CQM
Consultoría SAS

Bogotá D.C., 26 de octubre de 2023

Señores
EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE S.A. E.S.P.
Yopal, Casanare

Asunto: Personal que ejecutó el Contrato 211 de 2023

Por medio de la presente queremos informar que los profesionales de CQM CONSULTORIA SAS que participaron en la ejecución del Contrato de Consultoría No. 211 de 2023 cuyo objeto es *"Realizar estudios técnicos y económicos de planeamiento para determinar el plan de expansión y reforzamiento del STR a 115 KV Y SDL a 34.5 KV del sistema eléctrico de la empresa Energía de Casanare S.A. E.S.P."*, son:

- Camilo Quintero Montaño (Director proyecto)
- Magda Lorena Triviño Cabrera (Coordinadora proyecto)
- July Gisell Gómez Fajardo
- Nicolás Jiménez Pérez
- Nicolás Camilo Torres Hernández

Se adjuntan los contratos de prestación de servicios para cada profesional.

Cordialmente,

Camilo Quintero Montaño
C.C. 80.266.825 de Bogotá
Representante Legal CQM Consultoría S.A.S.

☎ (571)6316274 Cel. 320 847 3393 ***e-mail:*** camilo.quinterom@cqmconsultoriasas.com
✉ Carrera 46 No. 22B – 20 Oficina 504 Edificio Salitre Office, Bogotá D. C. Colombia

CONTRATO No. CQM SAS-2023-048
CELEBRADO ENTRE CQM CONSULTORIA S.A.S Y NICOLAS CAMILO TORRES HERNANDEZ

1. IDENTIFICACIÓN DE LAS PARTES

Entre los suscritos, **CAMILO QUINTERO MONTAÑO**, mayor de edad, residenciado y domiciliado en Bogotá, identificado con la C.C. No. 80.266.825 de Bogotá D.C., quien obra en su calidad de representante legal de **CAMILO QUINTERO MONTAÑO CONSULTORÍA S.A.S**, sociedad identificada con NIT 900.805.360-7, en adelante se denominará el **CONTRATANTE**, por una parte y, por otra **NICOLAS CAMILO TORRES HERNANDEZ** mayor de edad, residenciad y domiciliad en Bogotá, identificada con la C.C. No.1.032.467.654 de Bogotá D.C, actuando en nombre propio y quien para los efectos se denominará el **CONTRATISTA**, acuerdan celebrar el presente contrato de prestación de servicios profesionales, el cual se regirá por las siguientes cláusulas:

2. CLAUSULADO

PRIMERA - OBJETO:

El **CONTRATISTA,** en su calidad de Ingeniero Electricista sin que exista subordinación jurídica alguna, se obliga para con **CQM CONSULTORÍA S.A.S** a ejecutar los trabajos y demás actividades contempladas en este contrato, el cual debe realizarse de conformidad con las condiciones y cláusulas del presente documento, atendiendo a las necesidades propias del **CONTRATANTE.** En especial el **CONTRATISTA** se obliga a prestar apoyo a **CQM CONSULTORÍA S.A.S** en las siguientes actividades:

- Apoyo en las actividades de recopilación de información, análisis y demás requeridos en el desarrollo de las consultorías en curso por CQM CONSULTORIA SAS.
- Modelamiento de sistemas potencia en el software Neplan, en particular proyecto ENERCA.
- Desarrollo de conceptos regulatorios para las empresas asesoradas por parte de CQM CONSULTORÍA SAS y Camilo Quintero Montaño.
- Búsqueda de oportunidades y preparación de Ofertas de Consultoría y otros que puedan requerirse para el cumplimiento de los proyectos de consultoría

PARÁGRAFO: El **CONTRATISTA** actuará por su propia cuenta, con absoluta autonomía y no estará sometida a subordinación laboral alguna con el **CONTRATANTE** y sus derechos se limitarán de acuerdo con la naturaleza del contrato, a exigir el cumplimiento de las obligaciones del **CONTRATANTE** y al pago de los honorarios estipulados por la prestación del servicio.

SEGUNDA – PLAZO DE EJECUCIÓN:

El plazo de ejecución del presente contrato será desde la firma de este contrato hasta el 29 de diciembre de 2023, previo el cumplimiento de requisitos de ejecución, perfeccionamiento y legalización y estará sujeto a la aprobación de los productos a su cargo. De la misma manera, las partes podrán prorrogar por común acuerdo, con antelación a la fecha de expiración, mediante un otrosí que debe contar por escrito.

Dada la naturaleza de la relación jurídica, cualquiera de las partes podrá terminar el contrato por preaviso en cualquier tiempo, sin que ello dé lugar a la otra a reclamar perjuicios por la decisión.

☎ (571) 6316274 Cel. 320 847 3393 *e-mail:* camilo.quinterom@cqmconsultoriasas.com
✉ Carrera 46 No. 22B – 20 Oficina 504 Edificio Salitre Office, Bogotá D. C. Colombia

TERCERA – VALOR:

El valor del contrato acordado por las partes será por la suma de DIECISÉIS MILLONES SEISCIENTOS MIL PESOS M/CTE ($16.600.000) valor que no incluye el IVA. Este valor si incluye el ICA el cual será retenido según lo indica la Ley Colombiana, así mismo el valor incluye lo correspondiente al pago de prestaciones sociales a cargo del **CONTRATANTE.** Esta suma pagada de conformidad con la cláusula cuarta, sujeto a la terminación de los trabajos a satisfacción del **CONTRATANTE** y la presentación de la cuenta factura correspondiente. No incluye gastos de viaje ni de alojamiento fuera de Bogotá los cuales, en caso de requerirse serán acordados y pagados por el **CONTRATANTE.**

CUARTA – FORMA DE PAGO:

El valor pactado en la cláusula anterior será cancelado así:

i. Dos (2) pagos iguales mensuales por un valor de DOS MILLONES SETECIENTOS MIL PESOS M/CTE ($2.700.000), al finalizar los meses de julio y agosto de 2023 respectivamente, contra entrega de los productos pactados y recibidos a satisfacción por parte del **CONTRATANTE**, luego de presentar la respectiva cuenta de cobro.
ii. Cuatro (4) pagos iguales mensuales por un valor de DOS MILLONES OCHOCIENTOS MIL PESOS M/CTE ($2.800.000), al finalizar los meses de septiembre, octubre, noviembre y diciembre de 2023 respectivamente, contra entrega de los productos pactados y recibidos a satisfacción por parte del **CONTRATANTE**, luego de presentar la respectiva cuenta de cobro.

PARAGRAFO PRIMERO: Queda entendido que los impuestos que genere el presente contrato serán cancelados por el **CONTRATISTA. PARAGRAFO SEGUNDO:** Una vez recibidos a satisfacción los productos objeto de este contrato el **CONTRATANTE**, consignará el monto acordado en la cuenta de ahorros No. 4792013783 del banco Scotiabank Colpatria a nombre de NICOLAS CAMILO TORRES HERNADEZ. **PARAGRAFO TERCERO:** Cualquier costo que surja del proceso de pago será asumido por el **CONTRATISTA. PARAGRAFO CUARTO:** El **CONTRATISTA** deberá presentar junto con la cuenta de cobro los comprobantes que acrediten el pago de aportes al sistema de seguridad social integral de la forma y términos indicados en la Ley 789 de 2002.

QUINTA – OBLIGACIONES DEL CONTRATANTE:

1. Pagará al **CONTRATISTA** el valor establecido en la cláusula tercera en la oportunidad y forma establecida en la cláusula cuarta.
2. Permitir el acceso a la documentación e información requerida por **EL CONTRATISTA** para ejecutar debidamente el presente contrato.
3. Supervisar la correcta ejecución del contrato.
4. Aportar al **CONTRATISTA** toda la información técnica, administrativa y contractual, necesaria para la ejecución del contrato.
5. Notificar al **CONTRATISTA** inconformidades, novedades o posibles acciones de mejora que éste deba ejecutar

SEXTA – OBLIGACIONES DEL CONTRATISTA:

Deberá cumplir en forma eficiente y oportuna con los trabajos para los que fue contratado enunciados en la cláusula primera del presente contrato y con el contrato referenciado en la misma cláusula del presente documento, además de aquellas obligaciones que se generen de acuerdo con

☎ (571) 6316274 Cel. 320 847 3393 *e-mail:* camilo.quinterom@cqmconsultoriasas.com
✉ Carrera 46 No. 22B – 20 Oficina 504 Edificio Salitre Office, Bogotá D. C. Colombia

la naturaleza del servicio, como lo que puede ser la presentación de informes o cualquier otra orden que imparta el **CONTRATANTE.**

PARÁGRAFO PRIMERO: El **CONTRATISTA,** se obliga a cumplir con todas las directrices técnicas que el **CONTRATANTE** le imparta para la buena ejecución del presente contrato atendiendo a la buena calidad del servicio prestado. **PARÁGRAFO SEGUNDO:** El **CONTRATISTA** se obliga a guardar estricto cuidado con el manejo del Software y Hardware que le sea entregado para el desarrollo de este contrato, y su uso será exclusivo para las actividades para las que fue contratado. En caso de daño del Hardware suministrado por el **CONTRATANTE** por fuera de la oficina, será responsabilidad exclusiva del **CONTRATISTA. PARAGRAFO TERCERO:** Las partes acuerdan que el trabajo puede ser desarrollado en la oficina del **CONTRATANTE,** ubicada en la Carrera 46 No. 22B-20 Oficina 504 Edificio Salitre Office en Bogotá, o en la residencia del **CONTRATISTA** garantizando en todo momento las herramientas, conexión, disponibilidad acordada y demás aspectos que permitan desarrollar el objeto contratado. **PARÁGRAFO CUARTO:** El **CONTRATRISTA** se obliga a mantener actualizado el Registro Único Tributario (RUT) y Registro de Información Tributaria (RIT) e informar al **CONTRATANTE** para efectos de la liquidación de los honorarios prestados. Si el **CONTRATISTA** es facturador electrónico, deberá adjuntar la resolución de facturación y/o la renovación expedida por la DIAN, según corresponda.

