



Francesco Bertoli
Gerente General Enel
Colombia y Centroamérica

Bogotá, D.C. 14 de mayo de 2024

DG-066-24

Señor
Omar Andrés Camacho Morales
Ministro
Ministerio de Minas y Energía
Bogotá, D.C.

Asunto: Actualización de la situación de abastecimiento de demanda de energía eléctrica en el Área Oriental

Respetado Señor Ministro,

Por medio de esta comunicación, queremos presentarle nuevamente la problemática relacionada con los riesgos de desatención de demanda de energía eléctrica para los usuarios del Área Oriental, en el mediano plazo (2025-2027). Por ello, solicitamos respetuosamente su apoyo decidido para gestionar estos riesgos a través del Ministerio de Minas y Energía (MME) y sus entidades adscritas, e incluso, solicitar su respaldo ante otras instancias.

Con este fin, presentamos en el Anexo 1 la actualización de los antecedentes de la problemática, los avances de las acciones de mitigación y las solicitudes puntuales al MME, las cuales han sido anteriormente expuestos mediante comunicaciones con radicados DG-008-23 del 25 de enero de 2023, DG-303-23 del 17 de julio de 2023 y DG-174-24 del 25 de abril de 2024 (adjuntas).

En primera instancia nos gustaría mencionar que el Área Oriental abarca aproximadamente el 23% de la demanda de energía eléctrica del país y que para el año 2022 tuvo un crecimiento de demanda superior al de otras áreas eléctricas de Colombia, principalmente apalancado por su desarrollo minero y empresarial¹.

Lo anterior implica que, para atender la creciente demanda con criterios de calidad, seguridad y confiabilidad, se requiere principalmente de la rápida entrada en operación de nuevas centrales de generación en el área (iniciativas públicas y/o privadas) y el desarrollo de robustos corredores eléctricos que conecten esta área con otras, con el fin de intercambiar la energía eléctrica faltante en el área. Sin embargo, los ejecutores de estos corredores se han encontrado con múltiples desafíos que no les ha permitido ponerlos a disposición del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Tal como lo detallamos en el Anexo 1 de esta comunicación, para el Área Oriental se han definido cuatro (4) proyectos del Sistema de Transmisión Nacional (STN) que reforzarían la capacidad de intercambio de energía eléctrica de esta área con las de Nordeste y Suroccidental, pero que a la fecha no han sido puestos en operación, superando considerablemente las fechas definidas como necesarias para asegurar la

¹ Tomado de "Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima 2023-2037", Capítulo 1, numeral b) Comportamiento de la demanda por áreas. Link de consulta: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/UPME_Proyeccion_demanda_2023-2037_VF2.pdf



atención de la demanda, de acuerdo con los análisis de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) resumidos en sus planes de expansión.

Igualmente destacamos que, a la fecha, algunos de estos proyectos acumulan más de 10 años de atrasos y aún no se tiene certeza de una próxima entrada en operación. Lo anterior, debido principalmente a que los tiempos requeridos para los procesos de planeación, definición, adjudicación, solicitud de permisos, construcción y puesta en operación de proyectos de expansión, han superado ampliamente los tiempos previstos.

Considerando que los atrasos han tenido un efecto directo en la atención de la demanda, incluso imposibilitando responder en el corto plazo a nuevos requerimientos de energía en el Área Oriental, el Consejo Nacional de Operación (CNO) identificó a esta área como una de las tres más críticas del país, y mediante comunicación con radicado MME 1-2023-044113 del 4 de septiembre de 2023, puso a disposición del MME una propuesta de plan de acción para cada una de las áreas, con el fin de que desde su cartera se coordine esta implementación, en nuestro caso, a través de las reuniones del Grupo del Área Oriental.

Ahora bien, destacamos que los proyectos del STN son planeados de forma integral, es decir, consideran las necesidades de las redes del Sistema de Transmisión Regional (STR) y Distribución Local (SDL). En especial, el proyecto Norte y líneas asociadas se definió con el objetivo de solucionar las bajas tensiones en las subestaciones del norte de la sabana de Bogotá, las violaciones de tensión ante contingencias en elementos del STN y STR, y las restricciones en el área por limitación de generación. Lo anterior, implica que los beneficios de este proyecto se materializarán completamente con la entrada en operación de las obras del STN a cargo del Grupo Energía Bogotá (GEB) y las obras del STR a cargo de Enel Colombia.

Aunque la planeación de este proyecto se inició hace unos 15 años, y se esperaba su entrada en operación hace 10 años, a la fecha no está disponible y se estima que, en el mejor de los casos, podría estarlo en 2026. Es por esto por lo que a medida que se ha venido atrasando y la demanda de energía eléctrica del área lo ha requerido, se han tenido que proponer, definir e implementar medidas de mitigación, que están alcanzando condiciones severas para la operación diaria, y las cuales tienen importantes efectos negativos para los usuarios finales, el medio ambiente, las empresas involucradas y el país, que detallamos a continuación:

- La imposibilidad de que nuevos industriales, constructores residenciales y comerciantes puedan conectar sus proyectos o ampliar sus conexiones en la zona de influencia de la subestación Norte 500/230/115 kV, frenan el desarrollo económico y social de la región, y por supuesto, la creación de nuevos empleos del país. Así mismo, se ha perdido la posibilidad de contar con nuevos clientes en la zona ante la necesidad de supeditar nuevas conexiones o ampliaciones a la entrada en operación del proyecto Norte 500/230/115 kV.
- Los usuarios del país se ven afectados por los aumentos en los costos de Restricciones del Costo Unitario de energía eléctrica, a medida que los atrasos en las obras de expansión han requerido de mayores acciones operativas para mantener la calidad, seguridad y confiabilidad del servicio.
- Las acciones operativas han incluido el requerimiento de centrales térmicas en el área, que implican una mayor emisión de CO₂ a la atmósfera, y cuya generación se hubiera podido evitar si se contara con los proyectos de transmisión operando.
- Los usuarios del Área Oriental se han visto afectados por la ejecución de medidas de mitigación, algunas de las cuales serán trasladadas al costo de Distribución del Costo Unitario de la energía, pero que podrían haberse evitado al contar con los proyectos estructurales del área. Además, de

afectaciones durante la ejecución de medidas de mitigación, ya que se ha aumentado el riesgo de desatención de su demanda y en algunos casos se han materializado desconexiones preventivas.

