



**ESTUDIO DE OPORTUNIDADES DE CONEXIÓN
2020 - 2024
GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ S.A. E.S.P.**

**Unidad Negocio de Transmisión
Bogotá, junio de 2020**

ESTUDIO DE OPORTUNIDAD DE CONEXIÓN AL STN PROPIEDAD DE GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ S.A. E.S.P. 2020-2024

1. RESUMEN EJECUTIVO

El presente documento presenta las consideraciones y supuestos para el cálculo de las oportunidades de conexión de generación y demanda en las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN) de propiedad de Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. - GEB, esta infraestructura se concentra en tres áreas operativas del SIN: Oriental, Suroccidente y Caribe, de manera que los análisis se dividieron en estas tres áreas.

Los análisis se realizaron sobre un modelo completo del Sistema Interconectado Nacional (SIN), incluyendo la infraestructura actual en operación, a nivel de STN y STR, así como los proyectos que hacen parte de la expansión de la transmisión y generación definida en los Planes de Expansión elaborados por la UPME. El escenario de demanda es el de crecimiento medio vigente, publicado por la UPME y que no considera afectación por Covid-19 y los despachos de generación dependiendo de cada análisis, ya sea de conexión de demanda o de conexión de generación.

El estudio de oportunidad de conexión se realiza mediante simulaciones en estado estable (flujos de carga) en condiciones de red completa y en contingencia N-1 en las líneas del STN y transformadores de uso y conexión del área operativa que se está evaluando. Se evalúa la tensión de las barras y la cargabilidad de los equipos, con el fin de determinar la máxima conexión de carga o generación, hasta que dejen de cumplirse los criterios de operación estipulados en la regulación vigente. No se consideran en los análisis tomar medidas para el control de tensión como variación en la excitación de las máquinas sincrónicas, conexión o desconexión de las compensaciones reactivas o modificación en los ajustes de los cambiadores de tomas de los transformadores de conexión.

El análisis de oportunidad de conexión de cada barra se realiza de manera independiente, lo que implica que los valores encontrados no son concurrentes, es decir que no pueden ser sumados aritméticamente para obtener la oportunidad de conexión para un área en particular.

El documento también presenta los resultados de simulaciones de cortocircuito trifásico y monofásico en las subestaciones de propiedad de GEB para el periodo de análisis indicado.

2. CONSIDERACIONES GENERALES

En cumplimiento de lo establecido en la regulación vigente, los Transmisores Nacionales deben presentar un estudio de oportunidades de conexión el cual permite identificar las posibilidades de conexión de demanda y generación en las subestaciones del STN.

Es necesario aclarar que las posibilidades de conexión indicadas en el presente documento obedecen a la simulación de escenarios de operación con condiciones específicas y por consiguiente solamente deben ser tomadas como valores de referencia, la asignación de un punto para la conexión de demanda o generación deberá cumplir con los procedimientos establecidos en las resoluciones CREG 025 de 1995 (Código de Conexión), CREG 106 de 2006 (Procedimiento para conexión de generadores) y aquellas que las modifiquen o sustituyan, estos procedimientos establecen que para la emisión de un concepto de conexión a sus activos, los interesados deben desarrollar un estudio de conexión el cual permite realizar una evaluación detallada de la conexión de una demanda o una generación a una subestación o activo del STN.

Las simulaciones se realizan mediante flujos de carga y contingencias N-1 en líneas del STN (desde 220 kV hasta 500 kV) y en transformadores de uso del STN y de conexión al STN. El límite establecido para conexión de generación es 1000 MW y el de demanda es de 500 MW. En el caso de conexión de generación, se considera que las unidades de generación evaluadas no entregan potencia reactiva y para la conexión de demanda se considera un factor de potencia de 0.9.

