.11% Bolívar - Pasacaballo 220 – 17.80% Bolívar - Bosque 1 220 – 22.26%
(N - 1) Bolívar 500/220 kV	Bolívar 500/230 kV – 76.68% Bolívar - Sabanalarga 1 220 – 8.91% Bolívar - Cartagena 2 220 – 54.54% Bolívar - Tolviejo 1 220 – 15.38%	Bolívar 500/230 kV – 74.24% Bolívar - Sabanalarga 1 220 – 3.83% Bolívar - Cartagena 2 220 – 50.57% Bolívar - Pasacaballo 220 – 19.78%

	2025	2030
	Bolívar - Bosque 1 220 – 21.19%	Bolívar - Bosque 1 220 – 20.58%
(N-1) Bolívar – Sabanalarga 1 220 kV	Bolívar 500/230 kV – 55.88%	Bolívar 500/230 kV – 55.19%
	Bolívar - Sabanalarga 2 220 – 12.00%	Bolívar - Sabanalarga 2 220 – 6.06%
	Bolívar - Cartagena 2 220 – 57.69%	Bolívar - Cartagena 2 220 – 53.29%
	Bolívar - Tolviejo 1 220 – 13.77%	Bolívar - Pasacaballo 220 – 17.70%
	Bolívar - Bosque 1 220 – 22.95%	Bolívar - Bosque 1 220 – 22.28%

Fuente: UPME

- En condiciones normales de operación, se observa un desempeño adecuado en las cargabilidades de los activos del STN bajo un escenario de despacho máximo en la sub-área Bolívar. Así mismo, la obra propuesta ocasiona la reducción en la cargabilidad de los transformadores Bolívar 500/220 kV respecto al caso sin proyecto de cerca al 20%.
- Con la obra propuesta, ante contingencia de uno de los transformadores en Bolívar 500/220 kV, continúan en funcionamiento dos (2) transformadores que evitan que se presente sobrecarga alguna.
- La obra propuesta tiene un impacto reducido en los demás activos del STN observados, su impacto es localizado en la cargabilidad de los transformadores Bolívar 500/220 kV.

3.1 Capacidad de transporte habilitada

Como se ha mencionado con anterioridad, el impacto más significativo de la obra propuesta consiste en la eliminación de una sobrecarga en el transformador Bolívar 500/220 kV, lo cual a su vez permite habilitar la asignación de capacidad a proyectos de generación en la sub-área Bolívar.

Por lo tanto, es relevante estimar la capacidad de generación que habilitaría la obra propuesta, sin embargo dicha estimación no es trivial, toda vez que la capacidad habilitada es función de la tecnología, capacidad y los puntos de conexión de las solicitudes de conexión que se presenten y sean asignadas por la UPME.

En este sentido, y con el objetivo de brindar un indicador que sirva de referencia para el cálculo de los beneficios de la obra, se realiza un cálculo de la capacidad disponible con la obra bajo los siguientes supuestos:

- Se evalúa el escenario de demanda media en el año 2025.
- Se supone que la totalidad de la generación habilitada se conecta a un único punto de conexión.
- Se busca identificar cuanta generación se puede conectar en un punto de conexión antes de que se presenten restricciones en activos del STN por la conexión de generación.
- Se realiza el ejercicio para las subestaciones de 220 kV en la sub-área Bolívar.

Los resultados del ejercicio se muestran en la Tabla 15.

Tabla 15. Capacidades disponibles en subestaciones 220 kV con la obra propuesta

Subestación	Capacidad
Bolívar 220 kV	650 MW
Tenera 220 kV	103 MW
Bosque 220 kV	425 MW
Pasacaballos 220 kV	500 MW
Cartagena 220 kV	175 MW
Candelaria 220 kV	95 MW

Fuente: UPME

Se precisa que los resultados por barra son excluyentes, no aditivos, y que no consideran limitaciones por agotamiento en la capacidad corto circuito en algunas subestaciones del área Bolívar, situación que implica una limitante para determinadas tecnologías de generación.

Se observa que la subestación Bolívar 220 kV, con la obra propuesta, tiene la mayor capacidad de las subestaciones de 220 kV para la conexión de nueva generación con un valor de 650 MW, los cuales podrían ser asignados hasta la reaparición de la restricción de los transformadores Bolívar 500/230 kV ante contingencia de uno de ellos o hasta la aparición de la limitación por nivel de corto circuito.

Si bien la capacidad de las otras subestaciones a nivel de 220 kV es menor, la restricción que activan no corresponde a la estudiada en este documento. Por ejemplo, al conectar 95 MW en la subestación Candelaria 220 kV, la restricción que se activa corresponde a la sobrecarga en uno de los circuitos Candelaria – Cartagena 220 kV ante contingencia en el otro, y no a la sobrecarga en los transformadores Bolívar 500/220 kV.

Por esta razón, para la estimación de los beneficios de la obra, se supone un valor de 600 MW solares, tecnología con mínimo aporte al nivel de corto circuito.

Por último, se reitera que esta capacidad que habilita la obra corresponde a una cifra indicativa y que la capacidad real que se pueda asignar con el tercer transformador Bolívar 500/220 kV depende del tamaño, tecnología, punto de conexión y FPO de las solicitudes que se aprueben, por lo que solo hasta que se realice la evaluación y se materialice la asignación de capacidad de transporte se podrá determinar con exactitud la cantidad de generación que habilita la obra de expansión propuesta.

4. Análisis Económicos

4.1. Costos

Se valoran los costos en Unidades Constructivas según Resolución CREG 011 de 2009.

Tabla 16. Costo del proyecto en UCs

	Costo en \$ - UCs	Costo en USD - UCs
Costo	\$ 45.587.195.372,12	\$ 11.626.420,65

Fuente: UPME

4.2. Beneficios

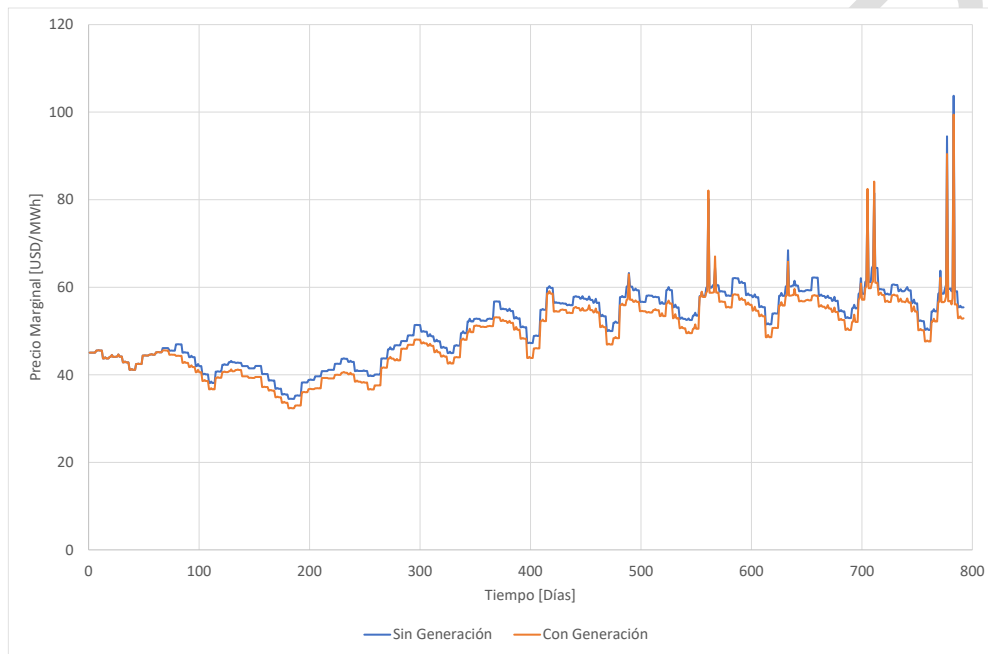
Los beneficios asociados a la conexión de nueva generación fueron calculados mediante la implementación del software Despacho Hidrotérmico Estocástico con Restricciones de Red – SDDP, con el cual se obtuvo el precio marginal de la energía eléctrica con y sin la entrada de los 600 MW de generación que fueron escogidos como base para la simulación acorde a la sección anterior. Los resultados obtenidos se observan en la Figura 16 y Figura 17 para el periodo comprendido entre el 01 de enero de 2025 y el 31 de diciembre de 2035.