- Enel Colombia ha tenido que modificar en varias ocasiones su Plan de Inversiones, con el fin de atender la emergencia, mediante la priorización de obras de mitigación que no hubieran sido necesarias si los Proyectos Estructurales relacionados con Norte 500/230/115 kV se hubiesen realizado según fueron previstos. Es importante resaltar que, a pesar de que la problemática esta fuera de la órbita de responsabilidad de Enel Colombia, la compañía con el fin de evitar graves y previsibles afectaciones que amenazan la prestación del servicio para sus usuarios ha realizado importantes inversiones no previstas. Es clave resaltar en este punto que, a sabiendas que en el marco regulatorio actual algunas de estas podrían no ser reconocidas, la compañía ha invertido en: i) implementación y/o operación de esquemas suplementarios de deslastre automático de carga; ii) acuerdos para reducción de consumo de algunos clientes industriales; iii) compensaciones por calidad en el servicio, iv) supeditar conexión de clientes a la entrada de proyectos, entre otros. Lo anterior, incluso asumiendo el impacto reputacional que esto acarrea para la empresa, por ejemplo, múltiples declaraciones de “*Estado de Emergencia*” en la zona por parte del Centro Nacional de Despacho (CND-XM) y desconfianza de sus usuarios.
- En cuanto al país, se resalta que el atraso en la ejecución de las obras impacta el avance de la transición energética, ya que no se cuenta oportunamente con la infraestructura suficiente para permitir la conexión de nueva demanda (electrificación de la economía, transporte eléctrico, entre otros) y tampoco para la conexión de nuevos proyectos de generación con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER).
- Así mismo, estos antecedentes no son buenos para el país, ya que desincentivan a los inversionistas internacionales que se encuentren interesados en el desarrollo de redes de transmisión, proyectos de generación, creación de industria, generación de empleos, entre otros.

Enel Colombia, como uno de los Operadores de Red (OR) del Área Oriental, lleva años analizando, proponiendo e implementado acciones de mitigación que eviten mayores consecuencias en la continuidad del servicio de sus usuarios. Sin embargo, a la fecha vemos con preocupación que las acciones de mitigación definidas han empezado a quedarse cortas ante la gravedad de los atrasos y que dentro de las últimas reuniones del Grupo de Área Oriental no se evidencian otras alternativas de mitigación constructivas que puedan adelantarse en el corto plazo, sin el apoyo decidido del Gobierno, en cabeza del MME, y de las empresas del sector.

Así las cosas, recientemente desde el Grupo de Área Oriental², después de un extenso análisis de alternativas de mitigación adicionales, se concluyó que las únicas medidas adicionales factibles para continuar mitigando los riesgos del Área son operativas: i) supeditar la conexión de nueva demanda hasta la entrada en operación de obras estructurales³ e ii) implementar un nuevo Esquema Suplementario de Protecciones (ESPS) para el año 2025.

Aunque consideramos que estas alternativas de mitigación son indeseables y afectan gravemente la región y el país, queremos enfatizar la inconveniencia especialmente de continuar mitigando los riesgos del Área

² Reunión del Área Oriental del 1 de marzo de 2024. Adjuntamos resumen del CNO.

³ Hasta el momento se han supeditado 128 MW de nueva demanda en la zona de tipo industrial (56 MW), datacenter (41 MW), residencial (29 MW) y comercial (2.4 MW) a la entrada en operación de Norte 500/230/115 kV y líneas asociadas. Se resalta que la demanda supeditada continuará aumentando, ya que a la fecha la UPME analiza la conexión de 210 MW nuevos de demanda en la zona.



Oriental con ESPS, ya que, tal como nos ha mostrado la experiencia, estas soluciones de corto plazo continúan perpetuándose en el tiempo, favoreciendo la proliferación de más ESPS, escondiendo la necesidad de obras estructurales y generando desconfianza en los usuarios finales ante la continua desatención de su demanda.

Desafortunadamente, a pesar de que desde hace algún tiempo se han propuesto otras alternativas constructivas de mitigación para el Área Oriental, las mismas en estos momentos ya no son oportunas debido a que no se definieron con anterioridad, dejando como única opción la implementación de estas medidas de mitigación operativas, las cuales tienen importantes impactos para nuestros usuarios y para la empresa en términos reputacionales y de costos no recuperados por la implementación y/o operación de los ESPS, a pesar de su debida diligencia.

Al respecto, desde Enel Colombia insistimos en que la solución estructural a esta problemática se debería centrar en lograr la pronta entrada en operación de los proyectos de infraestructura eléctrica en todos los niveles de tensión y crear disposiciones que rodeen a los inversionistas al tiempo que se compensen los impactos que estos proyectos puedan producir a la población y al medio ambiente. Así mismo, la solución estructural debe considerar una definición aún más anticipada de los proyectos de expansión que requiere el Área en el mediano y largo plazo (Sopó 230/115 kV y Corzo 500/115 kV), con el fin de evitar que en el futuro se vuelvan a presentar estas problemáticas.

En ese sentido, nos permitimos reiterar la solicitud al MME y sus entidades adscritas, para que se defina, articule, lidere e implemente el Plan de Acción del Área Oriental. En especial, planteamos una serie de medidas en las cuales desde el ministerio nos podrían apoyar:

- Acompañamiento al desarrollo de los proyectos Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV, Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV y Norte 115 kV, además, de los proyectos complementarios mencionados en el Anexo 1 y 2, con el fin de agilizar permisos y licenciamientos ambientales, junto con el acompañamiento social. En específico, se solicita apoyo para:
 - Realizar mesas de trabajo con la Agencia Nacional de Infraestructura (ANI) con el fin de sensibilizar, viabilizar y agilizar los trámites para que la expansión de las redes eléctricas se pueda realizar sobre las franjas de la vía y coordinar las medidas de seguridad vial necesarias para tal fin. Los corredores viales constituyen áreas del territorio ya intervenidas, minimizando los impactos ambientales y sociales de nuevos proyectos de infraestructura sobre una misma zona. No contar con estos permisos, agravaría la problemática presentada, ya que podría inviabilizar o demorar aún más la ejecución de proyectos como Norte 115 kV y Sopó 115 kV.
 - Definir una estrategia en conjunto con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), Corporación Autónoma Regional (CAR), Secretaría Distrital de Ambiente (SDA) que garantice el cumplimiento de los plazos establecidos para el pronunciamiento de los trámites, procesos ambientales para la obtención del licenciamiento y permisos de los proyectos de infraestructura eléctrica.
 - Definir una estrategia de apoyo para la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), con el fin de agilizar el análisis y definición de obras de expansión tanto en el STN como en el STR y la publicación anual de Planes de Expansión. Además, definir una estrategia para que se adjudique la gran cantidad de Convocatorias UPME pendientes a la fecha, y las que vendrían luego de que se expida el próximo Plan de Expansión.
 - Acompañar a modo de veedor los procesos de socialización y participación ciudadana en la implementación de estos proyectos en aras de evidenciar que la ciudadanía está correctamente informada de los procesos que se llevan a cabo desde el marco legal.