Para el análisis de oportunidades de conexión de generación se ajusta en cada área operativa un escenario con una condición de máxima exportación del área, la cual se da en un estado de demanda mínima y despacho máximo de las unidades del área. El nodo de holgura se selecciona por fuera del área bajo análisis, lo que implica que, al modelar la conexión de generación de potencia en las subestaciones del área, se causa el aumento de exportación de energía, incrementando el uso de la infraestructura de interconexión inter-área.

Lo anterior implica que, bajo este análisis, las áreas que presentan atrapamiento de generación no permitirían aumentar su capacidad instalada de generación hasta tanto no se encuentre en operación la infraestructura o expansión necesaria para eliminar dicho atrapamiento.

Para el desarrollo de los análisis de oportunidades de conexión de demanda se ajusta en cada área un escenario de máxima importación, el cual se presenta en un estado de demanda máxima, con mínimo despacho local (únicamente el necesario para una operación segura del área). El nodo de holgura en las áreas analizadas se consideró externo a cada área, de manera que se garantice la evaluación de la importación en el área evaluada.

Finalmente, las simulaciones de cortocircuito trifásico y monofásico se realizan mediante la norma IEC 60909 de 2016 considerando que todas las unidades de generación del sistema se encuentran en servicio, con el fin de obtener niveles de cortocircuito máximos.

Los años de análisis para cubrir el horizonte de tiempo 2020-2024 fueron el 2022 y 2024. En la Tabla 1 se presentan los proyectos en desarrollo por parte del GEB que se consideraron en operación para los dos años de análisis del presente Estudio.

Tabla 1. Proyectos GEB considerados en cada año del estudio

A partir del año:	Proyecto en operación:
2022	La Loma STR Tesalia 230 kV Carga de San Fernando en La Reforma 230 kV Renacer 230 kV
2024	Refuerzo Suroccidente 500 kV Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV Chivor II – Norte 230 kV Colectora 500 kV

El proyecto segundo refuerzo oriental (Virginia – Nueva Esperanza 500 kV) se considera en operación para el análisis del 2024, así como el proyecto Río Córdoba – Bonda 220 kV en el área GCM.

3. OPORTUNIDADES DE CONEXIÓN DE GENERACIÓN

Tal como se indicó previamente, los escenarios planteados para el análisis contemplan alta generación en el área de análisis y demanda mínima. Los despachos considerados se presentan a continuación en la tabla 1, los valores de demanda se presentan en la tabla 2.

Tabla 1. Despachos Para Oportunidades de Conexión de Generación

Área	Unidades Despachadas a Toda su Capacidad
Oriental	Chivor x 8
	Guavio x 5
	La Guaca x 3
	Paraíso x 3
	Dario Valencia Samper x 3
Suroccidente	Betania x 3
	Quimbo x 2
	Calima x 4
	Alto Anchicayá x 3
	Bajo Anchicayá x 4
	Salvajina x 3

En el caso particular de las subestaciones del área GCM (Guajira – Cesar – Magdalena) y Bolívar, actualmente se encuentra en estudio por parte de la UPME una ampliación para la conexión de la generación conectada en la subestación Termocandelaria 220 kV el cual copa la disponibilidad de conexión de generación a esta subestación. Para el caso de la subestación La Loma ya hay conceptuadas conexiones a nivel de 500 kV y 110 kV las cuales quedaron supeditadas a la ejecución de obras a cargo de otros agentes, razón por la cual no se viabiliza la conexión de generación adicional hasta que las obras condicionantes estén en operación. De manera similar ocurre con la subestación Colectora 500 kV, donde se han conceptuado por parte del GEB dos proyectos de conexión de generación y de acuerdo con la información publicada por la UPME, se requiere expansión en el área GCM para permitir conexión de más generación. La Tabla 3 presenta el resultado de oportunidad de conexión de generación para las subestaciones de GEB.