Estas simulaciones fueron realizadas con base en el Escenario 1 analizado en el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2020 – 2034 en su volumen 2. El cual se caracteriza por:

- Se considera una expansión fija conformada por proyectos con compromisos adquiridos en las subastas de OEF y CLPE y proyectos que tienen compromisos de conexión a la red de transmisión respaldados con garantías bancarias.

- Se tuvo en cuenta la entrada en operación de la primera fase del proyecto Hidroituango con una capacidad de 1.200 MW.
- La generación adicional que habilita el proyecto de expansión propuesto considera 600 MW que usan tecnología solar fotovoltaica, lo cual refleja la tecnología de interés en las solicitudes recibidas para la sub-área Bolívar.

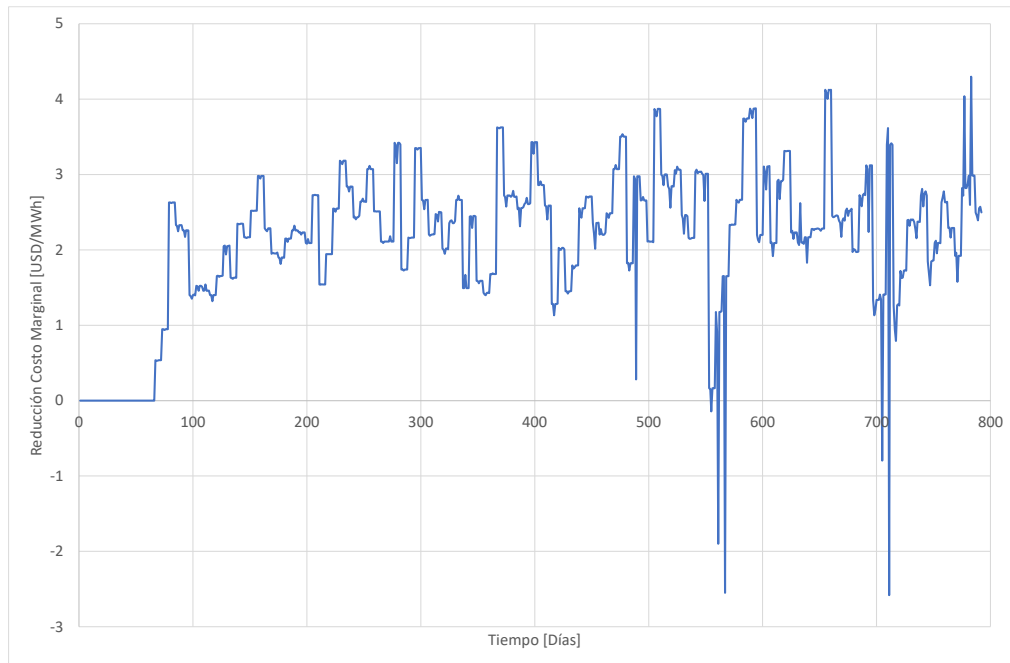
Figura 16. Costo marginal con y sin proyecto de generación



Fuente: UPME

PRELIMINAR

Figura 17. Diferencia en el costo marginal con y sin proyecto de generación



Fuente: UPME

De lo anterior se puede encontrar un valor presente de los beneficios, del orden de los USD 183.444.000.

4.3. Relación Beneficio-Costo

De acuerdo a los análisis realizados descritos en la presente sección, es posible determinar que la relación BC del proyecto de expansión es superior a 1, llegando hasta un valor de 15.77. En este sentido, la reducción del costo marginal de energía al considerar la conexión de aproximadamente 600 MW que habilitaría la obra propuesta en la sub-área Bolívar, supera con creces el costo de la obra asociada a la instalación del tercer transformador Bolívar 500/220 kV – 450 MVA.

Tabla 17. Costos y Beneficios del proyecto

Total Benéficos	\$USD 183.444.000
Total Costos	\$USD 11.626.420,65
Relación B/C	15,77

Fuente: UPME

5. Conclusiones

- Los beneficios asociados a la generación que habilitaría la obra propuesta son superiores a los costos de la obra, por lo que se recomienda su ejecución.
- La no ejecución de la obra limitaría nueva conexión de generación en la sub-área Bolívar.
- Aun con capacidades menores, del orden de 100 MW la obra propuesta sigue siendo viable y con relación Beneficio / Costo superior a 1.

Obra Suroccidental – Segundo Transformador en la Subestación La Virginia 500/230 kV.

1. Antecedentes

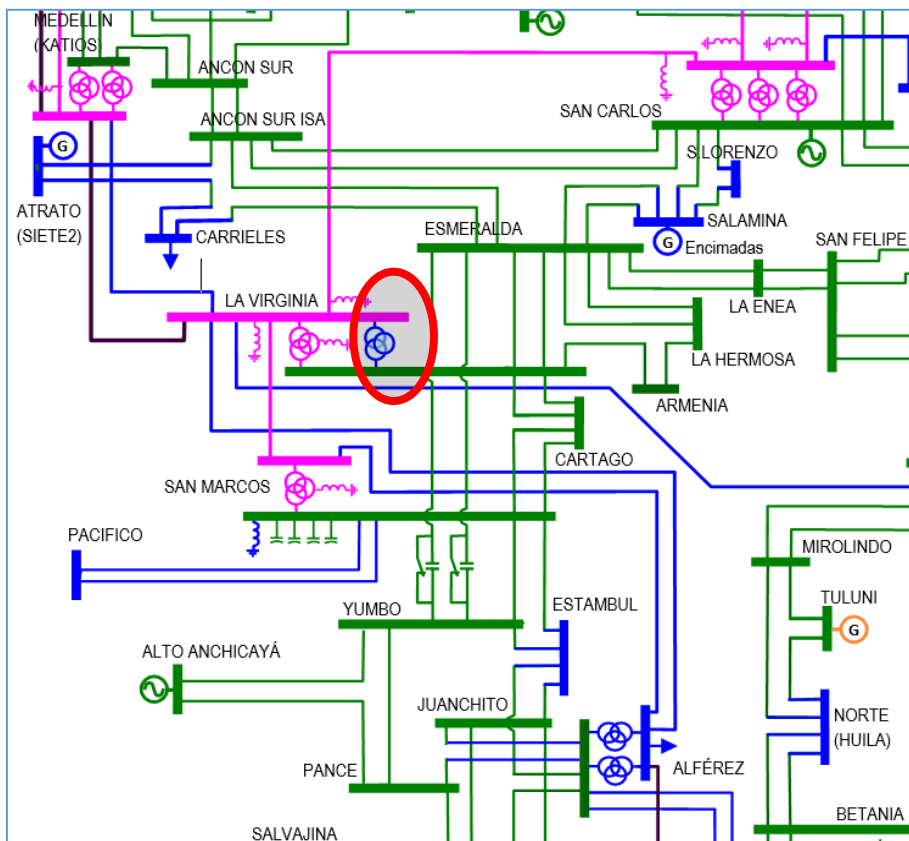
- En el área Suroccidental ante una importación alta de energía a través del circuito San Carlos – La Virginia 500 kV y ante un escenario de despacho bajo de las plantas de generación en dicha área y una demanda alta, se presenta sobrecarga del transformador existente de la Virginia 500/230 kV ante la contingencia del Circuito La Virginia – San Marcos 500 kV.
- Mediante Resolución MME 90772 del 17 de septiembre de 2013, el Ministerio de Minas y Energía adoptó el Plan de Transmisión 2013 - 2027, el cual definió la Obra denominada Refuerzo Suroccidental 500 kV que consiste en una nueva Subestación Alférez 500 kV y las líneas de transmisión asociadas en 500 kV, para eliminar y mitigar restricciones en el área Suroccidental. Las obras asociadas vienen siendo ejecutadas producto de la convocatoria UPME 04-2014.
- Dados los atrasos presentados en este proyecto se mantiene la mencionada restricción con la sobrecarga del transformador existente Virginia 500/230 kV ante la contingencia del Circuito La Virginia – San Marcos 500 kV, en particulares escenarios de despacho de generación en el área.