SÉPTIMA – EXCUSIVIDAD

El **CONTRATRISTA** se obliga a prestar sus servicios profesionales de forma exclusiva para el **CONTRATANTE** a durante la ejecución de este contrato.

OCTAVA – VIGILANCIA DEL CONTRATO:

CAMILO QUINTERO MONTAÑO o el representante que éste designe supervisará la ejecución del servicio profesional encomendado, y podrá formular las observaciones correcciones y aclaraciones que considere necesarias para la correcta ejecución del servicio prestado.

NOVENA – CLÁUSULA PENAL:

En caso de incumplimiento por parte del **CONTRATISTA** de cualquiera de las obligaciones previstas en el contrato o sus Anexos, dará derecho al **CONTRATANTE** para cobrarse el 25% del valor total del contrato, reconociendo del valor que hasta la fecha debiera haber cancelado de conformidad con la cláusula **CUARTA,** mientras los trabajos realizados por parte del **CONTRATISTA** queden a satisfacción del **CONTRATANTE. PARAGRAFO:** Será considerado incumplimiento la no entrega oportuna de los productos acordados.

DÉCIMA – TERMINACIÓN:

El presente contrato terminará por cualquiera de las siguientes causales:

1. Por imposibilidad de cumplir con el objeto.
2. Por violación de la cláusula de confidencialidad.
3. Por mutuo acuerdo entre las partes.
4. Por incumplimiento total o parcial del **CONTRATISTA** en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales, en el cual el **CONTRATANTE** podrá dar por terminado unilateralmente en cualquier tiempo.

☎ (571) 6316274 Cel. 320 847 3393 *e-mail:* camilo.quinterom@cqmconsultoriasas.com
☒ Carrera 46 No. 22B – 20 Oficina 504 Edificio Salitre Office, Bogotá D. C. Colombia

5. Cuando el **CONTRATISTA** se encuentre incurso en cualquier causal de inhabilidad, incompatibilidad o conflicto de intereses, no contemplada inicialmente o sobreviniente.
6. Por aviso dado con 15 días corrientes de anticipación dentro de la vigencia del plazo inicial o las prórrogas del mismo. En caso de producirse la terminación anticipada, a el **CONTRATISTA** se le cancelarán las sumas devengadas de manera proporcional al trabajo realizado.
7. Por muerte del **CONTRATISTA** o disolución o liquidación del **CONTRATANTE**.

DECIMA PRIMERA – CARÁCTER JURÍDICO:

Este contrato por el carácter que tiene, por haber sido celebrado para el cumplimiento de una determinada labor especializada, que no contempla horarios parciales, sino claramente el cumplimiento de una tarea específica, no da lugar a ningún tipo de prestaciones sociales ni sobre remuneración de ninguna naturaleza.

PARÁGRAFO: Dada la inexistencia absoluta de subordinación dentro de la relación que se deriva entre las partes de este contrato, es claro que no existe relación de carácter laboral, sin embargo, si por cualquier circunstancia cualquiera autoridad judicial llegare no obstante lo anterior, a interpretar que la relación entre el **CONTRATISTA** y el **CONTRATANTE** es de carácter laboral, el valor de este contrato, deberá entenderse que habrá retribuido no solamente el trabajo ordinario sino que además, habrá compensado de antemano el valor de cualesquiera prestaciones sociales, recargo y beneficios tales como el trabajo nocturno, el realizado en día dominical o festivo, primas legales, cesantías e intereses sobre la cesantía y en general cualquier otro pago de naturaleza laboral que pudiese ser aplicado. El **CONTRATISTA** actuará por su propia cuenta, con absoluta autonomía y no estará sometido a subordinación laboral con el **CONTRATANTE** y sus derechos se limitarán, de acuerdo con la naturaleza del contrato, a exigir el cumplimiento de las obligaciones del **CONTRATANTE**, y el pago de los honorarios estipulados por la prestación del servicio.

DÉCIMA SEGUNDA – CESIÓN DEL CONTRATO:

El **CONTRATISTA** no podrá ceder parcial ni totalmente la ejecución del presente contrato a un tercero salvo previa autorización expresa y escrita del **CONTRATANTE,** previo concepto positivo del Supervisor del contrato.

DÉCIMA TERCERA – SEGURIDAD SOCIAL:

Queda entendido que el **CONTRATISTA** tiene la obligación de estar afiliado a una Compañía de Seguridad Social o Medicina Prepagada, pensión y ARL como independiente de la forma y términos indicados en la Ley 789 de 2002, por lo tanto, el **CONTRATISTA** dentro de sus honorarios ha incluido los costos asociados a la seguridad social, por lo cual el **CONTRATISTA** renuncia a cualquier tipo de reclamación formal o judicial por este concepto. Ajustado a los requerimientos de la Ley, el **CONTRATISTA** suministrará los soportes del pago de seguridad social.

DÉCIMA CUARTA – CLÁUSULA COMPROMISORIA:

Las partes convienen que en el evento en que surja alguna diferencia entre las mismas, por razón o con ocasión del presente contrato, será resuelta por mutuo acuerdo entre las partes y en caso de no llegar a un acuerdo se nombrarán tres representantes, uno por cada parte y otro conjuntamente para que conforme a la legislación vigente dirime el conflicto de manera amigable.

☎ (571) 6316274 Cel. 320 847 3393 *e-mail:* camilo.quinterom@cqmconsultoriasas.com
✉ Carrera 46 No. 22B – 20 Oficina 504 Edificio Salitre Office, Bogotá D. C. Colombia

DÉCIMA QUINTA –PROTECCION DE DATOS:

El **CONTRATISTA** cumplirá con los deberes y obligaciones que le impone la normatividad vigente en cuanto a la protección y manejo de datos personales e información contenida en bases de datos personales (habeas data), reguladas en las Leyes 1266 de 2008 y 1581 de 2012 y demás normas que las complementen, adicionen o modifiquen.

DÉCIMA SEXTA – COMPROMISO DE CONFIDENCIALIDAD:

Los estudios, análisis, informes, textos, documentos, aplicaciones, modelos, bases de datos, software, hardware, marcas, enseñas, nombres comerciales, dibujos industriales, patentes, Know How, secretos industriales, invenciones, descubrimientos, metodologías y demás información considerada como propiedad intelectual protegida, a la cual el **CONTRATISTA** tenga acceso en virtud del desarrollo del objeto de este contrato, serán de propiedad exclusiva del **CONTRATANTE.**

El **CONTRATISTA** no podrá revelar, durante la vigencia de este contrato o dentro de los dos (2) años siguientes a su expiración, información confidencial o de propiedad del **CONTRATANTE** relacionada con la asesoría, los servicios, este contrato o las actividades u operaciones del **CONTRATANTE** sin el previo consentimiento por escrito de este último.

Por la celebración de este contrato el **CONTRATISTA** asume los deberes de confidencialidad que el **CONTRATANTE** ha asumido con los clientes en los proyectos en los que el **CONTRATISTA** prestará servicios. Por ello, el **CONTRATISTA** está facultado para solicitar información a la Supervisión sobre las condiciones de esos acuerdos de confidencialidad y el **CONTRATANTE** lo está para deducirle a el **CONTRATISTA** los perjuicios causados o los pagados cuando por su actuación dolosa o culposa sea demandado el **CONTRATANTE** por cualquiera de sus clientes, accionistas, proveedores o asociados bajo cualquier modalidad.

Toda violación al deber de confidencialidad da lugar a la terminación justificada del contrato por el **CONTRATANTE.**

DÉCIMA SÉPTIMA – PROPIEDAD DE LOS ESTUDIOS:

Será de propiedad del **CONTRATANTE** los resultados de los estudios, análisis, encuestas, archivos, documentos, programas y demás aplicaciones en computador y en general los trabajos realizados durante y para el desarrollo del Contrato. Por lo cual la aplicación de metodologías desarrolladas por **CQM CONSULTORÍA S.A.S** sin el consentimiento previo y por escrito es considerado razón suficiente para que **CQM CONSULTORÍA S.A.S** de por terminado el Contrato y aplique la Cláusula penal establecida en la Cláusula Octava del presente Contrato, sin detrimento de que **CQM CONSULTORÍA S.A.S** tome las acciones legales para restituir sus derechos.

DÉCIMA OCTAVA – POLÍTICA DE CALIDAD

El **CONTRATISTA** declara que conoce la política de calidad de la firma: "CQM Consultoría S.A.S, presta servicios de consultoría, auditoría, peritaje y capacitación en áreas técnicas, regulatorias y jurídicas en el sector minero energético a nivel nacional e internacional. A través de nuestros procesos de entendimiento, planeamiento, ejecución y seguimiento, garantizamos la entrega de servicios de alto nivel técnico y el compromiso de cumplir con los requisitos de la calidad y el bienestar de los grupos de interés. Contamos con una red de personal altamente capacitado, óptima gestión de los recursos

☎ (571) 6316274 Cel. 320 847 3393 *e-mail:* camilo.quinterom@cqmconsultoriasas.com
✉ Carrera 46 No. 22B – 20 Oficina 504 Edificio Salitre Office, Bogotá D. C. Colombia

y trabajamos por el mejoramiento continuo de nuestros procesos y la gestión del riesgo".

DÉCIMA NOVENA – DOMICILIO CONTRACTUAL:
Para todos los efectos legales, el domicilio contractual será la ciudad de **BOGOTÁ D.C.** y las notificaciones serán recibidas por las partes en las siguientes direcciones: Por parte de **CQM CONSULTORÍA S.A.S** en la Carrera 46 No. 22B-20 Oficina 504 Edificio Salitre Office en Bogotá y por parte del **CONTRATISTA** en la CL 45 # 45-84 en Bogotá.

De conformidad con lo anterior, las partes suscriben el presente documento en dos ejemplares del mismo tenor y valor el 4 de julio de 2023, en la ciudad de Bogotá.