- Declaración del proyecto Sopó 230/115 kV como “*proyecto urgente*” en los términos de las Resoluciones MME 9 0604 de 2014 y CREG 093 de 2024, con el fin de agilizar su definición y adjudicación, para que el proyecto pueda entrar lo más pronto posible.
- Actualización del mecanismo de proyectos urgentes de las resoluciones MME 90604 de 2014 y CREG 093 de 2024, en los términos que socializamos con MME y la Comisión, y así mismo, que oficializamos en comunicación DG-174-24 del 25 de abril de 2024, con el fin de procurar el pronto desarrollo de estos proyectos STN y STR, mediante la armonización de este mecanismo con el marco regulatorio actual y la situación del SIN.
- Apoyo en la definición del proyecto Norte 115 kV, ejecutado por Enel Colombia, como proyecto PINES. Solicitud realizada por Enel Colombia durante el 2023, mediante radicado MME 2-2023-036447.
- Gestión con la CREG para la inclusión de una nueva exclusión de eventos, numeral 5.1.9 de la Resolución CREG 015 de 2018, con el fin de considerar la actuación de ESPS local, tipo 4⁴, de acuerdo con la clasificación del Acuerdo CNO 1019 de 2017.
- Gestión con la UPME para el análisis del proyecto Corzo 500/115 kV y su socialización dentro de la agenda 2024 del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión.
- Acompañamiento e intermediación ante otras entidades, con el fin de impulsar el desarrollo de proyectos de expansión de Enel Colombia, cuyos atrasos generan Demanda No Atendida (DNA) e impactos en el desarrollo de proyectos de interés nacional como los de movilidad sostenible **Bogotá Región**, los cuales se alimentarían desde las nuevas subestaciones Tren de Occidente 115 kV y Montevideo 115 kV. Dentro del Anexo 2 listamos estos proyectos, discriminando cuales impactan por DNA y/o son de interés nacional.
- En particular, nos gustaría solicitar el apoyo del Ministerio de Minas y Energía con la CAR Cundinamarca, con el fin de lograr su pronunciamiento sobre la licencia ambiental del proyecto Occidente 115 kV y líneas asociadas, el cual a pesar de las solicitudes de Enel Colombia lleva pendiente más de 2.6 años, impactando la calidad del servicio de los usuarios de Mosquera y Funza e imposibilitando la conexión del Regiotram de Occidente, como lo detallamos en el Anexo 2.

Finalmente, es importante mencionar que en años pasados el Área Oriental se ha enfrentado a riesgos similares de desatención de la demanda, también debidos a atrasos en los proyectos de expansión⁵, por lo que, evidenciamos que la problemática es reiterativa y, además, generalizada en el país. En este sentido, recomendamos al MME analizar la pertinencia de actualizar las metodologías de planeamiento, definición y adjudicación de la expansión de redes en todos los niveles de tensión, con miras a otorgarle a los desarrolladores el tiempo adecuado para la ejecución de las obras; por ejemplo, proponemos contar con un plan de expansión de red objetivo que cubra las necesidades a largo plazo (2050), y que

⁴ Tipo 4 – Cubrir expansión insuficiente o no asignada: se presenta cuando se atrasa un proyecto de expansión, y debido a las condiciones del sistema ante la no entrada de dicho proyecto, y no sea posible cumplir con criterios de operación segura y confiable, que requiera un ESPS para mitigar los impactos en la operación.

⁵ Demoras en la entrada en operación del proyecto Nueva Esperanza 500 kV, requirieron acciones urgentes como el STATCOM.



Francesco Bertoli
Gerente General Enel
Colombia y Centroamérica

permita anticipar las convocatorias de ejecución, estimando tiempos de desarrollo acordes a la nueva realidad y que sean la base para agilizar la transición energética del país.

Agradecemos la atención y disposición del Ministerio para generar o darle continuidad a las mesas de trabajo que considere pertinentes, con el fin de definir y hacer seguimiento de las acciones de gestión necesarias, en las que todas las partes interesadas podamos construir estrategias que mitiguen estos riesgos para el país.

Un cordial saludo,

Francesco Bertoli
Gerente General Enel
Colombia & Centroamérica

Anexo: - Anexo 1, actualización de las comunicaciones anteriores.
- Anexo 2, proyectos Enel Colombia.
- Anexo 3, comunicación veedores sabana norte.
- Anexo 4, comunicaciones anteriores: Radicados DG-008-22 del 25 de enero de 2023, DG-303-23 del 17 de julio de 2023 y DG-174-24 del 25 de abril de 2024
- Anexo 5, Resumen CNO reunión Área Oriental del 1 de marzo de 2024

Copia: - Javier Campillo Jimenez. Viceministro de Energía. Ministerio de Minas y Energía. jecampillo@minenergia.gov.co
- Omar Fredy Prias Caicedo. Director Ejecutivo. Comisión de Regulación de Energía y Gas. CREG. creg@creg.gov.co, omar.prias@creg.gov.co
- Carlos Adrián Correa. Director General. Unidad de Planeación Minero Energética. correspondencia@upme.gov.co
- Orlando Velandia Sepúlveda. Superintendente delegado para Energía y Gas. ovelandia@superservicios.gov.co
- Alberto Olarte Aguirre. Secretario Técnico CNO. aolarte@cno.org.co; info@cno.org.co
- Carlos Andrés Cano Isaza. Director de Planeación de la Operación. XM Compañía de Expertos de Mercados S.A. info@xm.com.co
- Juan Ricardo Ortega. Presidente. Grupo Energía Bogotá. correspondencia@geb.com.co
- Carlos Fernando Galán. Alcalde de Bogotá. radicacion_virtual@shd.gov.co
- Jorge Emilio Rey Ángel. Gobernador de Cundinamarca. contactenos@cundinamarca.gov.co
- Rodrigo Negrete. Director General. Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA. licencias@anla.gov.co
- Luis Fernando Sanabria Martínez. Director General. Corporación Autónoma Regional - CAR. sau@car.gov.co

ANEXO 1 – Sistema de Transmisión Nacional

1. Riesgos identificados para la operación del Área Oriental:

El Área Oriental ha sido identificada por el Consejo Nacional de Operación (CNO) como una de las tres áreas críticas del Sistema Interconectado Nacional (SIN), de acuerdo con los análisis de planeamiento operativo eléctrico, elaborados por el Centro Nacional de Despacho (CND-XM), utilizando como insumo la información de las empresas involucradas en el área. Estos análisis tienen como objetivo identificar las situaciones riesgosas que podrían afectar el abastecimiento seguro y confiable de la demanda en las áreas.