Tabla 2. Potencia para Demanda Mínima en MW (esta proyección no incluye análisis de impacto causado por la Pandemia del Covid-19)

Área	2022	2024
Oriental	1666	1718
	+489 (industrial)	+489 (industrial)
Suroccidente	1394	1434
Caribe	2359	2420
	+ 171 (industrial)	+ 171 (industrial)

Tabla 3. Oportunidades de Conexión de Generación (MW)

Subestación	Tensión (kV)	Oportunidad de conexión de generación (MW) en cada año		Corte que limita la generación
		2022	2024	
Candelaria	220	0	0	Candelaria - Ternera 1 220 kV / Candelaria - Ternera 2 220 kV
Colectora	500	No Aplica	0	Copey - Cuestecitas 500 kV / San Juan – Valledupar 220 kV
La Loma	500	0	0	Copey - Cuestecitas 500 kV / San Juan – Valledupar 220 kV
Río Córdoba	220	0	310	Fundación - Río Córdoba 220 kV 1 / Fundación - Río Córdoba 220 kV 2
Balsillas	230	650	640	Balsillas - Noroeste 230 kV / Trf Balsillas 1 230/115 kV (2022)
Chivor II	230	No Aplica	250	Guaca - La Mesa 230 kV 1 / Guaca - La Mesa 230 kV 2
Circo	230	0	130	Guaca - La Mesa 230 kV 1 / Guaca - La Mesa 230 kV 2
El Paraíso	230	0	60	Guaca - La Mesa 230 kV 1 / Guaca - La Mesa 230 kV 2
Guavío	230	0	190	Guaca - La Mesa 230 kV 1 / Guaca - La Mesa 230 kV 2
La Guaca	230	0	50	Guaca - La Mesa 230 kV 1 / Guaca - La Mesa 230 kV 2
Noroeste	230	1000	1000	Sin restricción identificada
Norte	500	No Aplica	280	Guaca - La Mesa 230 kV 1 / Guaca - La Mesa 230 kV 2
Norte	230	No Aplica	410	Guaca - La Mesa 230 kV 1 / Guaca - La Mesa 230 kV 2
San Mateo	230	0	100	Guaca - La Mesa 230 kV 1 / Guaca - La Mesa 230 kV 2
Tunal	230	0	120	Guaca - La Mesa 230 kV 1 / Guaca - La Mesa 230 kV 2
Alfárez	500	No Aplica	1000	Sin restricción identificada
Alfárez	230	0	570	Alto Anchicayá – Pance 230 kV / San Marcos – Yumbo 230 kV (2022) ATR 1 Alfárez 500/230 / ATR 2 Alfárez 500/230 (2024)
Armenia	230	0	660	Alto Anchicayá – Pance 230 kV / San Marcos – Yumbo 230 kV (2022) Trf Armenia 230/115 / Armenia - La Hermosa 230 kV (2024)
Altamira	230	0	110	Alto Anchicayá – Pance 230 kV / San Marcos – Yumbo 230 kV (2022) Betania - El Bote 115 kV / Betania - Serobuco 115 kV (2024)
Betania	230	0	120	Alto Anchicayá – Pance 230 kV / San Marcos – Yumbo 230 kV (2022) Betania - El Bote 115 kV / Betania - Serobuco 115 kV (2024)

Renacer	230	0	140	Alto Anchicayá – Pance 230 kV / San Marcos – Yumbo 230 kV (2022) Betania - El Bote 115 kV / Betania - Serobuco 115 kV (2024)
Tesalia	230	0	130	Alto Anchicayá – Pance 230 kV / San Marcos – Yumbo 230 kV (2022) Betania - El Bote 115 kV / Betania - Serobuco 115 kV (2024)
Tuluní	230	0	220	Alto Anchicayá – Pance 230 kV / San Marcos – Yumbo 230 kV (2022) Tuluní - Mirolindo 230 kV / Natagaima - Tuluní 1 115 (2024)

Se puede observar que, en el área Oriental, la restricción del corte La Guaca - La Mesa 1 230 kV / La Guaca - La Mesa 2 230 kV limita en muchos casos la oportunidad de conexión de generación. Esta restricción se mitiga con la entrada del Primer y Segundo Refuerzo Oriental (circuitos Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 230 Kv y La Virginia - Nueva Esperanza 500 kV) permitiendo la conexión de generación en el 2024.