3. FIRMAS

CAMILO QUINTERO MONTAÑO
C.C. No. 80.266.825 de Bogotá
Representante legal
CQM CONSULTORIA S.A.S.
CONTRATANTE

Nicolas Torres

NICOLAS CAMILO TORRES HERNANDEZ
C.C. No. 1.032.467.654 de Bogotá
CONTRATISTA

☎ (571) 6316274 Cel. 320 847 3393 *e-mail:* camilo.quinterom@cqmconsultoriasas.com
✉ Carrera 46 No. 22B – 20 Oficina 504 Edificio Salitre Office, Bogotá D. C. Colombia

CONTRATO No. CQM SAS-2023-049
CELEBRADO ENTRE CQM CONSULTORIA S.A.S Y NICOLAS JIMENEZ PEREZ

1. IDENTIFICACIÓN DE LAS PARTES

Entre los suscritos, **CAMILO QUINTERO MONTAÑO**, mayor de edad, residenciado y domiciliado en Bogotá, identificado con la C.C. No. 80.266.825 de Bogotá D.C., quien obra en su calidad de representante legal de **CAMILO QUINTERO MONTAÑO CONSULTORÍA S.A.S**, sociedad identificada con NIT 900.805.360-7, en adelante se denominará el **CONTRATANTE**, por una parte y, por otra **NICOLAS JIMENEZ PEREZ** mayor de edad, residenciad y domiciliad en Bogotá, identificada con la C.C. No. **1.026.305.564** de Bogotá D.C, actuando en nombre propio y quien para los efectos se denominará el **CONTRATISTA**, acuerdan celebrar el presente contrato de prestación de servicios profesionales, el cual se regirá por las siguientes cláusulas:

2. CLAUSULADO

PRIMERA – OBJETO:

El **CONTRATISTA,** en su calidad de Ingeniero Eléctrico sin que exista subordinación jurídica alguna, se obliga para con **CQM CONSULTORÍA S.A.S** a ejecutar los trabajos y demás actividades contempladas en este contrato, el cual debe realizarse de conformidad con las condiciones y cláusulas del presente documento, atendiendo a las necesidades propias del **CONTRATANTE.** En especial el **CONTRATISTA** se obliga a prestar apoyo a **CQM CONSULTORÍA S.A.S** en las siguientes actividades:

- Apoyo en las actividades de recopilación de información, análisis y demás requeridos en el desarrollo de las consultorías en curso por CQM CONSULTORIA SAS.
- Modelamiento de sistemas potencia en el software Neplan, en particular proyecto ENERCA.
- Desarrollo de conceptos regulatorios para las empresas asesoradas por parte de CQM CONSULTORÍA SAS y Camilo Quintero Montaño.
- Búsqueda de oportunidades y preparación de Ofertas de Consultoría y otros que puedan requerirse para el cumplimiento de los proyectos de consultoría

PARÁGRAFO: El **CONTRATISTA** actuará por su propia cuenta, con absoluta autonomía y no estará sometida a subordinación laboral alguna con el **CONTRATANTE** y sus derechos se limitarán de acuerdo con la naturaleza del contrato, a exigir el cumplimiento de las obligaciones del **CONTRATANTE** y al pago de los honorarios estipulados por la prestación del servicio.

SEGUNDA – PLAZO DE EJECUCIÓN:

El plazo de ejecución del presente contrato será desde la firma de este contrato hasta el 29 de diciembre de 2023, previo el cumplimiento de requisitos de ejecución, perfeccionamiento y legalización y estará sujeto a la aprobación de los productos a su cargo. De la misma manera, las partes podrán prorrogar por común acuerdo, con antelación a la fecha de expiración, mediante un otrosí que debe contar por escrito.

Dada la naturaleza de la relación jurídica, cualquiera de las partes podrá terminar el contrato por preaviso en cualquier tiempo, sin que ello dé lugar a la otra a reclamar perjuicios por la decisión.

☎ (571) 6316274 Cel. 320 847 3393 *e-mail:* camilo.quinterom@cqmconsultoriasas.com
✉ Carrera 46 No. 22B – 20 Oficina 504 Edificio Salitre Office, Bogotá D. C. Colombia

TERCERA – VALOR:

El valor del contrato acordado por las partes será por la suma de DIECISÉIS MILLONES TRESCIENTOS SESENTA Y OCHO MIL PESOS M/CTE ($16.368.000) valor que no incluye el IVA. Este valor si incluye el ICA el cual será retenido según lo indica la Ley Colombiana, así mismo el valor incluye lo correspondiente al pago de prestaciones sociales a cargo del **CONTRATANTE.** Esta suma pagada de conformidad con la cláusula cuarta, sujeto a la terminación de los trabajos a satisfacción del **CONTRATANTE** y la presentación de la cuenta factura correspondiente. No incluye gastos de viaje ni de alojamiento fuera de Bogotá los cuales, en caso de requerirse serán acordados y pagados por el **CONTRATANTE.**

CUARTA – FORMA DE PAGO:

El valor pactado en la cláusula anterior será cancelado así:

i. Dos (2) pagos iguales mensuales por un valor de DOS MILLONES SEISCIENTOS CUARENTA MIL PESOS M/CTE ($2.640.000), al finalizar los meses de julio y agosto de 2023 respectivamente, contra entrega de los productos pactados y recibidos a satisfacción por parte del **CONTRATANTE**, luego de presentar la respectiva cuenta de cobro y documentos soporte.

ii. Cuatro (4) pagos iguales mensuales por un valor de DOS MILLONES SETECIENTOS SETENTA Y DOS MIL PESOS M/CTE ($2.772.000), al finalizar los meses de septiembre, octubre, noviembre y diciembre de 2023 respectivamente, contra entrega de los productos pactados y recibidos a satisfacción por parte del **CONTRATANTE**, luego de presentar la respectiva cuenta de cobro.

PARAGRAFO PRIMERO: Queda entendido que los impuestos que genere el presente contrato serán cancelados por el **CONTRATISTA. PARAGRAFO SEGUNDO:** Una vez recibidos a satisfacción los productos objeto de este contrato el **CONTRATANTE**, consignará el monto acordado en la cuenta de ahorros No. 29901569485 del Bancolombia a nombre de Nicolás Jiménez Pérez. **PARAGRAFO TERCERO:** Cualquier costo que surja del proceso de pago será asumido por el **CONTRATISTA. PARAGRAFO CUARTO:** El **CONTRATISTA** deberá presentar junto con la cuenta de cobro los comprobantes que acrediten el pago de aportes al sistema de seguridad social integral de la forma y términos indicados en la Ley 789 de 2002.

QUINTA – OBLIGACIONES DEL CONTRATANTE:

1. Pagará al **CONTRATISTA** el valor establecido en la cláusula tercera en la oportunidad y forma establecida en la cláusula cuarta.
2. Permitir el acceso a la documentación e información requerida por **EL CONTRATISTA** para ejecutar debidamente el presente contrato.
3. Supervisar la correcta ejecución del contrato.
4. Aportar al **CONTRATISTA** toda la información técnica, administrativa y contractual, necesaria para la ejecución del contrato.
5. Notificar al **CONTRATISTA** inconformidades, novedades o posibles acciones de mejora que éste deba ejecutar

SEXTA – OBLIGACIONES DEL CONTRATISTA:

Deberá cumplir en forma eficiente y oportuna con los trabajos para los que fue contratado

☎ (571) 6316274 Cel. 320 847 3393 *e-mail:* camilo.quinterom@cqmconsultoriasas.com
✉ Carrera 46 No. 22B – 20 Oficina 504 Edificio Salitre Office, Bogotá D. C. Colombia

enunciados en la cláusula primera del presente contrato y con el contrato referenciado en la misma cláusula del presente documento, además de aquellas obligaciones que se generen de acuerdo con la naturaleza del servicio, como lo que puede ser la presentación de informes o cualquier otra orden que imparta el **CONTRATANTE.**

PARÁGRAFO PRIMERO: El **CONTRATISTA,** se obliga a cumplir con todas las directrices técnicas que el **CONTRATANTE** le imparta para la buena ejecución del presente contrato atendiendo a la buena calidad del servicio prestado. **PARÁGRAFO SEGUNDO:** El **CONTRATISTA** se obliga a guardar estricto cuidado con el manejo del Software y Hardware que le sea entregado para el desarrollo de este contrato, y su uso será exclusivo para las actividades para las que fue contratado. En caso de daño del Hardware suministrado por el **CONTRATANTE** por fuera de la oficina, será responsabilidad exclusiva del **CONTRATISTA. PARAGRAFO TERCERO:** Las partes acuerdan que el trabajo puede ser desarrollado en la oficina del **CONTRATANTE,** ubicada en la Carrera 46 No. 22B-20 Oficina 504 Edificio Salitre Office en Bogotá, o en la residencia del **CONTRATISTA** garantizando en todo momento las herramientas, conexión, disponibilidad acordada y demás aspectos que permitan desarrollar el objeto contratado. **PARÁGRAFO CUARTO:** El **CONTRATRISTA** se obliga a mantener actualizado el Registro Único Tributario (RUT) y Registro de Información Tributaria (RIT) e informar al **CONTRATANTE** para efectos de la liquidación de los honorarios prestados. Si el **CONTRATISTA** es facturador electrónico, deberá adjuntar la resolución de facturación y/o la renovación expedida por la DIAN, según corresponda.

SÉPTIMA – EXCUSIVIDAD

El **CONTRATRISTA** se obliga a prestar sus servicios profesionales de forma exclusiva para el **CONTRATANTE** a durante la ejecución de este contrato.

OCTAVA – VIGILANCIA DEL CONTRATO:

CAMILO QUINTERO MONTAÑO o el representante que éste designe supervisará la ejecución del servicio profesional encomendado, y podrá formular las observaciones correcciones y aclaraciones que considere necesarias para la correcta ejecución del servicio prestado.

NOVENA – CLÁUSULA PENAL:

En caso de incumplimiento por parte del **CONTRATISTA** de cualquiera de las obligaciones previstas en el contrato o sus Anexos, dará derecho al **CONTRATANTE** para cobrarse el 25% del valor total del contrato, reconociendo del valor que hasta la fecha debiera haber cancelado de conformidad con la cláusula **CUARTA,** mientras los trabajos realizados por parte del **CONTRATISTA** queden a satisfacción del **CONTRATANTE. PARAGRAFO:** Será considerado incumplimiento la no entrega oportuna de los productos acordados.