En particular para el Área Oriental, el CND-XM ha informado en diferentes escenarios del CNO que, sin considerar la entrada en operación de los proyectos de expansión definidos para el área⁶ y para una demanda superior a 3500 MW, existe una probabilidad de 11% de contar con la disponibilidad de generación necesaria para lograr la atención segura y confiable de la demanda del área.

De acuerdo con las proyecciones utilizadas en los análisis del CND-XM, cuyo insumo son las proyecciones de demanda de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y las estimaciones de los operadores de red del Área Oriental; esta demanda de 3500 MW se podría presentar en el año 2025, sin perjuicio de que incluso pueda ser antes, consecuencia del importante crecimiento de la demanda. Incluso se debe tener en cuenta que, para evitar el crecimiento de la demanda, Enel Colombia y UPME, han tenido que condicionar la asignación de nuevas capacidades de transporte a usuarios⁷, frenando así, el desarrollo económico y social de la región. Sobre esto último, nos han llegado comunicaciones y reclamos de los veedores ciudadanos de las localidades de Engativá, Suba, Tenjo, Funza y Cota (Anexo 3).

De acuerdo con lo anterior, para evitar los riesgos de desatención de demanda identificados en el Área Oriental, en el corto y mediano plazo, es de vital importancia contar con la pronta entrada en operación de los proyectos de expansión definidos y que solucionan estructuralmente las problemáticas que se tienen: **Chivor II - Norte – Bacatá 230 kV, Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV, Virginia – Nueva Esperanza 500 kV y segundo transformador Nueva Esperanza 500/115 kV**. Además, para el mediano y largo plazo, es importante que desde el Gobierno Nacional se avance rápidamente en los análisis y definición de nuevos proyectos de expansión que procuren por la atención de la demanda con criterios de calidad, seguridad y confiabilidad, previendo en todo caso, los tiempos considerables que en el nuevo contexto social y ambiental requieren los proyectos para ser desarrollados, evitando futuros riesgos de atención de la demanda para el Área.

2. Estado de los proyectos de expansión definidos:

A continuación, presentamos un breve recuento del estado de los proyectos de expansión definidos:

⁶ Chivor II - Norte – Bacatá 230 kV, Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV, Virginia – Nueva Esperanza 500 kV y segundo transformador Nueva Esperanza 500/115 kV.

⁷ Se han supeditado 128 MVA a la entrada de la subestación Norte: 56 MW de industriales, 41 MW de Datacenters, 29 MW de complejos residenciales y 2.4 MW de comercio. En análisis por parte de la UPME 210 MW de carga adicionales en esta zona.

- **Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV y Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV:**

Estos proyectos fueron adjudicados al Grupo Energía Bogotá (GEB), ahora ENLAZA, para la adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de las obras, mediante las convocatorias públicas UPME 03-2010 y 01-2013.

Resaltamos que los planes de expansión⁸ que recomendaron la ejecución de estas obras evidenciaban que el SIN requería su entrada en operación para noviembre de 2013 y septiembre de 2017, respectivamente. A la fecha, estas obras aún no se encuentran en operación y según información de la UPME⁹, se estima que en el mejor de los casos podrían entrar en operación en el primer semestre de 2026.

Recientemente desde el Grupo de Área Oriental¹⁰, después de un extenso análisis de alternativas de mitigación adicionales, se concluyó que las únicas medidas adicionales factibles para continuar mitigando los riesgos del Área en el corto plazo son: i) supeditar la conexión de nueva demanda hasta la entrada en operación de obras estructurales¹¹ e ii) implementar un nuevo Esquema Suplementario de Protecciones (ESPS) para el año 2025.

Sin embargo, llamamos la atención sobre la inconveniencia de seguir mitigando los riesgos de desatención de la demanda del área mediante estas medidas operativas que afectan gravemente la región y el país. Es inconveniente continuar implementando ESPS en el Área Oriental ya que, tal como nos ha mostrado la experiencia en casos como el Área Caribe¹², estas soluciones de corto plazo continúan perpetuándose en el tiempo, favoreciendo la proliferación de más ESPS, escondiendo la necesidad de obras estructurales y generando desconfianza en los usuarios finales ante la continua desatención de su demanda.

Desafortunadamente, a pesar de que desde hace algún tiempo se han propuesto otras alternativas constructivas de mitigación para el Área Oriental, las mismas en estos momentos ya no son oportunas debido a que no se definieron con anterioridad, dejando como única opción para el Área Oriental la implementación de estas medidas de mitigación operativas, las cuales tienen importantes impactos para nuestros usuarios y para la empresa en términos reputacionales y de costos no recuperados por la implementación y/o operación de estos ESPS, a pesar de la debida diligencia.

Es importante resaltar que los atrasos en la entrada en operación de estos proyectos acumulan ya más de 10 años, a pesar de la diligencia de ENLAZA, y esto ha forzado a que Enel Colombia como principal operador de red del Área Oriental, a su cuenta y riesgo, tenga que ejecutar acciones de mitigación operativas para continuar atendiendo sus usuarios.

⁸ Plan de Expansión Referencia Generación – Transmisión 2010-2024 y Plan de Expansión Referencia Generación – Transmisión 2013-2027.

⁹ Informe de avance de proyectos convocatorias públicas con fecha del primero de noviembre de 2023.

¹⁰ Reunión del Área Oriental del 1 de marzo de 2024. Adjuntamos resumen del CNO.

¹¹ Hasta el momento se han supeditado 128 MW de nueva demanda en la zona de tipo industrial (56 MW), datacenter (41 MW), residencial (29 MW) y comercial (2.4 MW) a la entrada en operación de Norte 500/230/115 kV y líneas asociadas. Se resalta que la demanda supeditada continuará aumentando, ya que a la fecha la UPME analiza la conexión de 210 MW nuevos de demanda en la zona.

¹² Según información de XM con corte de diciembre de 2023, el país cuenta con 40 ESPS, de los cuales 32 están ubicados en el Área Caribe.

- **Virginia – Nueva Esperanza 500 kV:**

Este proyecto fue adjudicado a ALUPAR para la adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de las obras, mediante la convocatoria pública UPME 07-2016.

Resaltamos que el Plan de Expansión Referencia Generación – Transmisión 2020-2034 que recomendó la ejecución de esta obra, junto con el segundo transformador de Nueva Esperanza 500/115 kV, evidenció que el SIN requería la entrada en operación de las obras para diciembre de 2023.

A la fecha, las obras aún no se encuentran en operación y según información de la UPME se estima que la línea Virginia – Nueva Esperanza 500 kV entre en operación en el primer semestre de 2025.