2. Proyecto propuesto

Se considera la construcción del 2° Transformador en la Subestación La Virginia 500/230 kV – 450 MVA.

En la Figura 18 se observa la ubicación eléctrica de la subestación La Virginia 500 kV, ubicada en el municipio de Pereira, Risaralda.

Figura 18. Ubicación eléctrica de la subestación La Virginia 500 kV en el Sistema de Transmisión Nacional - STN.



Fuente: UPME

3. Análisis técnicos

El análisis y la necesidad de la obra propuesta busca eliminar la restricción presentada, en el STN del área Suroccidental, dado que la sobrecarga del transformador existente de la Virginia 500/230 kV ante la contingencia del circuito La Virginia San Marcos 500 kV, se mitiga actualmente incrementando la generación interna en dicha área Suroccidental.

3.1. Consideraciones y supuestos

Para evaluar la necesidad de la conexión de este segundo transformador en la subestación La Virginia 500/230 kV se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:

Entrada en operación de Proyectos de Expansión en el STN: Se tiene en cuenta la entrada en operación de:

- Línea Medellín (Heliconia) – La Virginia con FPO estimada para noviembre de 2022 (en construcción).
- Línea Alférez - San Marcos 500 kV con FPO estimada para noviembre de 2022 (en construcción).
- Línea La Virginia – Alférez 500 kV con FPO estimada para marzo de 2025 (EIA en evaluación).
- Línea La Virginia – Nueva Esperanza 500 kV con FPO estimada para julio de 2024 (en construcción).

- Subestación Pacífico 230 kV y obras asociadas en el STN y STR con FPO para mayo de 2025 (en etapa de DAA).
- Subestación Estambul 230 kV y obras asociadas en el STN y STR con FPO para diciembre de 2026 (en trámites previos al inicio de la convocatoria pública).
-

Consideraciones operativas:

- Transformadores 500/230 kV en tap central
- Punto de flotación: STATCOM y SVC (><30 MVAR)

Escenario evaluado:

- Generación mínima en el área Suroccidental (Verano – baja hidrología) y demanda máxima
- Se considera la demanda máxima.
- Exportación hacia Ecuador.
- Capacidad de sobrecarga, del transformador La Virginia 500/230, del 5%

3.2. Condición sin Proyecto

Se realizó simulación de carga en la red del STN para el área Suroccidental y áreas aledañas, en el software DigSilent para determinar el impacto de los eventos de desconexión de los circuitos y transformadores del STN. Dicha simulación tuvo los siguientes parámetros:

- Se ajustó en la red un escenario de despacho de generación, mínimo en el STN y STR del área Suroccidental, teniendo en cuenta los despachos hidráulicos mínimos de máquinas con caudal ambiental, tales como Betania, El Quimbo, Alto Anchicayá, La Salvajina, El Bajo Anchicayá, Amoyá, Cucuana entre otros.
- Exportación hacia Ecuador.
- Se consideró análisis en Condición Normal de Operación
- Contingencias N-1 en líneas y transformadores.

La contingencia más severa se da con la salida del Circuito La Virginia – San Marco 500 kV, que ocasiona ante las condiciones anteriormente descritas, la sobrecarga del único transformador La Virginia 500/230 kV, por el alto flujo de potencia desde el centro del país, para atender la demanda de los departamentos de Caldas, Quindío, Risaralda, Valle, Cauca, Nariño y la exportación hacia Ecuador. Esta condición de sobrecarga permanece hasta la entrada en operación del proyecto de expansión, Refuerzo Suroccidental 500 kV completo incluido el circuito La Virginia – Alférez 500 kV a partir del año 2025.

En los años 2022, 2023 y 2024, para mitigar esta condición de sobrecarga se debe despachar generación térmica, fuera de mérito, en el interior del área, más específicamente en el Valle del Cuca, la cual debe superar los 254 MW.

3.3. Condición Con proyecto

Con la obra propuesta del segundo transformador la Virginia 500/230 kV - 450 MVA, se controla la sobrecarga de estos transformadores sin tener que despachar generación adicional fuera de mérito, a partir del año de entrada en operación de este segundo transformador y hasta la entrada en servicio del Refuerzo Suroccidental a 500 kV incluido el circuito La .

4. Análisis Económicos

4.1. Costos

Se valoran los costos en Unidades Constructivas según Resolución CREG 011 de 2009.

Tabla 18. Costo del proyecto en Unidades Constructivas

	Costo en \$ - UCs	Costo en USD - UCs
Costo	\$ 43,396,322,943.87	\$ 10,900,421.72

Fuente: UPME

4.2. Beneficios

Para el cálculo de los beneficios, se realizó una valoración debido al impacto del evento de desconexión del circuito la Virginia – San Marcos 500 kV, para el cual se valora la energía reconciliada ante el redespacho de generación térmica, fuera de mérito en el interior del área, tal como se presenta a continuación:

$$\text{Beneficio} = \sum_i^n \text{Energía}_{rec} * (P_{rec} - P_{bolsa}) * Prob_{desp}$$

Donde

Energía_{rec} Energía reconciliada positiva para control de sobrecarga

P_{rec} Precio de reconciliación positiva

P_{bolsa} Precio de bolsa nacional

Prob_{desp} Probabilidad del escenario restrictivo de despacho

La ecuación anterior representa el impacto del evento descrito que ocasiona el despacho de generación térmica fuera de mérito en un año *t*, sin embargo, es relevante resaltar que existen incertidumbres asociadas a las entradas de la ecuación anterior asociadas a:

- Los precios de reconciliación y de bolsa corresponden a un promedio de datos estadísticos ocurridos en los últimos años.
- Las horas de indisponibilidad asociadas al evento pueden variar
- La energía reconciliada es función del despacho en Suroccidental y de la exportación a Ecuador, en el momento en que ocurre el evento de desconexión del circuito la Virginia – San Marcos 500 kV.
- La probabilidad del escenario restrictivo de despacho se calcula basado en las series sintéticas de caudales, generadas por el modelo ARP del SDDP

Entonces, debido a las incertidumbres mencionadas que pueden afectar el valor de los beneficios de la obra propuesta, se propone realizar un análisis estadístico con la información de 100 series de despachos del SDDP para los años 2022, 2023 y 2024, para el bloque de demanda máxima.