DÉCIMA – TERMINACIÓN:

El presente contrato terminará por cualquiera de las siguientes causales:

1. Por imposibilidad de cumplir con el objeto.
2. Por violación de la cláusula de confidencialidad.
3. Por mutuo acuerdo entre las partes.

☎ (571) 6316274 Cel. 320 847 3393 *e-mail:* camilo.quinterom@cqmconsultoriasas.com
✉ Carrera 46 No. 22B – 20 Oficina 504 Edificio Salitre Office, Bogotá D. C. Colombia

4. Por incumplimiento total o parcial del **CONTRATISTA** en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales, en el cual el **CONTRATANTE** podrá dar por terminado unilateralmente en cualquier tiempo.
5. Cuando el **CONTRATISTA** se encuentre incurso en cualquier causal de inhabilidad, incompatibilidad o conflicto de intereses, no contemplada inicialmente o sobreviniente.
6. Por aviso dado con 15 días corrientes de anticipación dentro de la vigencia del plazo inicial o las prórrogas del mismo. En caso de producirse la terminación anticipada, a el **CONTRATISTA** se le cancelarán las sumas devengadas de manera proporcional al trabajo realizado.
7. Por muerte del **CONTRATISTA** o disolución o liquidación del **CONTRATANTE**.

DECIMA PRIMERA – CARÁCTER JURÍDICO:

Este contrato por el carácter que tiene, por haber sido celebrado para el cumplimiento de una determinada labor especializada, que no contempla horarios parciales, sino claramente el cumplimiento de una tarea específica, no da lugar a ningún tipo de prestaciones sociales ni sobre remuneración de ninguna naturaleza.

PARÁGRAFO: Dada la inexistencia absoluta de subordinación dentro de la relación que se deriva entre las partes de este contrato, es claro que no existe relación de carácter laboral, sin embargo, si por cualquier circunstancia cualquiera autoridad judicial llegare no obstante lo anterior, a interpretar que la relación entre el **CONTRATISTA** y el **CONTRATANTE** es de carácter laboral, el valor de este contrato, deberá entenderse que habrá retribuido no solamente el trabajo ordinario sino que además, habrá compensado de antemano el valor de cualesquiera prestaciones sociales, recargo y beneficios tales como el trabajo nocturno, el realizado en día dominical o festivo, primas legales, cesantías e intereses sobre la cesantía y en general cualquier otro pago de naturaleza laboral que pudiese ser aplicado. El **CONTRATISTA** actuará por su propia cuenta, con absoluta autonomía y no estará sometido a subordinación laboral con el **CONTRATANTE** y sus derechos se limitarán, de acuerdo con la naturaleza del contrato, a exigir el cumplimiento de las obligaciones del **CONTRATANTE**, y el pago de los honorarios estipulados por la prestación del servicio.

DÉCIMA SEGUNDA – CESIÓN DEL CONTRATO:

El **CONTRATISTA** no podrá ceder parcial ni totalmente la ejecución del presente contrato a un tercero salvo previa autorización expresa y escrita del **CONTRATANTE,** previo concepto positivo del Supervisor del contrato.

DÉCIMA TERCERA – SEGURIDAD SOCIAL:

Queda entendido que el **CONTRATISTA** tiene la obligación de estar afiliado a una Compañía de Seguridad Social o Medicina Prepagada, pensión y ARL como independiente de la forma y términos indicados en la Ley 789 de 2002, por lo tanto, el **CONTRATISTA** dentro de sus honorarios ha incluido los costos asociados a la seguridad social, por lo cual el **CONTRATISTA** renuncia a cualquier tipo de reclamación formal o judicial por este concepto. Ajustado a los requerimientos de la Ley, el **CONTRATISTA** suministrará los soportes del pago de seguridad social.

DÉCIMA CUARTA – CLÁUSULA COMPROMISORIA:

Las partes convienen que en el evento en que surja alguna diferencia entre las mismas, por razón o

☎ (571) 6316274 Cel. 320 847 3393 *e-mail:* camilo.quinterom@cqmconsultoriasas.com
✉ Carrera 46 No. 228 – 20 Oficina 504 Edificio Salitre Office, Bogotá D. C. Colombia

con ocasión del presente contrato, será resuelta por mutuo acuerdo entre las partes y en caso de no llegar a un acuerdo se nombrarán tres representantes, uno por cada parte y otro conjuntamente para que conforme a la legislación vigente dirime el conflicto de manera amigable.

DÉCIMA QUINTA –PROTECCION DE DATOS:

El **CONTRATISTA** cumplirá con los deberes y obligaciones que le impone la normatividad vigente en cuanto a la protección y manejo de datos personales e información contenida en bases de datos personales (habeas data), reguladas en las Leyes 1266 de 2008 y 1581 de 2012 y demás normas que las complementen, adicionen o modifiquen.

DÉCIMA SEXTA – COMPROMISO DE CONFIDENCIALIDAD:

Los estudios, análisis, informes, textos, documentos, aplicaciones, modelos, bases de datos, software, hardware, marcas, enseñas, nombres comerciales, dibujos industriales, patentes, Know How, secretos industriales, invenciones, descubrimientos, metodologías y demás información considerada como propiedad intelectual protegida, a la cual el **CONTRATISTA** tenga acceso en virtud del desarrollo del objeto de este contrato, serán de propiedad exclusiva del **CONTRATANTE.**

El **CONTRATISTA** no podrá revelar, durante la vigencia de este contrato o dentro de los dos (2) años siguientes a su expiración, información confidencial o de propiedad del **CONTRATANTE** relacionada con la asesoría, los servicios, este contrato o las actividades u operaciones del **CONTRATANTE** sin el previo consentimiento por escrito de este último.

Por la celebración de este contrato el **CONTRATISTA** asume los deberes de confidencialidad que el **CONTRATANTE** ha asumido con los clientes en los proyectos en los que el **CONTRATISTA** prestará servicios. Por ello, el **CONTRATISTA** está facultado para solicitar información a la Supervisión sobre las condiciones de esos acuerdos de confidencialidad y el **CONTRATANTE** lo está para deducirle a el **CONTRATISTA** los perjuicios causados o los pagados cuando por su actuación dolosa o culposa sea demandado el **CONTRATANTE** por cualquiera de sus clientes, accionistas, proveedores o asociados bajo cualquier modalidad.

Toda violación al deber de confidencialidad da lugar a la terminación justificada del contrato por el **CONTRATANTE.**

DÉCIMA SÉPTIMA – PROPIEDAD DE LOS ESTUDIOS:

Será de propiedad del **CONTRATANTE** los resultados de los estudios, análisis, encuestas, archivos, documentos, programas y demás aplicaciones en computador y en general los trabajos realizados durante y para el desarrollo del Contrato. Por lo cual la aplicación de metodologías desarrolladas por **CQM CONSULTORÍA S.A.S** sin el consentimiento previo y por escrito es considerado razón suficiente para que **CQM CONSULTORÍA S.A.S** de por terminado el Contrato y aplique la Cláusula penal establecida en la Cláusula Octava del presente Contrato, sin detrimento de que **CQM CONSULTORÍA S.A.S** tome las acciones legales para restituir sus derechos.

DÉCIMA OCTAVA – POLÍTICA DE CALIDAD

El **CONTRATISTA** declara que conoce la política de calidad de la firma: "CQM Consultoría S.A.S, presta servicios de consultoría, auditoría, peritaje y capacitación en áreas técnicas, regulatorias y jurídicas en el sector minero energético a nivel nacional e internacional. A través de nuestros procesos de

☎ (571) 6316274 Cel. 320 847 3393 *e-mail:* camilo.quinterom@cqmconsultoriasas.com
✉ Carrera 46 No. 228 – 20 Oficina 504 Edificio Salitre Office, Bogotá D. C. Colombia

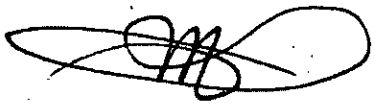
entendimiento, planeamiento, ejecución y seguimiento, garantizamos la entrega de servicios de alto nivel técnico y el compromiso de cumplir con los requisitos de la calidad y el bienestar de los grupos de interés. Contamos con una red de personal altamente capacitado, óptima gestión de los recursos y trabajamos por el mejoramiento continuo de nuestros procesos y la gestión del riesgo".

DÉCIMA NOVENA – DOMICILIO CONTRACTUAL:

Para todos los efectos legales, el domicilio contractual será la ciudad de **BOGOTÁ D.C.** y las notificaciones serán recibidas por las partes en las siguientes direcciones: Por parte de **CQM CONSULTORÍA S.A.S** en la Carrera 46 No. 22B-20 Oficina 504 Edificio Salitre Office en Bogotá y por parte del **CONTRATISTA** en la en la carrera 64 # 24-47 en Bogotá.

De conformidad con lo anterior, las partes suscriben el presente documento en dos ejemplares del mismo tenor y valor el 4 de julio de 2023, en la ciudad de Bogotá.