- **Segundo transformador Nueva Esperanza 500/115 kV:**

Se debe considerar que esta obra es complementaria a la línea Virginia – Nueva Esperanza 500 kV y que tal como lo ha mencionado UPME y CND-XM, los beneficios de esta última se consolidan en su totalidad con la entrada en operación del segundo transformador de Nueva Esperanza 500/115 kV.

En relación con este segundo transformador, informamos que, a partir de agosto de 2021¹³, Enel Colombia solicitó a la UPME iniciar el proceso de convocatoria pública para seleccionar el adjudicatario de la bahía de alta tensión; lo anterior, considerando los riesgos de que EPM no aceptara ejecutar la bahía mediante el mecanismo regulatorio de ampliación. No obstante, la UPME decidió agotar este mecanismo de ampliación antes de iniciar una convocatoria y en octubre de 2022, EPM informó no estar interesado en ejecutar la bahía como ampliación en un plazo inferior a 36 meses, es decir, esta instancia tomó cerca de 15 meses, en vano, haciendo inviable la fecha de puesta en operación definida, diciembre de 2023, y poniendo en riesgo la operación segura del Área Oriental.

Ante este panorama y conociendo que el único mecanismo regulatorio que quedaba sobre la mesa era la ejecución de la bahía mediante una convocatoria pública por parte de la UPME, desde Enel Colombia se insistió en la necesidad de modificar rápidamente la fecha de puesta en operación definida, diciembre de 2023, por una que considerara los desafíos arqueológicos del área donde se proyecta ubicar la bahía, procurando el interés de los inversionistas y evitando que el proceso pueda resultar desierto. Luego de un largo proceso administrativo, se modificó el cambio de la FPO para junio de 2026, mediante Resolución MME 40682 de noviembre de 2023.

Así las cosas, Enel Colombia procedió a constituir la garantía de usuario del proyecto y la UPME, en enero de 2024, inició oficialmente la Convocatoria Pública de la bahía de alta del transformador. El proceso de adjudicación finalizó a mediados de abril, resultando como inversionista seleccionado EPM. Es decir, finalmente, la definición del inversionista para esta bahía de 500 kV tomó a la UPME aproximadamente 32 meses, a pesar del sentido de urgencia del Área Oriental y dio como resultado la elección del mismo transportador que pudo haberlo hecho mediante el mecanismo de ampliación si se hubieran gestionado sus riesgos oportunamente (FPO y remuneración).

¹³ Fecha en la que mediante Resolución MME 40279 el Ministerio adoptó el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2020 – 2036.



Al respecto, nos permitimos llamar la atención en que se requiere la actualización del mecanismo de proyectos urgentes y/o ampliación, de tal forma que se puedan gestionar los riesgos de transportadores y operadores de red con la debida oportunidad, con el fin de evitar tiempos largos de selección de ejecutores, en beneficio de la pronta entrada de los proyectos de expansión.

3. Avance de las propuestas de mitigación para los atrasos de obras definidas.

El CNO ha coordinado mesas de trabajo con los agentes del Área Oriental, incluido UPME, XM, MME y SSPD, con el fin de analizar el nivel de riesgo, discutir y plantear nuevos planes de mitigación que atiendan el crecimiento de la demanda mientras que entran en operación los proyectos de expansión relacionados en el segundo numeral.

Enel Colombia ha participado activamente en las mesas de trabajo, mediante análisis de efectividad y viabilidad. En simultáneo ha presentado a la UPME alternativas de mitigación ante el atraso de los proyectos **Chivor II - Norte – Bacatá 230 kV** y **Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV**, las cuales se podrían ejecutar en el corto y mediano plazo. A continuación, nos permitimos relacionar las acciones de mitigación y su estado actual:

- **Cierre del enlace Guateque - Sesquilé 115 kV:**

El cierre de este enlace permitiría contar con más combinaciones de escenarios seguros en el Área Oriental, aliviando la dependencia exclusiva de generación en Termozipa, mientras se mitigan las sobrecargas de las líneas 115 kV que alimentan la sabana norte de Cundinamarca. El alcance técnico de esta iniciativa es el cierre de un anillo en las líneas STR que transporta potencia desde Guavio hasta Sesquilé, mediante el cierre del enlace Guateque – Sesquilé 115 kV, que opera normalmente abierto desde hace años.

Aunque el avance de las mesas de trabajo entre XM, Enel Colombia y EBSA¹⁴ inicialmente fue positivo, semanas después del cierre de este enlace, EBSA solicitó a XM su apertura argumentando riesgo de la vida humana. Posteriormente, EBSA solicitó a XM la actualización de los parámetros de la línea Guateque – Sesquilé 115 kV, argumentando que no eran los correctos, lo que implicó la ejecución de acciones operativas no contempladas, por ejemplo, traslados de carga y la definición por parte de Enel Colombia de un esquema de deslastre de carga automático (ESPS) mientras se ejecutan otras acciones de mitigación como la repotenciación de las líneas que alimentan la sabana norte de Cundinamarca.

Si bien EBSA en diferentes reuniones ha manifestado su intención para realizar las obras necesarias con el fin de habilitar nuevamente el cierre de este enlace, las mismas no se ejecutarían en el corto plazo, por lo que esta alternativa no cumpliría con el objetivo para la que fue propuesta y, en consecuencia, el riesgo de la zona no sería mitigado.

- **Repotenciación de las líneas que atienden actualmente la Sabana Norte de Bogotá:**

El alcance de esta iniciativa contempla la repotenciación de las líneas Bacatá – Chía 115 kV, Bacatá – El Sol 115 kV, Noroeste – Tenjo 115 kV y Tenjo – El Sol 115 kV, con el fin de aumentar su capacidad de 800 Amperios [A] a 1200 A. Estas obras iniciaron su ejecución en julio del 2023 y se estiman terminar antes de finalizar el año 2024. El objetivo de esta obra de mitigación es otorgar flexibilidad operativa a la zona de sabana norte por cerca de dos (2) años, mientras que entran en operación los proyectos estructurales de

¹⁴ Representante del enlace Guateque – Sesquilé 115 kV. El propietario del enlace es INTERCOLOMBIA.

la zona, relacionados con la subestación Norte, cuyo avance fue descrito en el segundo numeral de esta comunicación.

Se resalta que el cierre del enlace Guateque – Sesquilé 115 kV era indispensable para que la ejecución de estas repotenciaciones no representara riesgos en el suministro de la energía para los usuarios de la sabana norte. Sin embargo, al no poderse ejecutar ha implicado múltiples declaratorias de emergencia en la zona por parte del CND – XM y la implementación de un ESPS en la zona a cuenta del Enel Colombia. Es importante mencionar, que a medida que se avanza en la repotenciación de las líneas, será necesario gestionar modificaciones en la operación del ESPS, sin que se deban entender como nuevos esquemas en el área.