Para la simulación se tuvieron las siguientes consideraciones:

- a) La Potencia reconciliada corresponde a 254 MW para bajar la sobrecarga del Transformador existente la Virginia 500/230 kV, a valores admisibles, obtenida en los análisis de flujo de carga para los años 2022, 2023 y 2024.
- b) Los precios de reconciliación positiva y precio de Bolsa por kWh, se calcularon como el promedio de los valores estadísticos de los últimos 5 años y corresponden a:

Promedio Precio de Reconciliación Positiva [COP/kW-h] = COL\$ 399.03

Promedio Precio de Bolsa Nacional [COP/kW-h] = COL\$ 182.41

- c) El escenario restrictivo de despacho se calcula como la probabilidad de tener bajos despachos en las maquinas hidráulicas del área Suroccidental con la información de 100 series de despachos del SDDP para cada año y mensualmente.
- d) Se utiliza una TRM del 31 de diciembre de 2021.

4.3. Relación Beneficio Costo:

Se consideraron las siguientes alternativas para mitigar y eliminar la restricción

- A. Instalación Segundo Transformador Virginia 500/230 kV – 450 MVA y bahías de conexión en el STN. Se estima fecha de puesta en operación – FPO para finales del 2024 con proceso de convocatoria.

Los beneficios para esta obra corresponden a valoración por energía reconciliada ante el redespacho de generación térmica fuera de mérito, solo para el año 2024, ya que el Refuerzo Suroccidental 500 kV entra en operación de manera completa a partir del año 2025, eliminando la restricción correspondiente a la sobrecarga del único transformador La Virginia 500/230 kV ante la contingencia del circuito La Virginia – San Marco 500 kV.

Tabla 19. Costos y Beneficios del proyecto

Total Benéficos en 2024	\$USD 608.114,25
Total Costos	\$USD 10.900.421,72
Relación B/C	0,056

Fuente: UPME

- B. Traslado Transformador 500/230 kV – 450 MVA a la subestación la Virginia 500/230 kV, el cual está siendo remunerado actualmente. El Grupo Energía Bogotá - GEB, dado el atraso de la entrada en operación del refuerzo Suroccidental completo (con el circuito La Virginia - Alférez 500 kV), propuso el traslado de uno de sus transformadores 500/230 kV (subestación Alférez 500 kV o subestación Norte 500 kV) a la subestación la Virginia 500/230 kV. Se estima que dicho transformador estaría en operación, para inicios del año 2023.

Tabla 20. Costos y Beneficios del proyecto

Total Benéficos en 2023 y 2024	\$USD 1.216.228,00
Total Costos	Está siendo remunerado actualmente
Relación B/C	-

Fuente: UPME

5. **Conclusiones y Recomendaciones:**

- La propuesta (A) instalación nuevo (segundo) Transformador Virginia 500/230 kV – 450 MVA, tiene una relación beneficio costo menor a 1, porque los beneficios se darían sólo por el año 2024 y hasta la entrada completa en operación del Refuerzo Suroccidental en el año 2025.
- La propuesta (B) Traslado Transformador 500/230 kV – 450 MVA a la subestación la Virginia 500/230 kV por el GEB mitiga la restricción durante los años 2023, 2024 y hasta la entrada completa en operación del Refuerzo Suroccidental en el año 2025, y el equipo está siendo remunerado actualmente. Sin embargo, ante la propuesta de instalación temporal de uno de los mencionados transformadores, se debe aclarar lo referente a la instalación y desinstalación de las bahías y el traslado mismo del transformador sin que las otras obras se vean afectadas.
- La obra propuesta brinda aumento de confiabilidad al área Suroccidental, mientras se da la entrada completa en operación del Refuerzo Suroccidental en el año 2025.

Obra GCM – Línea de Transmisión HVDC – Alta Guajira.

1. **Antecedentes**

Con la expedición de la Ley 1715 de 2014, se activa en Colombia el interés en desarrollos de generación con Fuentes No Convencionales de Energías Renovables – FNCER, lo cual se vio reflejado en las iniciativas inscritas en el Registro de Proyectos de Generación, el incremento progresivo de las solicitudes de conexión a la red del SIN y en los resultados de los Planes de Expansión subsiguientes, los cuales han dejado ver que dichas fuentes cada son más competitivas. Esto llevó a definir obras de expansión de la red de transmisión para permitir la conexión de proyectos con FNCER en diferentes lugares del país, principalmente solares y eólicos.

Luego de la aplicación de los lineamientos de política pública (Resolución MME 40311 de 2020) y la regulación (Resolución CREG 075 de 2021), es importante citar como referencia que se tienen proyectos de generación con capacidad asignada en la red del SIN (conexiones aprobadas) por 16.473 MW, cifra que puede variar en función de liberaciones posteriores, de los cuales 10.272 MW (62%) son solares y 2.732 MW (17%) son eólicos.

El Caribe concentra la mayor porción de la capacidad asignada, los siete departamentos agregan 9.042 MW de FNCER y de fuentes convencionales. Es por ello que los principales esfuerzos de expansión de red para habilitar la conexión de renovables estuvieron concentrados en esta región, dado el desarrollo que se venía dando.

Específicamente para el área Guajira – Cesar – Magdalena (GCM) y, en aras de garantizar el acceso de proyectos de generación solar y eólica, se estructuró una estrategia de incorporación de nuevos bloques de potencia en dos fases, la primera de ellas contempló las siguientes obras de transmisión definidas en diferentes Planes de Expansión elaborados por la UPME, estas son³:

³ Se ordenan en función de la Fecha de Entrada en Operación estimada.

- i. Subestación San Juan 220 kV, hoy en servicio.
- ii. Segundo transformador Ocaña 500/230 kV – 360 MVA, hoy en servicio.
- iii. Subestación La Loma a 110 kV y líneas La Loma – El Paso a 110 kV y La Loma – La Jagua a 110 kV, con FPO estimada para abril de 2023.
- iv. Línea Copey – Cuestecitas a 500 kV, con FPO estimada para agosto de 2023.
- v. Línea Copey – Fundación a 220 kV, con FPO estimada para agosto de 2023.
- vi. Línea Bonda – Río Córdoba a 220 kV, con FPO estimada para noviembre de 2023.
- vii. Línea La Loma – Sogamoso a 500 kV, con FPO estimada para noviembre de 2023.
- viii. Segundo circuito Copey – Cuestecitas a 500 kV, con FPO estimada para marzo de 2024.
- ix. Dispositivos FACTS distribuidos (DFACTS) en las líneas Termoguajira – Bonda – Santa Marta 220 kV, con FPO estimada para julio de 2024.
- x. Segundo circuito Cuestecitas – La Loma 500 kV con FPO estimada para agosto de 2024.
- xi. Línea Cuestecitas – La Loma a 500 kV, con FPO estimada para agosto de 2024.
- xii. Subestación Colectora 1 a 500 kV y dos líneas independientes Colectora 1 – Cuestecitas a 500 kV, con FPO estimada para agosto de 2025.

La capacidad de la red existente junto con las expansiones definidas y las aprobadas que se acaban de citar, permitieron asignar capacidad de generación en la red por 4.118 MW en el área operativa Guajira-Cesar-Magdalena (GCM), de los cuales se han liberado 940 MW por no cumplir los requisitos señalados en la Resolución CREG 075 de 2021, quedando activos en el proceso, con capacidad asignada 3.178 MW (XX solares, XX eólicos y XX térmicos).

Ahora bien, la capacidad de transporte de la red existente y estas expansiones se encuentra agotada, condicionando la conexión de nuevos proyectos de generación, Así las cosas, para asignar nueva capacidad de transporte a nuevos generadores, por encima de lo que se ha liberado, se requiere expansión adicional a la que hoy está en ejecución.