3. FIRMAS



CAMILO QUINTERO MONTAÑO
C.C. No. 80.266.825 de Bogotá
Representante legal
CQM CONSULTORIA S.A.S.
CONTRATANTE

Nicolás Jiménez Pérez

NICOLAS JIMENEZ PEREZ
C.C. No. 1.026.305.564 de Bogotá
CONTRATISTA

☎ (571) 6316274 Cel. 320 847 3393 *e-mail:* camilo.quinterom@cqmconsultoriasas.com
✉ Carrera 46 No. 22B – 20 Oficina 504 Edificio Salitre Office, Bogotá D. C. Colombia

CONTRATO No. CQM SAS-2023-050
CELEBRADO ENTRE CQM CONSULTORIA S.A.S Y JULY GISELL GÓMEZ FAJARDO

1. IDENTIFICACIÓN DE LAS PARTES

Entre los suscritos, **CAMILO QUINTERO MONTAÑO**, mayor de edad, residenciado y domiciliado en Bogotá, identificado con la C.C. No. 80.266.825 de Bogotá D.C., quien obra en su calidad de representante legal de **CAMILO QUINTERO MONTAÑO CONSULTORÍA S.A.S**, sociedad identificada con NIT 900.805.360-7, en adelante se denominará el **CONTRATANTE**, por una parte y, por otra **JULY GISELL GÓMEZ FAJARDO** mayor de edad, residenciada y domiciliada en Bogotá, identificada con la C.C. No. **1022.435.334** de **Bogotá DC** actuando en nombre propio y quien para los efectos se denominará el **CONTRATISTA**, acuerdan celebrar el presente contrato de prestación de servicios profesionales, el cual se regirá por las siguientes cláusulas:

2. CLAUSULADO

PRIMERA - OBJETO

El **CONTRATISTA,** en su calidad de Ingeniera Electricista sin que exista subordinación jurídica alguna, se obliga para con **CQM CONSULTORÍA S.A.S** a ejecutar los trabajos y demás actividades contempladas en este contrato, el cual debe realizarse de conformidad con las condiciones y cláusulas del presente documento, atendiendo a las necesidades propias del **CONTRATANTE.** En especial el **CONTRATISTA** se obliga a prestar apoyo a **CQM CONSULTORÍA S.A.S** en las siguientes actividades:

- Apoyo en las actividades de recopilación de información, análisis y demás requeridos en la realización del proyecto CRIE, plan de expansión ENERCA, entre otros
- Apoyo en las actividades de recopilación de información, análisis y demás requeridos en la realización del proyecto GeoPark (Análisis del mercado de derivados Estandarizados de Commodities Energéticos: Derivex)
- Apoyo en las actividades de recopilación de información, análisis y demás requeridos en la realización del proyecto CREG (Caracterización de la cadena de valor del GLP)
- Desarrollo de las actividades propias de los proyectos de asesoría económica y regulatoria que estén en curso por parte de Camilo Quintero Montaño Consultoría SAS.
- Desarrollo de conceptos regulatorios para las empresas asesoradas por parte de CQM CONSULTORÍA SAS y Camilo Quintero Montaño.
- Búsqueda de oportunidades y preparación de Ofertas de Consultoría y otros que puedan requerirse para el cumplimiento de los proyectos de consultoría

PARÁGRAFO: El **CONTRATISTA** actuará por su propia cuenta, con absoluta autonomía y no estará sometida a subordinación laboral alguna con el **CONTRATANTE** y sus derechos se limitarán de acuerdo con la naturaleza del contrato, a exigir el cumplimiento de las obligaciones del **CONTRATANTE** y al pago de los honorarios estipulados por la prestación del servicio.

SEGUNDA – PLAZO DE EJECUCIÓN:

El plazo de ejecución del presente contrato será desde la firma de este contrato hasta el 29 de diciembre de 2023, previo el cumplimiento de requisitos de ejecución, perfeccionamiento y

☎ (571) 6316274 Cel. 320 847 3393 *e-mail:* camilo.quinterom@cqmconsultoriasas.com
✉ Carrera 46 No. 22B – 20 Oficina 504 Edificio Salitre Office, Bogotá D. C. Colombia

legalización y estará sujeto a la aprobación de los productos a su cargo. De la misma manera, las partes podrán prorrogar por común acuerdo, con antelación a la fecha de expiración, mediante un otrosí que debe contar por escrito.
Dada la naturaleza de la relación jurídica, cualquiera de las partes podrá terminar el contrato por preaviso en cualquier tiempo, sin que ello dé lugar a la otra a reclamar perjuicios por la decisión.

TERCERA – VALOR:
El valor del contrato acordado por las partes será por la suma de VEINTIOCHO MILLONES DE PESOS M/CTE ($28.000.000) valor que no incluye el IVA. Este valor si incluye el ICA el cual será retenido según lo indica la Ley Colombiana, así mismo el valor incluye lo correspondiente al pago de prestaciones sociales a cargo del **CONTRATANTE.** Esta suma pagada de conformidad con la cláusula cuarta, sujeto a la terminación de los trabajos a satisfacción del **CONTRATANTE** y la presentación de la cuenta factura correspondiente. No incluye gastos de viaje ni de alojamiento fuera de Bogotá los cuales, en caso de requerirse serán acordados y pagados por el **CONTRATANTE.**

CUARTA – FORMA DE PAGO:
El valor pactado en la cláusula anterior será cancelado así:

i. Dos (2) pagos iguales mensuales por un valor de CUATRO MILLONES DE PESOS M/CTE ($4.000.000) al finalizar los meses de julio y agosto de 2023 respectivamente, contra entrega de los productos pactados y recibidos a satisfacción por parte del **CONTRATANTE**, luego de presentar la respectiva cuenta de cobro y documentos soporte.
ii. Cuatro (4) pagos iguales por un valor de CINCO MILLONES DE PESOS M/CTE ($5.000.000), al finalizar los meses de septiembre, octubre, noviembre y diciembre de 2023, contra entrega de los productos pactados y recibidos a satisfacción por parte del **CONTRATANTE**, luego de presentar la respectiva cuenta de cobro.

PARAGRAFO PRIMERO: Queda entendido que los impuestos que genere el presente contrato serán cancelados por el **CONTRATISTA. PARAGRAFO SEGUNDO:** Una vez recibidos a satisfacción los productos objeto de este contrato el **CONTRATANTE**, consignará el monto acordado en la cuenta de ahorros No. 9232066971 del Banco Scotiabank Colpatria a nombre de July Gisell Gómez Fajardo. **PARAGRAFO TERCERO:** Cualquier costo que surja del proceso de pago será asumido por el **CONTRATISTA. PARAGRAFO CUARTO:** El **CONTRATISTA** deberá presentar junto con la cuenta de cobro los comprobantes que acrediten el pago de aportes al sistema de seguridad social integral de la forma y términos indicados en la Ley 789 de 2002.

QUINTA – OBLIGACIONES DEL CONTRATANTE:

1. Pagará al **CONTRATISTA** el valor establecido en la cláusula tercera en la oportunidad y forma establecida en la cláusula cuarta.
2. Permitir el acceso a la documentación e información requerida por **EL CONTRATISTA** para ejecutar debidamente el presente contrato.
3. Supervisar la correcta ejecución del contrato.
4. Aportar al **CONTRATISTA** toda la información técnica, administrativa y contractual, necesaria para la ejecución del contrato.

☎ (571) 6316274 Cel. 320 847 3393 *e-mail:* camilo.quinterom@cqmconsultoriasas.com
✉ Carrera 46 No. 22B – 20 Oficina 504 Edificio Salitre Office, Bogotá D. C. Colombia

5. Notificar al **CONTRATISTA** inconformidades, novedades o posibles acciones de mejora que éste deba ejecutar

SEXTA – OBLIGACIONES DEL CONTRATISTA:

Deberá cumplir en forma eficiente y oportuna con los trabajos para los que fue contratado enunciados en la cláusula primera del presente contrato y con el contrato referenciado en la misma cláusula del presente documento, además de aquellas obligaciones que se generen de acuerdo con la naturaleza del servicio, como lo que puede ser la presentación de informes o cualquier otra orden que imparta el **CONTRATANTE.**

PARÁGRAFO PRIMERO: El **CONTRATISTA,** se obliga a cumplir con todas las directrices técnicas que el **CONTRATANTE** le imparta para la buena ejecución del presente contrato atendiendo a la buena calidad del servicio prestado. **PARÁGRAFO SEGUNDO:** El **CONTRATISTA** se obliga a guardar estricto cuidado con el manejo del Software y Hardware que le sea entregado para el desarrollo de este contrato, y su uso será exclusivo para las actividades para las que fue contratado. En caso de daño del Hardware suministrado por el **CONTRATANTE** por fuera de la oficina, será responsabilidad exclusiva del **CONTRATISTA. PARAGRAFO TERCERO:** Las partes acuerdan que el trabajo puede ser desarrollado en la oficina del **CONTRATANTE,** ubicada en la Carrera 46 No. 22B-20 Oficina 504 Edificio Salitre Office en Bogotá, o en la residencia del **CONTRATISTA** garantizando en todo momento las herramientas, conexión, disponibilidad acordada y demás aspectos que permitan desarrollar el objeto contratado. **PARÁGRAFO CUARTO:** El **CONTRATRISTA** se obliga a mantener actualizado el Registro Único Tributario (RUT) y Registro de Información Tributaria (RIT) e informar al **CONTRATANTE** para efectos de la liquidación de los honorarios prestados. Si el **CONTRATISTA** es facturador electrónico, deberá adjuntar la resolución de facturación y/o la renovación expedida por la DIAN, según corresponda.

SÉPTIMA – EXCUSIVIDAD

El **CONTRATRISTA** se obliga a prestar sus servicios profesionales de forma exclusiva para el **CONTRATANTE** a durante la ejecución de este contrato.

OCTAVA – VIGILANCIA DEL CONTRATO:

CAMILO QUINTERO MONTAÑO o el representante que éste designe supervisará la ejecución del servicio profesional encomendado, y podrá formular las observaciones correcciones y aclaraciones que considere necesarias para la correcta ejecución del servicio prestado.

NOVENA – CLÁUSULA PENAL:

En caso de incumplimiento por parte del **CONTRATISTA** de cualquiera de las obligaciones previstas en el contrato o sus Anexos, dará derecho al **CONTRATANTE** para cobrarse el 25% del valor total del contrato, reconociendo del valor que hasta la fecha debiera haber cancelado de conformidad con la cláusula **CUARTA,** mientras los trabajos realizados por parte del **CONTRATISTA** queden a satisfacción del **CONTRATANTE. PARAGRAFO:** Será considerado incumplimiento la no entrega oportuna de los productos acordados.

☎ (571) 6316274 Cel. 320 847 3393 *e-mail:* camilo.quinterom@cqmconsultoriasas.com
✉ Carrera 46 No. 22B – 20 Oficina 504 Edificio Salitre Office, Bogotá D. C. Colombia

DÉCIMA – TERMINACIÓN:

El presente contrato terminará por cualquiera de las siguientes causales:

1. Por imposibilidad de cumplir con el objeto.
2. Por violación de la cláusula de confidencialidad.
3. Por mutuo acuerdo entre las partes.
4. Por incumplimiento total o parcial del **CONTRATISTA** en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales, en el cual el **CONTRATANTE** podrá dar por terminado unilateralmente en cualquier tiempo.
5. Cuando el **CONTRATISTA** se encuentre incurso en cualquier causal de inhabilidad, incompatibilidad o conflicto de intereses, no contemplada inicialmente o sobreviniente.
6. Por aviso dado con 15 días corrientes de anticipación dentro de la vigencia del plazo inicial o las prórrogas del mismo. En caso de producirse la terminación anticipada, a el **CONTRATISTA** se le cancelarán las sumas devengadas de manera proporcional al trabajo realizado.
7. Por muerte del **CONTRATISTA** o disolución o liquidación del **CONTRATANTE**.