En el área Caribe se presenta actualmente atrapamiento de generación que no permite el despacho de las unidades existentes, esto se observa principalmente en el área GCM limitando la posible conexión de generación en la subestación Río Córdoba 220 kV. Con la entrada del circuito Río Córdoba – Bonda 220 kV esta condición cambia permitiendo conectar generación en 2024 en esta subestación.

La subestación Termocandelaria 220 kV cuenta con concepto aprobado para el aumento de la generación existente copando la capacidad disponible y la subestación La Loma cuenta con conceptos que se encuentran supeditados a la puesta en operación de convocatorias y obras de refuerzo a nivel del OR, las cuales restringen la asignación de potencia adicional.

En la subestación Colectora 500 kV se han conceptuado por parte del GEB varios proyectos de conexión de generación adicionales a los 1050 MW que ya cuentan con concepto aprobatorio. De acuerdo con la información publicada por la UPME, se requiere expansión en el área GCM para permitir conexión de más generación en esta subárea.

En cuanto al área Suroccidental, antes de la entrada del proyecto Refuerzo Suroccidental y la reconfiguración en 230 kV en la subárea del Valle, se presenta sobrecarga del circuito San Marcos – Yumbo 230 kV ante la contingencia de Alto Anchicayá – Pance 230 kV. Esta situación restringirá la posibilidad de generación adicional en el 2022 en el área Suroccidental. Una vez entren estos proyectos en operación, se permite conexión de generación en el área, lo cual se evidencia en la Tabla 3.

4. OPORTUNIDAD DE CONEXIÓN DE DEMANDA

Tal como se indicó en el capítulo 2, los escenarios planteados para el análisis contemplan mínima generación en el área de análisis y demanda máxima.

Los despachos considerados se presentan a continuación en la tabla 4, el número de unidades equivalentes consideradas se despacha considerando las tablas y graficas incluidas en el Primer Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo – 2020 publicado por el Operador del Mercado XM en marzo de 2020.

Para las barras con generación asociada, se considera la generación apagada o con un despacho mínimo, la consideración de aumentar el despacho en estas unidades o encender unidades adicionales permitiría conectar una demanda mayor.

Tabla 4. Despachos Para Oportunidades de Conexión de Demanda

Área	Unidades Despachadas 2022	Unidades Despachadas 2024
Oriental	Chivor x 4 Guavio x 4 Guaca x 2 Paraíso x 2	Chivor x 4 Guavio x 4
Suroccidente	Betania x 1 Quimbo x 1 Alto Anchicayá x 3 Bajo Anchicayá x 4 Salvajina x 1	Betania x 1 Quimbo x 1 Alto Anchicayá x 3 Bajo Anchicayá x 4
Caribe (Bolívar)	Termocartagena x 3	Termocartagena x 3
Caribe (GCM)	Guajira x 1	Guajira x 1

Los valores de demanda se presentan en la tabla 5.

Tabla 5. Potencia para Demanda Máxima en MW (esta proyección no incluye análisis de impacto causado por la Pandemia del Covid-19)

Área	2022	2024
Oriental	3.101	3.300
Suroccidente	2.368	2.437
Caribe	3.138	3.221

La Tabla 6 presenta el resultado de oportunidad de conexión de demanda para las subestaciones de GEB.