Particularmente, el departamento de La Guajira cuenta con un gran potencial de Fuentes No Convencionales de Energías Renovables – FNCER, específicamente eólica y solar, lo cual se puede observar en el Atlas de Viento y en el Atlas de Radiación Solar del IDEAM y la UPME. Este potencial también está reflejado en la cantidad de solicitudes de conexión realizadas antes de la expedición de la Resolución CREG 075 de 2021, la mayoría de las cuales debieron ser respondidas sin capacidad asignada al no contarse con capacidad de transporte, y en la cantidad de nuevas solicitudes de conexión de proyectos de generación que se radicaron en La UPME para el ciclo 2022 en el departamento de La Guajira.

La siguiente tabla resume para el Caribe las cifras de lo que hoy cuenta con capacidad asignada, lo solicitado en el ciclo 2022 y lo liberado.

Tabla 21. Asignación de capacidad de generación en el Caribe

Departamento	Asignado	Solicitado					Liberado
		Total	Eólico	Hidro	Solar	Térmico	
Cesar	818	9.158	99	8	9.051		700
La Guajira	2.240	8.750	6.960		1.790		140
Bolívar	1.247	7.055	1.200		5.468	387	930
Córdoba	2.606	3.994			3.785	210	1.037
Atlántico	1.586	3.355	645		2.026	684	98
Magdalena	120	2.870	958		1.603	309	100
Sucre	425	1.857			1.857		290
Total	9.042	37.040	9.862	8	25.581	1.590	3.295

Estas cifras dejan ver que cada departamento del Caribe hoy cuenta con sus propios desarrollos (capacidad asignada), cuenta con una porción liberada que será objeto de nueva asignación y

presenta su propio crecimiento reflejado en las nuevas solicitudes presentadas. De allí el que parte de ese potencial se produzca y se consuma localmente, y otra parte pueda ser transportada hacia el centro del país.

Particularmente para el caso de La Guajira, es conocido el gran potencial eólico, vientos de buen nivel e interés de conexión de nuevos proyectos de generación, para lo cual se requiere de nuevas obras de transporte:

- En el proceso anterior a la Resolución CREG 075 de 2021 y durante el periodo de transición de dicha resolución, se emitieron conceptos sin capacidad asignada por 7.418 MW en La Guajira por falta de capacidad de transporte.
- En el marco del nuevo proceso definido por la Resolución CREG 075 de 202 se recibieron 49 solicitudes de conexión por 8.750 MW, de los cuales 6.960 MW son eólicos.

Ante lo anterior y considerando el agotamiento en la capacidad de transporte de las redes del área operativa GCM, se han venido analizando opciones que permitan la conexión al SIN de nuevos parques de generación en La Guajira. Para ello consideró la opción de expandir la red existente en Corriente Alterna (AC, por sus siglas en inglés) y se han estudiado opciones en Corriente Directa (DC, por sus siglas en inglés).

Esta obra debe permitir inyectar dicha energía en un lugar sólido de la red, que la soporte desde el punto de vista eléctrico y que facilite su distribución al resto del Sistema Interconectado Nacional – SIN; lo anterior con el fin de garantizar la atención plena de la demanda a precios asequibles y aprovechar el potencial de renovables con que cuenta Colombia.

Los análisis iniciaron en los Planes de Expansión de 2015 y 2016. No obstante, mediante el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2017 – 2031, adoptado según Resolución 40790 del 31 de julio de 2018 expedida por el Ministerio de Minas y Energía, se planteó la opción denominada Fase 2B, consistente en una línea en corriente directa (DC) para transportar la energía desde La Guajira hacia el centro del país, señalando que la Fecha de Puesta en Operación y características dependerían de las necesidades energéticas del país.

Las obras que fueron consideradas en el Plan de Expansión 2017 – 2031 fueron:

- Colectora 3 en 500 kV en AC.
- Colectora 2 en 500 kV en AC.
- Interconexión en 500 kV en AC entre Colectora 2 y 3 mediante dos circuitos en 500 kV.
- Red HVDC (High Voltage Direct Current – HVDC) en VSC (Voltage Source Converter) entre Colectora 2 y Cerromatoso a 550 kV.

Es de aclarar que la tecnología convencional en corriente alterna (AC) es la más utilizada en el mundo, facilita la interconexión entre las redes y existe amplio conocimiento en cuanto a su desarrollo y operación, sin embargo, presenta limitaciones de transporte para grandes cantidades de energía a grandes distancias, especialmente por problemas de estabilidad. Por el contrario, las redes de corriente directa (DC), aunque no son las más utilizadas en el mundo, permiten transportar grandes cantidades de energía a grandes distancias sin problemas de tensión o estabilidad, ofrecen mayor controlabilidad, pueden exigir menos obras de expansión evitando así intervención del territorio y son más costosas.

La orientación hacia una obra en DC surge por las ventajas de permitir una capacidad significativa y transportar grandes cantidades de energía a gran distancia, mejor comportamiento del sistema eléctrico en cuanto a estabilidad y la baja relación de corto circuito (SCR) del área GCM, esto frente a obras en AC que presentan limitaciones en cuanto a la capacidad de transporte, persiste la problemática de debilidad e inyectan su energía en la misma región Caribe, siendo que dicha región tiene su propio potencial de desarrollo.

La UPME continuó con los análisis y los resultados más recientes se apoyaron en un estudio realizado entre 2021 y 2022 con apoyo del Banco Mundial, denominado “*HVDC Transmission Assessment for Expansion of Renewable Energy in La Guajira, Colombia*”⁴ el cual permitió validar los resultados, realizar la selección de la solución entre HVDC y HVAC en función de la capacidad y desempeño técnico, seleccionar el tipo de tecnología HVDC entre LCC y VSC en caso de ser HVDC la solución, realizar la valoración económica de las alternativas e identificar aspectos ambientales generales de los sistemas en HVDC. Es de aclarar que dicha consultoría no tuvo por objeto determinar las especificaciones de la obra.

De manera complementaria, ante las implicaciones ambientales, sociales, físicas y económicas que una obra como ésta podría tener desde el punto de vista ambiental y social, y con el fin de incorporar el enfoque territorial en el planeamiento de la infraestructura de transporte de energía eléctrica, actualmente se desarrolla una consultoría denominada “*Análisis de Posibilidades y Condicionantes (alertas tempranas), Riesgo de Entorno y Costo - Beneficio de las Alternativas Técnicas en Estudio, para el proyecto de interconexión en High Voltage Direct Current – HVDC*”. Además de aplicar la metodología existente de alertas tempranas desarrollada por la UPME, se analizarán aspectos prediales, de riesgo de entorno (socio político), caracterización del territorio y un análisis de los costos y beneficios indirectos del proyecto, entre otros alcances de dicha consultoría.

2. Alternativas en AC:

Se realizó una validación de opciones de conexión en AC con el fin de analizar la posibilidad de la conexión de proyecto y evacuación de generación a partir de una nueva subestación denominada inicialmente Colectora 2. Las alternativas analizadas se listan a continuación:

1. Línea de transmisión en AC de Colectora 2 a Cuestecitas en 500 kV.
2. Línea de transmisión en AC de Colectora 2 a Chinú o Cerromatoso en 500 kV.
3. Línea de transmisión en AC de Colectora 2 a Copey en 500 kV (con interconexión AC entre Colectora 1 y 2).

Se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Las alternativas de conexión propuestas fueron evaluadas considerando alto despacho de proyectos de generación en el área Caribe, para escenarios de demanda máxima y demanda mínima.
- Se tuvieron en cuenta las expansiones de red definidas y aprobadas por la UPME en los PERGT, así como las obras adoptadas por el Ministerio de Minas y Energía.