DECIMA PRIMERA – CARÁCTER JURÍDICO:

Este contrato por el carácter que tiene, por haber sido celebrado para el cumplimiento de una determinada labor especializada, que no contempla horarios parciales, sino claramente el cumplimiento de una tarea específica, no da lugar a ningún tipo de prestaciones sociales ni sobre remuneración de ninguna naturaleza.

PARÁGRAFO: Dada la inexistencia absoluta de subordinación dentro de la relación que se deriva entre las partes de este contrato, es claro que no existe relación de carácter laboral, sin embargo, si por cualquier circunstancia cualquiera autoridad judicial llegare no obstante lo anterior, a interpretar que la relación entre el **CONTRATISTA** y el **CONTRATANTE** es de carácter laboral, el valor de este contrato, deberá entenderse que habrá retribuido no solamente el trabajo ordinario sino que además, habrá compensado de antemano el valor de cualesquiera prestaciones sociales, recargo y beneficios tales como el trabajo nocturno, el realizado en día dominical o festivo, primas legales, cesantías e intereses sobre la cesantía y en general cualquier otro pago de naturaleza laboral que pudiese ser aplicado. El **CONTRATISTA** actuará por su propia cuenta, con absoluta autonomía y no estará sometido a subordinación laboral con el **CONTRATANTE** y sus derechos se limitarán, de acuerdo con la naturaleza del contrato, a exigir el cumplimiento de las obligaciones del **CONTRATANTE**, y el pago de los honorarios estipulados por la prestación del servicio.

DÉCIMA SEGUNDA – CESIÓN DEL CONTRATO:

El **CONTRATISTA** no podrá ceder parcial ni totalmente la ejecución del presente contrato a un tercero salvo previa autorización expresa y escrita del **CONTRATANTE,** previo concepto positivo del Supervisor del contrato.

DÉCIMA TERCERA – SEGURIDAD SOCIAL:

Queda entendido que el **CONTRATISTA** tiene la obligación de estar afiliado a una Compañía de Seguridad Social o Medicina Prepagada, pensión y ARL como independiente de la forma y términos indicados en la Ley 789 de 2002, por lo tanto, el **CONTRATISTA** dentro de sus honorarios ha incluido los costos asociados a la seguridad social, por lo cual el **CONTRATISTA** renuncia a cualquier tipo de

☎ (571) 6316274 Cel. 320 847 3393 *e-mail:* camilo.quinterom@cqmconsultoriasas.com
✉ Carrera 46 No. 22B – 20 Oficina 504 Edificio Salitre Office, Bogotá D. C. Colombia

reclamación formal o judicial por este concepto. Ajustado a los requerimientos de la Ley, el **CONTRATISTA** suministrará los soportes del pago de seguridad social.

DÉCIMA CUARTA – CLÁUSULA COMPROMISORIA:

Las partes convienen que en el evento en que surja alguna diferencia entre las mismas, por razón o con ocasión del presente contrato, será resuelta por mutuo acuerdo entre las partes y en caso de no llegar a un acuerdo se nombrarán tres representantes, uno por cada parte y otro conjuntamente para que conforme a la legislación vigente dirime el conflicto de manera amigable.

DÉCIMA QUINTA –PROTECCION DE DATOS:

El **CONTRATISTA** cumplirá con los deberes y obligaciones que le impone la normatividad vigente en cuanto a la protección y manejo de datos personales e información contenida en bases de datos personales (habeas data), reguladas en las Leyes 1266 de 2008 y 1581 de 2012 y demás normas que las complementen, adicionen o modifiquen.

DÉCIMA SEXTA – COMPROMISO DE CONFIDENCIALIDAD:

Los estudios, análisis, informes, textos, documentos, aplicaciones, modelos, bases de datos, software, hardware, marcas, enseñas, nombres comerciales, dibujos industriales, patentes, Know How, secretos industriales, invenciones, descubrimientos, metodologías y demás información considerada como propiedad intelectual protegida, a la cual el **CONTRATISTA** tenga acceso en virtud del desarrollo del objeto de este contrato, serán de propiedad exclusiva del **CONTRATANTE.**

El **CONTRATISTA** no podrá revelar, durante la vigencia de este contrato o dentro de los dos (2) años siguientes a su expiración, información confidencial o de propiedad del **CONTRATANTE** relacionada con la asesoría, los servicios, este contrato o las actividades u operaciones del **CONTRATANTE** sin el previo consentimiento por escrito de este último.

Por la celebración de este contrato el **CONTRATISTA** asume los deberes de confidencialidad que el **CONTRATANTE** ha asumido con los clientes en los proyectos en los que el **CONTRATISTA** prestará servicios. Por ello, el **CONTRATISTA** está facultado para solicitar información a la Supervisión sobre las condiciones de esos acuerdos de confidencialidad y el **CONTRATANTE** lo está para deducirle a el **CONTRATISTA** los perjuicios causados o los pagados cuando por su actuación dolosa o culposa sea demandado el **CONTRATANTE** por cualquiera de sus clientes, accionistas, proveedores o asociados bajo cualquier modalidad.

Toda violación al deber de confidencialidad da lugar a la terminación justificada del contrato por el **CONTRATANTE.**

DÉCIMA SÉPTIMA – PROPIEDAD DE LOS ESTUDIOS:

Será de propiedad del **CONTRATANTE** los resultados de los estudios, análisis, encuestas, archivos, documentos, programas y demás aplicaciones en computador y en general los trabajos realizados durante y para el desarrollo del Contrato. Por lo cual la aplicación de metodologías desarrolladas por **CQM CONSULTORÍA S.A.S** sin el consentimiento previo y por escrito es considerado razón suficiente para que **CQM CONSULTORÍA S.A.S** de por terminado el Contrato y aplique la Cláusula penal establecida en la Cláusula Octava del presente Contrato, sin detrimento de que **CQM CONSULTORÍA S.A.S** tome las acciones legales para restituir sus derechos.

☎ (571) 6316274 Cel. 320 847 3393 *e-mail:* camilo.quinterom@cqmconsultoriasas.com
☒ Carrera 46 No. 22B – 20 Oficina 504 Edificio Salitre Office, Bogotá D. C. Colombia

DÉCIMA OCTAVA – POLÍTICA DE CALIDAD

El **CONTRATISTA** declara que conoce la política de calidad de la firma: "CQM Consultoría S.A.S, presta servicios de consultoría, auditoría, peritaje y capacitación en áreas técnicas, regulatorias y jurídicas en el sector minero energético a nivel nacional e internacional. A través de nuestros procesos de entendimiento, planeamiento, ejecución y seguimiento, garantizamos la entrega de servicios de alto nivel técnico y el compromiso de cumplir con los requisitos de la calidad y el bienestar de los grupos de interés. Contamos con una red de personal altamente capacitado, óptima gestión de los recursos y trabajamos por el mejoramiento continuo de nuestros procesos y la gestión del riesgo".

DÉCIMA NOVENA – DOMICILIO CONTRACTUAL:

Para todos los efectos legales, el domicilio contractual será la ciudad de **BOGOTÁ D.C.** y las notificaciones serán recibidas por las partes en las siguientes direcciones: Por parte de **CQM CONSULTORÍA S.A.S** en la Carrera 46 No. 22B-20 Oficina 504 Edificio Salitre Office en Bogotá y por parte del **CONTRATISTA** en la en la Calle 7ª #73b 98 en Bogotá.

De conformidad con lo anterior, las partes suscriben el presente documento en dos ejemplares del mismo tenor y valor el 4 de julio de 2023, en la ciudad de Bogotá.

3. FIRMAS

CAMILO QUINTERO MONTAÑO
C.C. No. 80.266.825 de Bogotá
Representante legal
CQM CONSULTORIA S.A.S.
CONTRATANTE

JULY GISELL GÓMEZ FAJARDO
C.C. No. 1022435334 de Bogotá
CONTRATISTA

☎ (571) 6316274 Cel. 320 847 3393 *e-mail:* camilo.quinterom@cqmconsultoriasas.com
✉ Carrera 46 No. 22B – 20 Oficina 504 Edificio Salitre Office, Bogotá D. C. Colombia

CQM Consultoría SAS

CONTRATO No. CQM SAS-2023-053
CELEBRADO ENTRE CQM CONSULTORIA S.A.S Y MAGDA LORENA TRIVIÑO CABRERA

1. IDENTIFICACIÓN DE LAS PARTES

Entre los suscritos, **CAMILO QUINTERO MONTAÑO**, mayor de edad, residenciado y domiciliado en Bogotá, identificado con la C.C. No. 80.266.825 de Bogotá D.C., quien obra en su calidad de representante legal de **CAMILO QUINTERO MONTAÑO CONSULTORÍA S.A.S**, sociedad identificada con NIT 900.805.360-7, en adelante se denominará el **CONTRATANTE**, por una parte y, por otra **MAGDA LORENA TRIVIÑO CABRERA** mayor de edad, residenciada y domiciliada en Bogotá, identificada con la C.C. No. 1032.384.737 de Bogotá, actuando en nombre propio y quien para los efectos se denominará el **CONTRATISTA**, acuerdan celebrar el presente contrato de prestación de servicios profesionales, el cual se regirá por las siguientes cláusulas:

2. CLAUSULADO

PRIMERA - OBJETO:

El **CONTRATISTA,** en su calidad de Ingeniera Electricista sin que exista subordinación jurídica alguna, se obliga para con **CQM CONSULTORÍA S.A.S** a ejecutar los trabajos y demás actividades contempladas en este contrato, el cual debe realizarse de conformidad con las condiciones y cláusulas del presente documento, atendiendo a las necesidades propias del **CONTRATANTE.** En especial el **CONTRATISTA** se obliga a prestar apoyo a **CQM CONSULTORÍA S.A.S** en las siguientes actividades:

- Desarrollo de las actividades propias de los proyectos de asesoría técnica y regulatoria que estén en curso por parte de Camilo Quintero Montaño Consultoría SAS, en particular en:
    - Coordinación del Estudio para caracterizar mediante un trabajo de campo la cadena de valor del GLP, evidenciar y valorar las fallas de mercado, tanto existentes como potenciales, inherentes a la cadena de valor del GLP, desarrollado por CQM CONSULTORIA SAS para CREG.
    - Coordinación de Plan de Expansión de ENERCA y otros OR, así como los planes de Inversión que desarrolle CQM CONSULTORIA SAS.
    - Desarrollo de conceptos regulatorios para las empresas asesoradas por parte de CQM CONSULTORÍA SAS.
- Coordinación mantenimiento del Sistema de Gestión de Calidad de la empresa.
- Preparación de Ofertas de Consultoría y otros que puedan requerirse para el cumplimiento de los proyectos de consultoría.
- Planificar, organizar, dirigir y controlar actividades administrativas de los proyectos.
- Desarrollo de los procesos administrativos, técnico y regulatorio en el desarrollo de las actividades propias de los proyectos de asesoría que estén en curso por parte de Camilo Quintero Montaño Consultoría SAS.