Tabla 6. Oportunidades de Conexión de Demanda

Subestación	Tensión (kV)	Oportunidad de conexión de demanda (MW) en cada año		Corte que limita la generación
		2022	2024	
Candelaria	220	160	180	Candelaria – Cartagena 1/2 220 kV sobrecarga circuito paralelo
Colectora	500	No Aplica	500	2024: Sin restricción identificada
La Loma	500	250	500	2022: Cuestecitas – La Loma 500 kV / Baja tensión en el Banco 110 kV 2024: Sin restricción identificada
Río Córdoba	220	90	100	Fundación – Río Córdoba 1/2 220 kV sobrecarga circuito paralelo
Balsillas	230	100	180	2022: Primavera – Bacatá 500 kV / Sobrecarga STATCOM 2024: Trf Nueva Esperanza 1/2 500/115 kV sobrecarga trf paralelo
Chivor II	230	No Aplica	240	2024: Trf Nueva Esperanza 1/2 500/115 kV sobrecarga trf paralelo
Circo	230	110	120	2022: Primavera – Bacatá 500 kV / Sobrecarga STATCOM y SVC 2024: Trf Nueva Esperanza 1/2 500/115 kV sobrecarga trf paralelo
El Paraíso	230	120	230	2022: Primavera – Bacatá 500 kV / Sobrecarga STATCOM 2024: Trf Nueva Esperanza 1/2 500/115 kV sobrecarga trf paralelo
Guavio	230	160	200	2022: Primavera – Bacatá 500 kV / Sobrecarga STATCOM 2024: Trf Nueva Esperanza 1/2 500/115 kV sobrecarga trf paralelo
La Guaca	230	120	220	2022: Primavera – Bacatá 500 kV / Sobrecarga STATCOM 2024: Trf Nueva Esperanza 1/2 500/115 kV sobrecarga trf paralelo
Noroeste	230	110	240	2022: Primavera – Bacatá 500 kV / Sobrecarga STATCOM 2024: Trf Nueva Esperanza 1/2 500/115 kV sobrecarga trf paralelo
Norte	500	No Aplica	420	2024: Primavera – Bacatá 500 kV / Sobrecarga STATCOM
Norte	230	No Aplica	350	2024: Trf Nueva Esperanza 1/2 500/115 kV sobrecarga trf paralelo
San Mateo	230	110	130	2022: Primavera – Bacatá 500 kV / Sobrecarga STATCOM y SVC 2024: Trf Nueva Esperanza 1/2 500/115 kV sobrecarga trf paralelo
Tunal	230	110	110	2022: Primavera – Bacatá 500 kV / Sobrecarga STATCOM y SVC 2024: Trf Nueva Esperanza 1/2 500/115 kV sobrecarga trf paralelo
Alfárez	500	No Aplica	400	2024: Pance – Yumbo 230 kV/ Trfs Yumbo 1 y 3 230/115 kV
Alfárez	230	40	280	2022: Trf San Marcos 500/230 kV / Trf La Virginia 500/230 kV 2024: Pance – Yumbo 230 kV/ Trfs Yumbo 1 y 3 230/115 kV

Armenia	230	40	320	2022: Trf San Marcos 500/230 kV / Trf La Virginia 500/230 kV 2024: Armenia – Virginia 230 kV / Armenia – La Hermosa 230 kV
Altamira	230	50	130	2022: Trf San Marcos 500/230 kV / Trf La Virginia 500/230 kV 2024: Altamira – Tesalia 230 kV / Bajas tensiones en el STR
Betania	230	50	190	2022: Trf San Marcos 500/230 kV / Trf La Virginia 500/230 kV 2024: Trf Betania 2 230/115 kV / Bajas tensiones en el STR
Renacer	230	50	100	2022: Trf San Marcos 500/230 kV / Trf La Virginia 500/230 kV 2024: Renacer – Jamondino 230 kV / Bajas tensiones en el STR
Tesalia	230	50	250	2022: Trf San Marcos 500/230 kV / Trf La Virginia 500/230 kV 2024: Trf Betania 2 230/115 kV / Bajas tensiones en el STR
Tuluní	230	70	100	2022: Trf San Marcos 500/230 kV / Trf La Virginia 500/230 kV 2024: Miro lindo – Tuluní / Bajas tensiones en el STR

Para la subárea de Bolívar, la contingencia de los transformadores Cartagena 220/66 kV y Ternera 220/66 kV ocasionan sobrecargas en circuitos de 66 kV que salen de la subestación Bosque 66 kV. Esto ocurre desde el caso base y no se considerará como una restricción para la conexión de demanda en la subestación Candelaria 220 kV. Por lo anterior, la limitación está dada por la contingencia de un circuito Candelaria – Cartagena 230 kV que sobrecarga el circuito paralelo.