⁴ <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Energia-Electrica.aspx>

- Se asume que la totalidad de generación a conectarse en la subestación Colectora 2 500 kV corresponde a FNCER, principalmente a proyectos eólicos, todo esto teniendo en cuenta la disponibilidad de este recurso en La Guajira.

Los resultados obtenidos evidencian que debido a la condición de red débil de la subárea de GCM (Guajira – Cesar – Magdalena), la interconexión de grandes bloques de generación en el la zona podría presentar las siguientes limitaciones:

- La Alternativa 1 activa nuevamente el corte por la red de 220 kV de GCM y limita la capacidad de conexión de nuevos proyectos y la transeferencia de energía, lo cual exigiría refuerzos como el que se plantea en la Alternativa 2.
- La Alternativa 2 limita la capacidad de conexión de nuevos proyectos de generación a conectar a menos de 2.000 MW.
- La Alternativa 3 activa nuevamente el corte por la red de 220 kV de GCM y limita la capacidad de conexión de nuevos proyectos y la transeferencia de energía, lo cual exigiría refuerzos como el que se plantea en la Alternativa 2. A esto se suman las dificultades en la subestación Copey debido a la condición de arqueología que ésta presenta.
- Todas las alternativas presentan dificultades operativas por bajo nivel de SCR (Short Circuit Ratio, SCR, por sus siglas en inglés), menor a 3.
- Grandes pérdidas en AC, dada la construcción de líneas de transmisión de gran longitud. Esta condición implica también una dificultad en el manejo de reactivos.
- Necesidad de instalar grandes equipos de compensación para fortalecer la red de GCM.
- La adición de compensaciones serie en la líneas AC conectadas a una gran cantidad de recursos eólicos ocasiona problemas de resonancia subsincrónica.
- Se limita la conexión de nueva generación a menos de 2.000 MW.

Una vez realizados los análisis y validaciones de diversas opciones de expansión en AC para la conexión de FNCER en GCM, se propusieron y analizaros dos alternativas de conexión en DC que permitieran aprovechar el gran potencial de recursos renovables en el área y exportarlo al interior del país.

3. Alternativas en DC:

Se analizaron tres alternativas de expansión para permitir la incorporación de 2000 MW de generación en 2028 y 1000 MW adicionales en 2032. La entrada en servicio dependerá de las fechas y plazos factibles para el desarrollo de la obra. Dichas alternativas son:

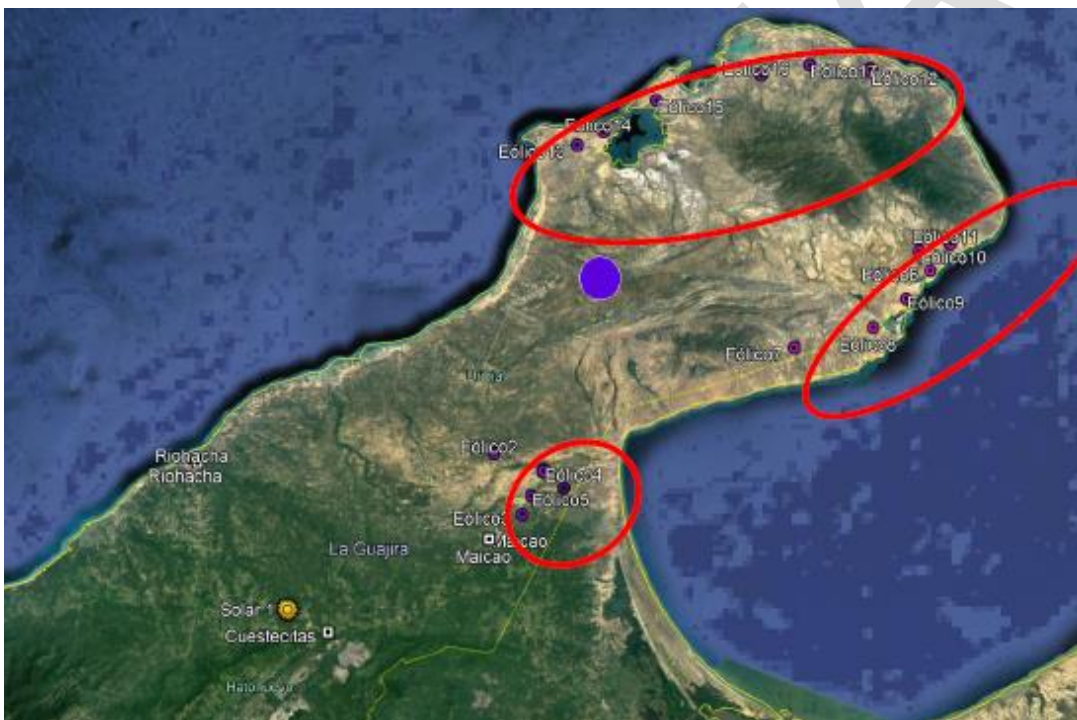
1. Línea de transmisión en +/-600 kV HVDC – VSC bipolo de Colectora 2 a Cerromatoso, trazado terrestre de 654 km aproximadamente.
2. Línea de transmisión en +/-600 kV HVDC – VSC bipolo de Colectora 2 a Cerromatoso, trazado de 815,9 km aproximadamente, tramo marino de 665 km y terrestre de 150,6 km.
3. Línea de transmisión en +/-600 kV HVDC – VSC bipolo de Colectora 2 a Primavera, trazado terrestre de 713 km aproximadamente.

Para las tres alternativas se contempla la construcción de una nueva subestación Colectora 2 500 kV y una interconexión en AC entre la Colectora 1 y la Colectora 2, mediante un doble circuito de 50 km aproximadamente.

En la Figura 1 se ilustra la subestación Colectora 2 en La Guajira, sin que esto se constituya en una ubicación, así como una orientación de posibles proyectos de generación a partir de manifestaciones de interés anteriores a la expedición de la Resolución CREG 075 de 2021.

La ubicación de la nueva subestación y en general de toda la infraestructura, dependerá de los proyectos de generación que finalmente se vayan a conectar.

Figura 19. Ubicación subestación Colectora 2 500 kV y posibles bloques de generación a conectarse durante la fase 2.



Fuente: UPME

4. Análisis técnicos alternativas en DC:

- Las alternativas de conexión propuestas fueron evaluadas considerando alto despacho de proyectos de generación en el área Caribe, para escenarios de demanda máxima y demanda mínima.
- Se tuvieron en cuenta las expansiones de red definidas y aprobadas por la UPME en los PERGT, así como las obras adoptadas por el Ministerio de Minas y Energía.
- Se asume que la totalidad de generación a conectarse en la subestación Colectora 2 500 kV corresponde a FNCER, principalmente a proyectos eólicos, todo esto teniendo en cuenta la disponibilidad de este recurso en La Guajira.

- La generación futura considerada en la Colectora 2 fue modelada usando los mismos modelos dinámicos utilizados en la Colectora 1.
- La línea de interconexión HVDC con Panamá fue modelada como una carga de 400 MW conectada a la subestación Cerromatoso 500 kV.
- Se definieron las plantas Chivor, San Carlos, Betania y Quimbo para hacer control secundario de frecuencia en condiciones operativas post-contingencia.
- Los análisis de estabilidad dinámica fueron realizados simulando fallas trifásicas de 100 ms de duración previo a la salida de los elementos considerados en contingencia.