PARÁGRAFO: El **CONTRATISTA** actuará por su propia cuenta, con absoluta autonomía y no estará sometida a subordinación laboral alguna con el **CONTRATANTE** y sus derechos se limitarán de acuerdo con la naturaleza del contrato, a exigir el cumplimiento de las obligaciones del **CONTRATANTE** y al pago de los honorarios estipulados por la prestación del servicio.

☎ (571) 6316274 Cel. 320 847 3393 *e-mail:* camilo.quinterom@cqmconsultoriasas.com
☒ Carrera 46 No. 22B – 20 Oficina 504 Edificio Salitre Office, Bogotá D. C. Colombia

SEGUNDA – PLAZO DE EJECUCIÓN:

El plazo de ejecución del presente contrato será desde la firma de este contrato hasta el 29 de diciembre de 2023, previo el cumplimiento de requisitos de ejecución, perfeccionamiento y legalización y estará sujeto a la aprobación de los productos a su cargo. De la misma manera, las partes podrán prorrogar por común acuerdo, con antelación a la fecha de expiración, mediante un otrosí que debe contar por escrito.

Dada la naturaleza de la relación jurídica, cualquiera de las partes podrá terminar el contrato por preaviso en cualquier tiempo, sin que ello dé lugar a la otra a reclamar perjuicios por la decisión.

TERCERA – VALOR:

El valor del contrato acordado por las partes será por la suma de SESENTA MILLONES DE PESOS M/CTE ($60.000.000) más IVA. Este valor incluye el ICA el cual será retenido según lo indica la Ley Colombiana, así mismo el valor incluye lo correspondiente al pago de prestaciones sociales a cargo del **CONTRATANTE.** Esta suma pagada de conformidad con la cláusula cuarta, sujeto a la terminación de los trabajos a satisfacción del **CONTRATANTE** y la presentación de la cuenta factura correspondiente. No incluye gastos de viaje ni de alojamiento fuera de Bogotá los cuales, en caso de requerirse serán acordados y pagados por el **CONTRATANTE.**

CUARTA – FORMA DE PAGO:

El valor pactado en la cláusula anterior será cancelado en un seis (6) pagos iguales mensuales por valor de DIEZ MILLONES DE PESOS M/CTE ($10.000.000) más IVA, y contra entrega de los productos pactados y recibidos a satisfacción por parte del **CONTRATANTE**, luego de presentar la respectiva cuenta de cobro. **PARAGRAFO PRIMERO:** Queda entendido que los impuestos que genere el presente contrato serán cancelados por el **CONTRATISTA. PARAGRAFO SEGUNDO:** Una vez recibidos a satisfacción los productos objeto de este contrato el **CONTRATANTE**, consignará el monto acordado en la cuenta de ahorros No. 695-5410374-0 del Banco Bancolombia. **PARAGRAFO TERCERO:** Cualquier costo que surja del proceso de pago será asumido por el **CONTRATISTA. PARAGRAFO CUARTO:** El **CONTRATISTA** deberá presentar junto con la cuenta de cobro los comprobantes que acrediten el pago de aportes al sistema de seguridad social integral de la forma y términos indicados en la Ley 789 de 2002.

QUINTA – OBLIGACIONES DEL CONTRATANTE:

1. Pagará al **CONTRATISTA** el valor establecido en la cláusula tercera en la oportunidad y forma establecida en la cláusula cuarta.
2. Permitir el acceso a la documentación e información requerida por **EL CONTRATISTA** para ejecutar debidamente el presente contrato.
3. Supervisar la correcta ejecución del contrato.
4. Aportar al **CONTRATISTA** toda la información técnica, administrativa y contractual, necesaria para la ejecución del contrato.
5. Notificar al **CONTRATISTA** inconformidades, novedades o posibles acciones de mejora que éste deba ejecutar

☎ (571) 6316274 Cel. 320 847 3393 *e-mail:* camilo.quinterom@cqmconsultoriasas.com
✉ Carrera 46 No. 22B – 20 Oficina 504 Edificio Salitre Office, Bogotá D. C. Colombia

SEXTA – OBLIGACIONES DEL CONTRATISTA:

Deberá cumplir en forma eficiente y oportuna con los trabajos para los que fue contratado enunciados en la cláusula primera del presente contrato y con el contrato referenciado en la misma cláusula del presente documento, además de aquellas obligaciones que se generen de acuerdo con la naturaleza del servicio, como lo que puede ser la presentación de informes o cualquier otra orden que imparta el **CONTRATANTE.**

PARÁGRAFO PRIMERO: El **CONTRATISTA,** se obliga a cumplir con todas las directrices técnicas que el **CONTRATANTE** le imparta para la buena ejecución del presente contrato atendiendo a la buena calidad del servicio prestado. **PARÁGRAFO SEGUNDO:** El **CONTRATISTA** se obliga a guardar estricto cuidado con el manejo del Software y Hardware que le sea entregado para el desarrollo de este contrato, y su uso será exclusivo para las actividades para las que fue contratado. En caso de daño del Hardware suministrado por el **CONTRATANTE** por fuera de la oficina, será responsabilidad exclusiva del **CONTRATISTA. PARAGRAFO TERCERO:** Las partes acuerdan que el trabajo puede ser desarrollado en la oficina del **CONTRATANTE,** ubicada en la Carrera 46 No. 22B-20 Oficina 504 Edificio Salitre Office en Bogotá, o en la residencia del **CONTRATISTA** garantizando en todo momento las herramientas, conexión, disponibilidad acordada y demás aspectos que permitan desarrollar el objeto contratado. **PARÁGRAFO CUARTO:** El **CONTRATRISTA** se obliga a mantener actualizado el Registro Único Tributario (RUT) y Registro de Información Tributaria (RIT) e informar al **CONTRATANTE** para efectos de la liquidación de los honorarios prestados. Si el **CONTRATISTA** es facturador electrónico, deberá adjuntar la resolución de facturación y/o la renovación expedida por la DIAN, según corresponda.

SÉPTIMA – EXCUSIVIDAD

El **CONTRATRISTA** se obliga a prestar sus servicios profesionales de forma exclusiva a CAMILO QUINTERO MONTAÑO durante la ejecución de este contrato.

OCTAVA – VIGILANCIA DEL CONTRATO:

CAMILO QUINTERO MONTAÑO o el representante que éste designe supervisará la ejecución del servicio profesional encomendado, y podrá formular las observaciones correcciones y aclaraciones que considere necesarias para la correcta ejecución del servicio prestado.

NOVENA – CLÁUSULA PENAL:

En caso de incumplimiento por parte del **CONTRATISTA** de cualquiera de las obligaciones previstas en el contrato o sus Anexos, dará derecho al **CONTRATANTE** para cobrarse el 25% del valor total del contrato, reconociendo del valor que hasta la fecha debiera haber cancelado de conformidad con la cláusula **CUARTA,** mientras los trabajos realizados por parte del **CONTRATISTA** queden a satisfacción del **CONTRATANTE. PARAGRAFO:** Será considerado incumplimiento la no entrega oportuna de los productos acordados.

DÉCIMA – TERMINACIÓN:

El presente contrato terminará por cualquiera de las siguientes causales:

1. Por imposibilidad de cumplir con el objeto.
2. Por violación de la cláusula de confidencialidad.

☎ (571) 6316274 Cel. 320 847 3393 *e-mail:* camilo.quinterom@cqmconsultoriasas.com
✉ Carrera 46 No. 22B – 20 Oficina 504 Edificio Salitre Office, Bogotá D. C. Colombia

3. Por mutuo acuerdo entre las partes.
4. Por incumplimiento total o parcial del **CONTRATISTA** en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales, en el cual el **CONTRATANTE** podrá dar por terminado unilateralmente en cualquier tiempo.
5. Cuando el **CONTRATISTA** se encuentre incurso en cualquier causal de inhabilidad, incompatibilidad o conflicto de intereses, no contemplada inicialmente o sobreviniente.
6. Por aviso dado con 15 días corrientes de anticipación dentro de la vigencia del plazo inicial o las prórrogas del mismo. En caso de producirse la terminación anticipada, a el **CONTRATISTA** se le cancelarán las sumas devengadas de manera proporcional al trabajo realizado.
7. Por muerte del **CONTRATISTA** o disolución o liquidación del **CONTRATANTE**.

DECIMA PRIMERA – CARÁCTER JURÍDICO:

Este contrato por el carácter que tiene, por haber sido celebrado para el cumplimiento de una determinada labor especializada, que no contempla horarios parciales, sino claramente el cumplimiento de una tarea específica, no da lugar a ningún tipo de prestaciones sociales ni sobre remuneración de ninguna naturaleza.