En la subárea de GCM, dada la gran cantidad de líneas de 500 kV que entran en servicio, se permite la conexión de altos valores de demanda en las subestaciones La Loma 500 kV y Colectora 500 kV. Por su parte, la conexión de demanda en la subestación Río Córdoba 220 kV se verá limitada por la contingencia de un circuito Fundación – Río Córdoba 220 kV que sobrecarga el circuito paralelo.

Para el área Oriental, en el año 2022 se requieren por lo menos 15 unidades equivalentes para cubrir todas las contingencias del área, este número de unidades cuenta con una probabilidad del 2% de no estar disponibles lo que dificulta la operación. La limitante de la conexión de demanda adicional en el área es la contingencia Primavera – Bacatá 500 kV que requiere de una alta inyección de reactiva para no generar un colapso de voltaje. En el año 2024, el límite de importación se da por la sobrecarga del transformador Nueva Esperanza 500/115 kV ante la salida del transformador paralelo.

Para el área de Suroccidente, en el año 2022 se requiere despachar generación interior suficiente para evitar la sobrecarga del transformador Virginia 500/230 kV ante la salida del transformador San Marcos 500/230 kV y viceversa, siendo esta la limitante para la conexión de demanda adicional. En este año desde el caso base la contingencia del circuito Pance – Yumbo 230 kV genera sobrecargas en la transformación de Yumbo 230/155 kV, las cuales se alivian con la entrada del proyecto Refuerzo Suroccidente.

En el año 2024, la conexión de demanda adicional hacia el sur del país se ve condicionada por bajas tensiones en redes radiales del STR ante contingencias en el STN. La conexión de demanda adicional en la subestación Alférez queda limitada a la contingencia del circuito Pance – Yumbo 230 kV, la cual genera sobrecargas en la transformación de Yumbo 230/155 kV.

5. RESULTADOS DE CORTOCIRCUITO

A continuación, en la tabla 7, se presentan los resultados de simulaciones de cortocircuito monofásico y trifásico para el último año del horizonte de análisis, es decir, 2024. Las simulaciones se realizan basados en la norma IEC 60909 de 2016 y se consideran todas las unidades de generación del sistema en servicio, con el fin de obtener niveles de cortocircuito máximos.

Tabla 7. Niveles de Cortocircuito en 2024

Subestación	Tensión (kV)	Capacidad cortocircuito [kA]	Corriente de cortocircuito	
			Monofásica (kA)	Trifásica (kA)
Candelaria	220	40	26.51	22.29
Colectora	500	40	3.70	4.92
La Loma	500	40	11.28	10.30
Río Córdoba	220	40	7.87	7.58
Balsillas	230	40	16.99	18.27
Chivor II	230	40	23.29	25.69
Circo	230	40	13.94	15.26
El Paraíso	230	40	26.32	24.53
Guavio	230	40	34.62	30.79
La Guaca	230	40	28.02	25.85
Noroeste	230	40	27.57	27.41
Norte	500	40	8.92	10.47
Norte	230	40	21.58	21.79
San Mateo	230	40	10.13	12.19
Tunal	230	40	14.78	14.29
Alfárez	500	40	9.64	10.19
Alfárez	230	40	25.34	23.99
Armenia	230	40	6.97	8.94
Altamira	230	40	7.31	8.20
Betania	230	40	17.14	14.99
Renacer	230	40	3.20	4.17
Tesalia	230	40	13.56	13.48
Tuluní	230	40	4.43	4.67

Desde el punto de vista de nivel de cortocircuito, todas las subestaciones del GEB presentan suficiente holgura para el ingreso de nuevos proyectos de generación, o reconfiguraciones de la red de transmisión que modifiquen los flujos hacia estas.