RESULTADOS ELÉCTRICOS:

Una vez definidas las posibles alternativas de conexión de la línea HVDC, se consideraron diversos escenarios contemplando la conexión y alto despacho de proyectos de generación en el área Caribe, se realizaron simulaciones para verificar el comportamiento del sistema tanto en estado estacionario como en estado transitorio, de manera que pudiera verificarse el cumplimiento de los criterios de seguridad y confiabilidad definidos en el Código de Redes, ante la entrada de la obra.

En la Tabla 24 **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se resumen los resultados del análisis de estado de estacionario, listando las mayores cargabilidades obtenidas para cada una de las alternativas de conexión, tanto en condición normal de operación como en contingencia sencilla.

Tabla 22. Mayores cargabilidades en elementos del SIN para las alternativas de conexión de la línea HVDC.

Elemento	Contingencia	Cerromatoso			Primavera		
		Caso de Estudio			Caso de Estudio		
		2028 Max	2032 Max	2032 Min	2028 Max	2032 Max	2032 Min
Nueva Esperanza - Río 115 kV	Condición Normal de Operación	102.1	108.4	--	102.4	108.4	--
La Virginia 500/230 kV	San Marcos-Virginia 1 kV	107.4	104.9	--	102.9	--	--
Chinu 1 500/110 kV	Chinu 2 500-110 kV	107.1	114.6	--	106.4	113.5	--
Chinu 2 500/110 kV	Chinu 3 500-110 kV	108	115.5	--	107.2	114.4	--
Chinu 3 500/110.10	Chinu 2 500-110 kV	--	--	--	106.1	113.2	--
Porce III - San Carlos 1 500 kV	Antioquia-Medellin 1 kV	110.8	109.4	--	--	--	--
Ancon Sur - Medellin 1 220 kV	Medellin-Virginia 1 kV	105.5	103.7	--	--	--	--
Chinu 3 500/110 kV	Chinu 2 500-110 kV	106.9	114.4	--	--	--	--
Norte 500/230 kV	Norte-Nueva Esperanza 1 kV	114.5	119.7	--	111.4	111.8	--
Nueva Esperanza - Río 115 kV	San Marcos-Virginia 1 T1 kV	103.1	109.1	--	103.2	109.1	--
Medellin 1 500/230 kV	Medellin-Virginia 1 kV	--	101.4	--	--	--	--
Medellin 2 500/230 kV	Medellin-Virginia 1kV	--	101.4	--	--	--	--
Cuestecitas 500/230 kV	Pérdida de un polo HVDC	--	--	108.8	--	--	110.7

En el caso de la simulación de la pérdida simultánea de ambos polos de la línea HVDC, el único camino posible para transportar la generación de la Colectora 2 es a través de la línea de interconexión Colectora 1 – Colectora 2 500 kV AC. En los estudios de caso del año 2028, en los cuales la línea HVDC transmite 2000 MW, la línea Colectora 1 – Colectora 2 500 kV AC se carga al 95 % de su límite térmico ante dicha contingencia. Para el año 2032, cuando la línea HVDC transporta 3000 MW, no se encuentra una solución efectiva del flujo de potencia, ya que la línea de interconexión Colectora 1 – Colectora 2 500 kV AC se carga al 150 % de su límite térmico, por lo que se requeriría la implementación de un sistema de desconexión cruzada de una porción de la generación asociada a la Colectora 2. En tal sentido, dado que una pérdida bipolar constituye una contingencia N-2, podrían realizarse maniobras de deslastre de carga y generación para mantener la estabilidad del sistema.

Cabe señalar que para ambas alternativas se presentan sobrecargas que pueden ser mitigadas mediante la definición de obras complementarias en varios puntos del SIN. En la Tabla 23, se presenta un cuadro comparativo de los refuerzos requeridos para cada una de las alternativas, de modo que no se presenten violaciones al código de redes en condición normal de operación o ante contingencias simples. De manera complementaria, en la Tabla 24 se listan los elementos del sistema que presentan sobrecargas ante contingencias N-1, sin exceder el límite de emergencia declarado en PARATEC.

Tabla 23. Refuerzos requeridos para las alternativas de conexión.

Sobrecargas en Equipos	Punto de Interconexión VSC HVDC	
	Cerromatoso	Primavera
Porce III - San Carlos 1 500 kV	Refuerzo requerido	
Chinú 1 500/110 kV Chinú 2 500/110 kV Chinú 3 500/110 kV	Refuerzo requerido	Refuerzo requerido
La Virginia 500/230 kV	Refuerzo requerido	

Tabla 24. Elementos en sobrecarga ante contingencias sencillas, sin exceder el límite de emergencia declarado en PARATEC.

Sobrecargas en Equipos	Punto de Interconexión VSC HVDC	
	Cerromatoso	Primavera
Ancon Sur - Medellín 1 220 kV	x	
Norte 500/230 kV	x (en límite de emergencia)	x
Medellín 1 500/230 kV Medellín 2 500/230 kV	x	
Cuestecitas 500/230 kV	x	x
La Virginia 500/230 kV		x

Con respecto al análisis de estabilidad transitoria, ante contingencias N-1 críticas del sistema, incluyendo la pérdida de uno de los polos de la línea HVDC, los estudios reflejan que el sistema satisface los requerimientos

del código de redes para los años 2028 y 2032. Los criterios de voltajes transitorios y recuperación de frecuencia se cumplen integralmente para todas las alternativas. Todos los generadores del sistema permanecen en sincronismo y no se evidencia deslastre de carga ante contingencias simples.

Teniendo en cuenta los resultados expuestos en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, la alternativa de conexión a la subestación Primavera 500 kV requiere de menos refuerzos de red, comparado con la conexión a la subestación Cerromatoso 500 kV, lo cual se debe especialmente a que los principales centros de carga del país se encuentran más cerca de Primavera. En tal sentido, la potencia exportada desde La Guajira llega directamente a los centros de consumo, sin hacer tránsito a través de otros puntos del SIN. Dicha condición también se vio reflejada en el análisis de pérdidas expuesto en la Tabla 25. No obstante, se insiste en que ambas alternativas cumplen criterios del Código y son viables técnicamente.

Tabla 25. Análisis de pérdidas para las alternativas de conexión HVDC.

Año	Caso de estudio	Pérdidas del sistema AC sin el HVDC (MW)			Pérdidas del sistema HVDC (MW)		
		Cerromatoso (Terrestre)	Primavera	Δ AC Pérdidas	Cerromatoso (Terrestre)	Primavera	Δ DC Pérdidas
2028	Min Dem Min Gen	78,20	73,13	5,07	101,4	113,4	-12
	Max Dem Max Gen	267,69	222,88	44,81			
2032	Min Dem Min Gen	118,80	101,17	17,63	101,4	113,4	-12
	Max Dem Max Gen	273,55	214,59	58,96			

Como se puede observar en la Tabla 25, las pérdidas en el sistema HVDC son mayores en la alternativa de conexión a Primavera, dado que requiere de la construcción de una línea de mayor longitud. Las pérdidas globales en las redes AC del STN, son significativamente menores con dicha alternativa de conexión, dada su cercanía a los principales centros de carga del país.

Con la obra propuesta existiría la posibilidad de aprovechar el gran potencial de La Guajira para el desarrollo de proyectos basados en FNCER, permitiendo la incorporación de 3000 MW de nueva generación para 2032, permitiendo la correcta exportación de dicha energía hacia el centro del país, adicionalmente se originan los siguientes impactos positivos para el país:

- Lograr un mercado más competitivo y obtener menores costos por kWh al incorporar un gran bloque de energía con fuentes renovables, lo cual percibirían los usuarios del servicio público de energía eléctrica, siendo esto benéfico para el sector residencial, comercial y la industria en general.
- Aportar en el proceso de electrificación de la economía colombiana.
- Evitar emisiones de gases de efecto invernadero (ODS 13) y con esto contribuir a la mitigación de los efectos del cambio climático, lo cual se enmarca y va en línea con el proceso de transición energética.
- Aportar en la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica (ODS 7), la cual hoy presenta alta dependencia hídrica.