- **Proyecto subestación Sopó 230/115 kV:**

El estudio técnico económico del proyecto Sopó 230/115 kV fue radicado ante la UPME, mediante radicado No. 20221110219752 del 22 de diciembre de 2022, con el fin de que la Unidad lo analizará y en caso de estimarlo conveniente, lo recomendará al MME para su adopción.

En relación con esta alternativa de expansión, resaltamos que mitiga las necesidades de atención de la demanda en Sabana Norte, complementando al proyecto Norte 230/115 kV. Y que, en caso de nuevos atrasos del proyecto Norte 230/115 kV, esta subestación estaría en capacidad de atender la demanda y las problemáticas de tensión de la zona. Este proyecto de mitigación es estructural, no representa un sobre costo para el sistema y puede evitar riesgos por racionamiento de energía en la región si se logra su pronta entrada en operación.

De igual forma, consideramos que esta propuesta podría presentar tiempos menores en su ejecución, ya que pretende derivar las dos líneas existentes Guavio – Circo 230 kV en un punto cercano al nuevo punto de conexión del STN, para el cual preliminarmente hemos identificado un polígono y estamos evaluando algunas alternativas para minimizar tiempos. Y en cuanto al STR, requiere la construcción de una menor cantidad de kilómetros de líneas, respecto a Norte 115 kV.

Por ello, desde Enel Colombia reiteramos la solicitud que hemos realizado al MME desde enero de 2023, relacionada con la necesidad de declarar como “*proyecto urgente*”¹⁵ a las obras de Sopó 230/115 kV y líneas asociadas. Este proyecto lleva años siendo analizado desde el Grupo de Área Oriental, fue presentado con mensaje de urgencia por Enel Colombia ante la UPME en diciembre de 2022¹⁶, ha sido recomendado por el Comité Asesor del Planeamiento de la Transmisión (CAPT) y finalmente en marzo de 2024, remitido por parte de la UPME al MME para su pronta definición mediante resolución.

Es importante resaltar que, aunque la UPME ha avanzado en el análisis de esta obra de expansión, aún no es claro cuál sería el mecanismo para su definición, ni los tiempos administrativos que tomaría. En este sentido, insistimos en la necesidad de avanzar rápidamente con su definición y en la oportunidad de identificarlo como un **Proyecto Urgente**, según se menciona en la Resolución MME 9 0604 de 2014. Lo anterior, con el fin de agilizar su inclusión en el Plan de Expansión, su convocatoria y construcción. Resaltamos que, con el fin de que esta obra tenga un mayor beneficio para el sistema, debería entrar en operación a más tardar en el 2026, tiempo justo si se lograra adjudicar su convocatoria antes de finalizar el año 2024, con el fin de permitir una ejecución de las obras cercanas a los dos años.

¹⁵ En los términos de la Resolución MME 90604 de 2014 y CREG 093 de 2024.

¹⁶ Radicado UPME No. 20221110219752.

Al respecto, es importante considerar que tanto el estudio de conexión del proyecto Sopó 230/115 kV presentado por Enel Colombia, como los análisis CAPT y UPME, consideraban tiempos de ejecución de las obras entre 50 a 66 meses¹⁷, por lo que partían de supuestos como la adjudicación del proyecto Sopó 230 kV por parte de la UPME máximo al finalizar 2023. Considerando que los tiempos administrativos, a pesar del sentido de urgencia, han tomado más de 12 meses para su finalización, desde Enel Colombia solicitamos que se considere no disminuir el tiempo de ejecución y que a la hora de definir la Fecha de Puesta en Operación, mediante resolución del MME se tomen en cuenta los tiempos de adjudicación de las obras STN y STR, con el fin de evitar desincentivar a los interesados en ejecutarlos¹⁸.

Así mismo, reiteramos la recomendación de actualizar el mecanismo de proyectos urgentes de las resoluciones MME 90604 de 2014 y CREG 093 de 2024, en los términos que socializamos con el MME y que oficializamos, con el fin de procurar el pronto desarrollo de estos proyectos STN y STR, mediante la armonización de este mecanismo con el marco regulatorio actual:

- Con el fin de evitar mayores tiempos administrativos en convocatorias urgentes del STR, se sugiere adicionar un mecanismo para que la CREG brinde seguridad al operador de red incumbente de que las unidades constructivas de un proyecto STR declarado como urgente, serán analizadas con sentido de urgencia por parte de la CREG y que los resultados de estos análisis serán oficializados mediante actos administrativos con plazos establecidos a través de regulación.
- En caso de no poder evitar una convocatoria urgente del STR, se sugiere que para proyectos STR declarados como urgentes en su mercado, los operadores de red puedan participar en sus convocatorias públicas STR sin necesidad de demostrar que sus costos medios son mayores al 105% de los costos por Unidades Constructivas.

4. Peticiones de Enel Colombia al Ministerio de Minas y Energía para mitigar los riesgos en la Sabana Norte:

Desde Enel Colombia queremos resaltar que, si continúan atrasándose los proyectos de expansión, tanto del STN como del STR definidos para el área, muy pronto agotaremos la flexibilidad operativa esperada con la implementación de las alternativas de mitigación aprobadas y muy probablemente no contemos con otras alternativas de mitigación que puedan ser implementadas en el corto plazo y que sean suficientes para evitar el deslastre de carga en el Área Oriental.

En este sentido, reiteramos la importancia de que se rodee y acompañe la ejecución de los proyectos de expansión del área por medio de un seguimiento detallado desde el Ministerio de Minas y Energía, y un apoyo decidido por parte del Gobierno Nacional, en especial de sus carteras involucradas.

¹⁷ El tiempo de desarrollo del proyecto planteado por Enel depende del otorgamiento de los permisos requeridos para la construcción en los tiempos reglamentarios: licencia ambiental a cargo de CAR y autorización de ANI para instalar la infraestructura en las franjas de retiro de la vía concesionada Briceño-Tunja-Sogamoso.

¹⁸ **Proponemos que ante la adjudicación de Sopó 230 kV en ago/24, se proponga una FPO de Dic/28.**



Para poder llevar a buen término los proyectos definidos y la adopción de los faltantes, es de vital importancia la articulación de diferentes entidades públicas y privadas, tales como MME, UPME, CREG, ANLA, CAR, CNO, entre otros. Es por esto que, insistimos en la importancia del apoyo del MME para que, nos ayude agilizando la ejecución de los proyectos estructurales y de las alternativas de mitigación, encontrando las sinergias necesarias para lograr implementar estas iniciativas oportunamente.