- Mejorar la resiliencia ante los efectos del cambio climático y la vulnerabilidad hidrológica.
- Aprovechar la complementariedad entre recursos energéticos, especialmente en verano o sequía.
- Robustecer la red del Sistema Interconectado Nacional – SIN al contar con una vía adicional de suministro, sumando a la confiabilidad y continuidad en la prestación del servicio.
- Reducir intervención del territorio al tratarse de una obra compacta que permite transportar grandes cantidades de energía, lo cual no se logra con la tecnología convencional en AC ya que implica mayor cantidad de expansiones distribuidas en el territorio.
- Ampliar el desarrollo de la economía local, regional y nacional, al propiciar el desarrollo del proyecto de transmisión y de los proyectos de generación a conectar en la zona.

5. Análisis Económicos

Se realizó la valoración de costos de las obras para cada una de las alternativas que resultaron viables y permiten conectar la mayor capacidad posible, esto incluye la infraestructura, los derechos de paso, las pérdidas técnicas y el costo en la oportunidad en la obra. Igualmente se valoran los beneficios considerando la reducción en los costos marginales, las emisiones evitadas y el aporte a la confiabilidad energética.

Es importante tener en cuenta que, de las doce (12) obras definidas para el área Guajira – Cesar – Magdalena, que permiten conectar nueva generación, mayor confiabilidad y evitan demanda no atendida y restricciones, hoy se encuentran en ejecución diez (10), de las cuales siete presentan atrasos, una de más de cuatro años y tres cercanos a los tres (3) años, las otras tres (3) obras presentan atrasos menores a dos (años). que permitan concluir que no van a entrar en servicio según lo previsto inicialmente. Esto lleva a considerar, no solo plazos adecuados a los que en la práctica toman los proyectos y a realizar la planeación con mayor anticipación, también a pensar en opciones diferentes en la ejecución de los proyectos, que es lo que llevó a la opción de llegar a la Subestación Cerromatoso con recorridos terrestres en La Guajira, submarino y terrestre en Sucre/Córdoba.

5.1. Costos

El análisis de costos expuestos en la presente sección está basado en la valoración del costo estimado de los convertidores, el costo de la línea de transmisión y los cables, el costo asociado a los derechos de paso y servidumbres (para los tramos terrestres), los costos asociados a las pérdidas en el STN y los costos asociados a los refuerzos de red requeridos para cada una de las alternativas.

Los costos presentados en la

Tabla 26, fueron calculados en base a precios de referencia de mercado y de proyectos similares.

Tabla 26. – Cuadro comparativo de costos para las alternativas de conexión HVDC.

Costo en Millones de USD							
Alternativa	Convertidor	Línea + Cable	Derechos de Paso	Pérdidas	Colectora 2 + Interconexión Colectora 1 y 2 ⁵	Refuerzos	Costo Total
Cerromatoso terrestre	\$ 1.275	\$ 214,5	\$ 65	\$ 213,7	\$ 33,7	\$ 72.3	\$ 1.874,3
Cerromatoso terrestre + Submarina	\$ 1.275	\$ 1.845,3	\$ 15,1	\$ 245,2	\$ 33,7	\$ 72.3	\$ 3.486,7
Primavera	\$ 1.275	\$ 257,4	\$ 78	\$ 156,3	\$ 33,7	\$ 3.6	\$ 1.804,1

A las alternativas totalmente terrestres se le agregan costos estimados de atrasos, valorados en función de la pérdida de beneficios por al menos un año, esto es:

Costo en Millones de USD			
Alternativa	Costo Total	Costo atraso	Costo agregado
Cerromatoso terrestre	\$ 1.874,3	\$ 149,0	\$ 2.023,3
Cerromatoso terrestre + Submarina	\$ 3.486,7	-	\$ 3.486,7
Primavera	\$ 1.804,1	149,0	\$ 1.953,1

5.2. Beneficios

Para el cálculo de los beneficios, se realizó una valoración de la disminución del costo marginal de la energía, debido a la incorporación de 3.000 MW de nueva generación en La Guajira, todo esto con base al escenario

⁵ Los costos asociados a la construcción de la nueva subestación Colectora 2 500 kV, la línea de interconexión Colectora 1 – Colectora 2 500 kV y los refuerzos de red fueron valorados en Unidades Constructivas, en conformidad con las Resoluciones CREG 011 de 2009 y CREG 015 de 2018.

de muy largo plazo definido en el Plan de Expansión de Generación 2020 – 2034, el cual contempla un periodo de análisis hasta el año 2050, en el cual se toman los proyectos eólicos y solares como los recursos de mayor crecimiento en la matriz energética. Teniendo en cuenta que las tres alternativas contemplan la entrada.

Tabla 27. Beneficios del proyecto HVDC

	Reducción costo marginal	Por energía firme no comprometida	Por emisiones evitadas	Total
	Millones de USD	Millones de USD	Millones de USD	Millones de USD
Beneficio (VPN)	\$ 2.328	\$ 611,7	\$ 24,6	2.964,3

Fuente: UPME

Los beneficios por energía firme no comprometida y reducción de emisiones se valoraron con base en la metodología del MACC.

5.3. Relación Beneficio-Costo

A continuación se presenta en la Tabla 28 los resultados obtenidos del cálculo de beneficio costo:

Tabla 28. Relación B/C del proyecto HVDC

	B/C
Cerromatoso terrestre	1,24
Cerromatoso terrestre + Submarina	0,67
Primavera	1,29

Fuente: UPME

Como se puede observar en la

Tabla 28, la interconexión de la línea HVDC a la subestación primavera, se presenta con la alternativa de mayor relación beneficio-costo, entre las alternativas analizadas.

6. Conclusiones

- El proyecto propuesto permite explotar el potencial eólico en La Guajira
- El proyecto propuesto en HVDC permite la incorporación de 3000 MW de generación renovable en La Guajira, contribuyendo a la disminución del costo marginal de la energía, aumentando la confiabilidad energética y evitando la emisión de gases de efecto invernadero.

RECOMENDACIONES

Se recomienda la ejecución de las siguientes obras del Sistema de Transmisión Nacional, para lo cual se deben seguir los procedimientos normativos y regulatorios a efectos de su ejecución:

- Segundo circuito Cerromatoso – Sahagún – Chinú 500 kV. Fecha de entrada en operación: diciembre de 2025.
- Corte central en el diámetro uno (1) de la subestación Chinú 220 kV. Fecha de entrada en operación: junio de 2023.
- Bahía de compensación, corte central para el nuevo diámetro, bahía de transformador en el diámetro dos (2), protección diferencial para el barraje en la subestación San Marcos 500 kV. Fecha de entrada en operación: diciembre de 2024.
- Tercer Transformador en la subestación Bolívar 500/220 kV. Fecha de entrada en operación: diciembre de 2025.
- Instalación segundo Transformador en la Subestación La Virginia 500/230 kV mediante traslado de transformador existente. Fecha de entrada en operación: diciembre de 2024 (*).
- Línea de Transmisión HVDC a 600 kV, tipo VSC, bipolo con retorno metálico, desde La Guajira. Fecha de entrada en operación: diciembre de 2028 y diciembre de 2032.