En ese sentido, nos permitimos reiterar la solicitud al MME y sus entidades adscritas, para que se defina, articule, lidere e implemente el Plan de Acción del Área Oriental. En especial, planteamos una serie de medidas en las cuales desde el ministerio nos podrían apoyar:

- Acompañamiento al desarrollo de los proyectos Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV, Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV y Norte 115 kV, además, de los proyectos complementarios mencionados en el Anexo 1 y 2, con el fin de agilizar permisos y licenciamientos ambientales, junto con el acompañamiento social. En específico, se solicita apoyo para:
 - Realizar mesas de trabajo con la Agencia Nacional de Infraestructura (ANI) con el fin de sensibilizar, viabilizar y agilizar los trámites para que la expansión de las redes eléctricas se pueda realizar sobre las franjas de la vía y coordinar las medidas de seguridad vial necesarias para tal fin. Los corredores viales constituyen áreas del territorio ya intervenidas, minimizando los impactos ambientales y sociales de nuevos proyectos de infraestructura sobre una misma zona. No contar con estos permisos, agravaría la problemática presentada, ya que podría inviabilizar o demorar aún más la ejecución de proyectos como Norte 115 kV y Sopó 115 kV.
 - Definir una estrategia en conjunto con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), Corporación Autónoma Regional (CAR), Secretaría Distrital de Ambiente (SDA) que garantice el cumplimiento de los plazos establecidos para el pronunciamiento de los trámites, procesos ambientales para la obtención del licenciamiento y permisos de los proyectos de infraestructura eléctrica.
 - Definir una estrategia de apoyo para la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), con el fin de agilizar el análisis y definición de obras de expansión tanto en el STN como en el STR y la publicación anual de Planes de Expansión. Además, definir una estrategia para que se adjudique la gran cantidad de Convocatorias UPME pendientes a la fecha, y las que vendrían luego de que se expida el próximo Plan de Expansión.
 - Acompañar a modo de veedor los procesos de socialización y participación ciudadana en la implementación de estos proyectos en aras de evidenciar que la ciudadanía está correctamente informada de los procesos que se llevan a cabo desde el marco legal.
- Declaración del proyecto Sopó 230/115 kV como “*proyecto urgente*” en los términos de las Resoluciones MME 9 0604 de 2014 y CREG 093 de 2024, con el fin de agilizar su definición y adjudicación, para que el proyecto pueda entrar lo más pronto posible.
- Actualización del mecanismo de proyectos urgentes de las resoluciones MME 90604 de 2014 y CREG 093 de 2024, en los términos que socializamos con MME y la Comisión, y así mismo, que oficializamos en comunicación DG-174-24 del 25 de abril de 2024, con el fin de procurar el pronto desarrollo de estos proyectos STN y STR, mediante la armonización de este mecanismo con el marco regulatorio actual y la situación del SIN.
- Apoyo en la definición del proyecto Norte 115 kV, ejecutado por Enel Colombia, como proyecto PINES. Solicitud realizada por Enel Colombia durante el 2023, mediante radicado MME 2-2023-036447.

- Gestión con la CREG para la inclusión de una nueva exclusión de eventos, numeral 5.1.9 de la Resolución CREG 015 de 2018, con el fin de considerar la actuación de ESPS local, tipo 4¹⁹, de acuerdo con la clasificación del Acuerdo CNO 1019 de 2017.
- Gestión con la UPME para el análisis del proyecto Corzo 500/115 kV y su socialización dentro de la agenda 2024 del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión.
- Acompañamiento e intermediación ante otras entidades, con el fin de impulsar el desarrollo de proyectos de expansión de Enel Colombia, cuyos atrasos generan Demanda No Atendida (DNA) e impactos en el desarrollo de proyectos de interés nacional como los de movilidad sostenible **Bogotá Región**, los cuales se alimentarían desde las nuevas subestaciones Tren de Occidente 115 kV y Montevideo 115 kV. Dentro del Anexo 2 listamos estos proyectos, discriminando cuales impactan por DNA y/o son de interés nacional.
- En particular, nos gustaría solicitar el apoyo del Ministerio de Minas y Energía con la CAR Cundinamarca, con el fin de lograr su pronunciamiento sobre la licencia ambiental del proyecto Occidente 115 kV y líneas asociadas, el cual a pesar de las solicitudes de Enel Colombia lleva pendiente más de 2.6 años, impactando la calidad del servicio de los usuarios de Mosquera y Funza e imposibilitando la conexión del Regiotram de Occidente, como lo detallamos en el Anexo 2.

Finalmente, es importante mencionar que en años pasados el Área Oriental se ha enfrentado a riesgos similares de desatención de la demanda, también debidos a atrasos en los proyectos de expansión²⁰, por lo que, evidenciamos que la problemática es reiterativa y, además, generalizada en el país. En este sentido, recomendamos al MME analizar la pertinencia de actualizar las metodologías de planeamiento, definición y adjudicación de la expansión de redes en todos los niveles de tensión, con miras a otorgarle a los desarrolladores el tiempo adecuado para la ejecución de las obras; por ejemplo, proponemos contar con un plan de expansión de red objetivo que cubra las necesidades a largo plazo (2050), y que permita anticipar las convocatorias de ejecución, estimando tiempos de desarrollo acordes a la nueva realidad y que sean la base para la agilizar la transición energética del país.

¹⁹ Tipo 4 – Cubrir expansión insuficiente o no asignada: se presenta cuando se atrasa un proyecto de expansión, y debido a las condiciones del sistema ante la no entrada de dicho proyecto, y no sea posible cumplir con criterios de operación segura y confiable, que requiera un ESPS para mitigar los impactos en la operación.

²⁰ Demoras en la entrada en operación del proyecto Nueva Esperanza 500 kV, requirieron acciones urgentes como el STATCOM.

ANEXO 2 – Sistema de Transmisión Regional

1. Desarrollo de proyectos en el STR – Enel Colombia

En la Figura 1, se muestran los proyectos del STR en el mercado de Bogotá – Cundinamarca, discriminados en:

- **Proyectos relacionados con el STN:** Subestación Norte 115 kV y líneas asociadas y segundo transformador de Nueva Esperanza 500/115 kV. Se resalta que estos proyectos del STR solo podrán entrar en operación con la entrada del proyecto del STN relacionado.
- **Proyectos que mitigan atrasos del STN:** Repotenciación líneas sabana norte y Sopó 115 kV. Estos proyectos fueron definidos o adelantados en el tiempo con el fin de mitigar los atrasos relacionados con el proyecto Norte 500/230/115 kV.
- **Proyectos para el desarrollo de la Movilidad Sostenible de Bogotá Región:** S/E Tren de Occidente, S/E Montevideo y S/E Porvenir.
- **Proyectos STR con atrasos importantes:** aunque el atraso de todos los proyectos de la imagen impacta el Área Oriental con Demanda No Atendida y/o la imposibilidad de conexión de proyectos de interés nacional; en la actualidad, nos gustaría resaltar que retrasos adicionales en el desarrollo del proyecto Subestación Occidente 115 kV tendrían potenciales impactos para los usuarios de Mosquera y Funza, por lo que se requiere del pronunciamiento de la CAR para lograr su licenciamiento (los análisis han tomado más de 2.6 años).

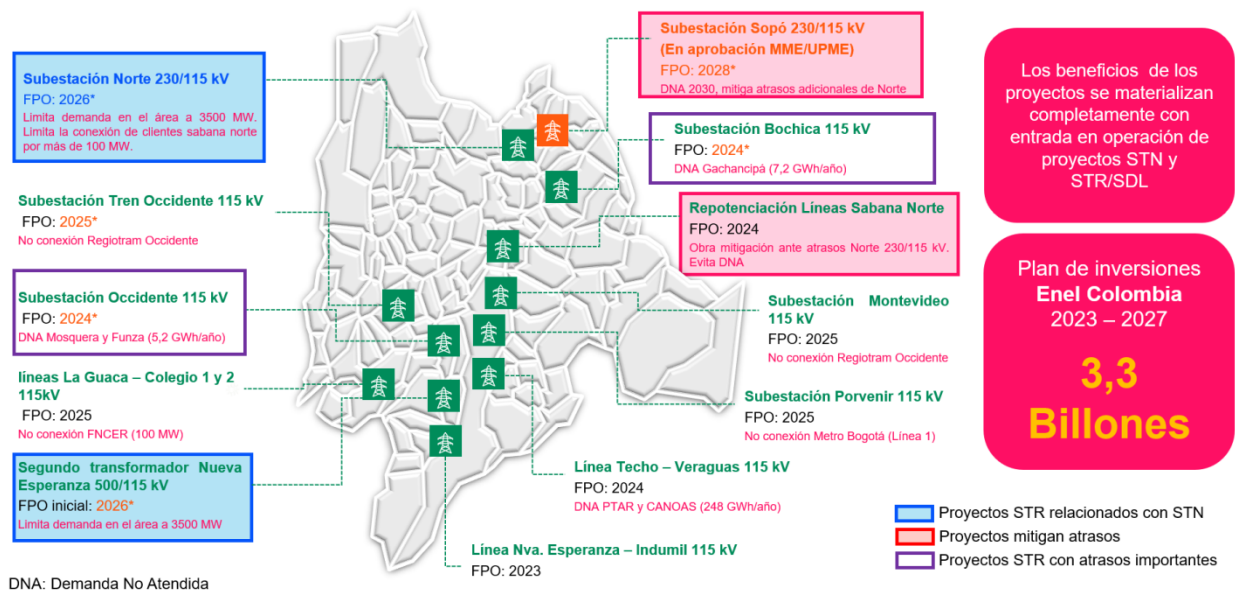


Figura 1. Proyectos STR en el mercado Enel Colombia

2. Proyecto subestación Occidente 115 kV y líneas asociadas

El proyecto “*Construcción de la subestación eléctrica de distribución Occidente 115/34.5/11.4 kV y su línea asociada*”, tiene una alta importancia para la atención de la creciente demanda de energía eléctrica para el sector residencial, industrial y comercial en la Provincia Sámana Occidente, especialmente en el municipio de Funza, el cual se presenta como un eje de desarrollo para la zona.

Debe tenerse presente que el municipio de Funza, y en general, la provincia Sámana Occidente, se está desarrollando rápidamente, así, en los últimos años este municipio ha presentado un fuerte y rápido desarrollo económico, industrial y comercial, registrando cerca de 20 parques industriales y logísticos, más de 300 empresas, las cuales han crecido en un 42,5% en los últimos 4 años. Adicionalmente, en la zona cercana a la ubicación de la subestación, existen 720 establecimientos comerciales, lo cual representa la mayor concentración del sector comercial del municipio. Igualmente, debe tenerse presente que el sector de la construcción en el municipio ha crecido en un 59,1% en el último año, aumentando en 35.080 m² en área nueva construida. Todo esto conlleva a que en los últimos 4 años más de 11.000 personas han sido contratadas en este municipio, además de que la población de Funza habría crecido de 93.154 habitantes desde el último censo realizado por el DANE en el 2018, a 111.675 en el 2023, con un crecimiento de cerca del 20% en tan solo 5 años, según las últimas proyecciones del DANE.

Todo este desarrollo de la región se traduce en mayores requerimientos de energía eléctrica, por lo que la infraestructura actual no será suficiente para proveer un servicio con criterios de calidad, confiabilidad y seguridad en los próximos años, dado el alto crecimiento que se está registrando actualmente y la nueva demanda que se espera. Conforme a esto, a partir del año 2024, más de la mitad de la infraestructura eléctrica de la zona superará el 70% de su capacidad (en algunas zonas la infraestructura superará el 90%) por lo que no contar con nueva infraestructura implica un riesgo importante para los usuarios de padecer interrupciones en su servicio de energía eléctrica.

De esta manera, según la proyección de la demanda esperada, **la zona requería de forma prioritaria de la nueva subestación Occidente 115/34,5/11,4 kV a partir del año 2023** para garantizar la calidad, confiabilidad y continuidad del servicio de energía eléctrica, el cual es un servicio público esencial.

Es importante resaltar que el proceso de Licenciamiento Ambiental con la CAR, hasta el momento ha tomado más de 2.6 años contados desde el momento de radicación de la solicitud, situación que hace que se continúe atrasando el proyecto respecto a su necesidad técnica, hecho que pone en riesgo la estabilidad y suministro del servicio de energía en el occidente de la Sabana de Bogotá con las siguientes consecuencias:

- Riesgo importante para los 65.000 usuarios existentes de la zona de padecer interrupciones en su servicio de energía eléctrica debido a las sobrecargas del sistema.



Francesco Bertoli
Gerente General Enel
Colombia y Centroamérica

- Imposibilidad de conectar nuevos usuarios residenciales, comerciales o industriales (estimados en 14.761), con el consecuente freno a la economía municipal y regional.
- Retrasar la entrada en operación del sistema de transporte masivo Regiotram, ya que para su funcionamiento requiere que la Subestación Occidente esté en operación.