PARÁGRAFO: Dada la inexistencia absoluta de subordinación dentro de la relación que se deriva entre las partes de este contrato, es claro que no existe relación de carácter laboral, sin embargo, si por cualquier circunstancia cualquiera autoridad judicial llegare no obstante lo anterior, a interpretar que la relación entre el **CONTRATISTA** y el **CONTRATANTE** es de carácter laboral, el valor de este contrato, deberá entenderse que habrá retribuido no solamente el trabajo ordinario sino que además, habrá compensado de antemano el valor de cualesquiera prestaciones sociales, recargo y beneficios tales como el trabajo nocturno, el realizado en día dominical o festivo, primas legales, cesantías e intereses sobre la cesantía y en general cualquier otro pago de naturaleza laboral que pudiese ser aplicado. El **CONTRATISTA** actuará por su propia cuenta, con absoluta autonomía y no estará sometido a subordinación laboral con el **CONTRATANTE** y sus derechos se limitarán, de acuerdo con la naturaleza del contrato, a exigir el cumplimiento de las obligaciones del **CONTRATANTE**, y el pago de los honorarios estipulados por la prestación del servicio.

DÉCIMA SEGUNDA – CESIÓN DEL CONTRATO:

El **CONTRATISTA** no podrá ceder parcial ni totalmente la ejecución del presente contrato a un tercero salvo previa autorización expresa y escrita del **CONTRATANTE,** previo concepto positivo del Supervisor del contrato.

DÉCIMA TERCERA – SEGURIDAD SOCIAL:

Queda entendido que el **CONTRATISTA** tiene la obligación de estar afiliado a una Compañía de Seguridad Social o Medicina Prepagada, pensión y ARL como independiente de la forma y términos indicados en la Ley 789 de 2002, por lo tanto, el **CONTRATISTA** dentro de sus honorarios ha incluido los costos asociados a la seguridad social, por lo cual el **CONTRATISTA** renuncia a cualquier tipo de reclamación formal o judicial por este concepto. Ajustado a los requerimientos de la Ley, el **CONTRATISTA** suministrará los soportes del pago de seguridad social.

☎ (571) 6316274 Cel. 320 847 3393 *e-mail:* camilo.quinterom@cqmconsultoriasas.com
✉ Carrera 46 No. 22B – 20 Oficina 504 Edificio Salitre Office, Bogotá D. C. Colombia

DÉCIMA CUARTA – CLÁUSULA COMPROMISORIA:

Las partes convienen que en el evento en que surja alguna diferencia entre las mismas, por razón o con ocasión del presente contrato, será resuelta por mutuo acuerdo entre las partes y en caso de no llegar a un acuerdo se nombrarán tres representantes, uno por cada parte y otro conjuntamente para que conforme a la legislación vigente dirime el conflicto de manera amigable.

DÉCIMA QUINTA –PROTECCION DE DATOS:

El **CONTRATISTA** cumplirá con los deberes y obligaciones que le impone la normatividad vigente en cuanto a la protección y manejo de datos personales e información contenida en bases de datos personales (habeas data), reguladas en las Leyes 1266 de 2008 y 1581 de 2012 y demás normas que las complementen, adicionen o modifiquen.

DÉCIMA SEXTA – COMPROMISO DE CONFIDENCIALIDAD:

Los estudios, análisis, informes, textos, documentos, aplicaciones, modelos, bases de datos, software, hardware, marcas, enseñas, nombres comerciales, dibujos industriales, patentes, Know How, secretos industriales, invenciones, descubrimientos, metodologías y demás información considerada como propiedad intelectual protegida, a la cual el **CONTRATISTA** tenga acceso en virtud del desarrollo del objeto de este contrato, serán de propiedad exclusiva del **CONTRATANTE.**

El **CONTRATISTA** no podrá revelar, durante la vigencia de este contrato o dentro de los dos (2) años siguientes a su expiración, información confidencial o de propiedad del **CONTRATANTE** relacionada con la asesoría, los servicios, este contrato o las actividades u operaciones del **CONTRATANTE** sin el previo consentimiento por escrito de este último.

Por la celebración de este contrato el **CONTRATISTA** asume los deberes de confidencialidad que el **CONTRATANTE** ha asumido con los clientes en los proyectos en los que el **CONTRATISTA** prestará servicios. Por ello, el **CONTRATISTA** está facultado para solicitar información a la Supervisión sobre las condiciones de esos acuerdos de confidencialidad y el **CONTRATANTE** lo está para deducirle a el **CONTRATISTA** los perjuicios causados o los pagados cuando por su actuación dolosa o culposa sea demandado el **CONTRATANTE** por cualquiera de sus clientes, accionistas, proveedores o asociados bajo cualquier modalidad.

Toda violación al deber de confidencialidad da lugar a la terminación justificada del contrato por el **CONTRATANTE.**

DÉCIMA SÉPTIMA – PROPIEDAD DE LOS ESTUDIOS:

Será de propiedad del **CONTRATANTE** los resultados de los estudios, análisis, encuestas, archivos, documentos, programas y demás aplicaciones en computador y en general los trabajos realizados durante y para el desarrollo del Contrato. Por lo cual la aplicación de metodologías desarrolladas por **CQM CONSULTORÍA S.A.S** sin el consentimiento previo y por escrito es considerado razón suficiente para que **CQM CONSULTORÍA S.A.S** de por terminado el Contrato y aplique la Cláusula penal establecida en la Cláusula Octava del presente Contrato, sin detrimento de que **CQM CONSULTORÍA S.A.S** tome las acciones legales para restituir sus derechos.

DÉCIMA OCTAVA – POLÍTICA DE CALIDAD

El **CONTRATISTA** declara que conoce la política de calidad de la firma: "CQM Consultoría S.A.S, presta

☎ (571) 6316274 Cel. 320 847 3393 *e-mail:* camilo.quinterom@cqmconsultoriasas.com
✉ Carrera 46 No. 22B – 20 Oficina 504 Edificio Salitre Office, Bogotá D. C. Colombia

servicios de consultoría, auditoría, peritaje y capacitación en áreas técnicas, regulatorias y jurídicas en el sector minero energético a nivel nacional e internacional. A través de nuestros procesos de entendimiento, planeamiento, ejecución y seguimiento, garantizamos la entrega de servicios de alto nivel técnico y el compromiso de cumplir con los requisitos de la calidad y el bienestar de los grupos de interés. Contamos con una red de personal altamente capacitado, óptima gestión de los recursos y trabajamos por el mejoramiento continuo de nuestros procesos y la gestión del riesgo".

DÉCIMA NOVENA – DOMICILIO CONTRACTUAL:

Para todos los efectos legales, el domicilio contractual será la ciudad de **BOGOTÁ D.C.** y las notificaciones serán recibidas por las partes en las siguientes direcciones: Por parte de **CQM CONSULTORÍA S.A.S** en la Carrera 46 No. 22B-20 Oficina 504 Edificio Salitre Office en Bogotá y por parte del **CONTRATISTA** en la Carrera 21 No. 127D-94 Apartamento 401 Conjunto Sauces de La Calleja en Bogotá.

De conformidad con lo anterior, las partes suscriben el presente documento en dos ejemplares del mismo tenor y valor el 4 de julio de 2023, en la ciudad de Bogotá.

3. FIRMAS

CAMILO QUINTERO MONTAÑO
C.C. No. 80.266.825 de Bogotá
Representante legal CQM S.A.S
CONTRATANTE

MAGDA LORENA TRIVIÑO CABRERA
C.C. No 1032.384.737 de Bogotá
CONTRATISTA

☎ (571) 6316274 Cel. 320 847 3393 *e-mail:* camilo.quinterom@cqmconsultoriasas.com
✉ Carrera 46 No. 22B – 20 Oficina 504 Edificio Salitre Office, Bogotá D. C. Colombia

CQM Consultoría SAS

Certificado NYCE No. SGC-031-050

Plan de expansión del STR ENERCA 2023- 2033

INF003-2023 Plan de Expansión ENERCA_Rev03

Contrato No.: 211-2023

CQM SAS_P_019_2023 ENERCA Plan Exp

CQM Consultoría SAS | Bogotá, 18/10/2023

Plan de expansión del STR ENERCA 2023- 2033

INF003-2023 Plan de Expansión ENERCA_Rev03

Presentado a:

Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P

ENERCA
S.A. E.S.P.

Consultor:

CQM CONSULTORÍA SAS

Bogotá D.C., 18 de octubre de 2023

Índice de versiones

Índice de Versión	Sección Modificada	Fecha Modificación	Observación
00		07/09/2023	Versión Inicial
01	Todas	22/09/2023	Atención comentarios realizados ENERCA
02	Capítulo 2, 4, 5 y 6	05/10/2023	Atención cometarios realizados ENERCA
03	Capítulo 4, 5, 6 y 7	18/10/2023	Atención cometarios realizados ENERCA

Revisión y aprobación

Numero de versión		**03**	
Responsable	**Nombre**	**Rol**	**Firma**
Elaboración	Nicolas Torres Nicolás Jiménez July Gómez Fajardo	Profesionales Proyecto CQM CONSULTORÍA SAS	
Revisión	Magda Lorena Triviño	Coordinador Proyectp CQM CONSULTORIA SAS	
Revisión	Camilo Quintero M.	Gerente – Director CQM CONSULTORIA SAS	
Aprobación	Fernando Parra Cely	Gerente Distribución ENERCA SA ESP	

Tabla de Contenido

Presentación **15**

Capítulo 1 HORIZONTE DE PLANEAMIENTO **16**

Capítulo 2 INFORMACIÓN UTILIZADA **16**

2.1 Sistema de transmisión y generación actual 16

2.2 Sistema de transmisión y generación futuro 16

2.2.1 Proyectos de expansión STN 16

2.2.2 Proyectos de expansión STR en la Zona de influencia 17

2.2.3 Proyectos de expansión Generación en la Zona de influencia 18

2.3 Demanda 19

2.3.1 Demanda del SIN 19

2.3.2 Demanda de ENERCA 19

2.4 Despachos de generación 21

2.5 Sistema Eléctrico de ENERCA 22

2.5.1 Sistema Actual 22

2.5.2 Proyectos aprobados en el Plan de Inversión 2023 - 2027 27

Capítulo 3 METODOLOGÍA **28**

3.1 Análisis Eléctricos 28

3.1.1 Análisis de estado estable 28

3.1.2 Confiabilidad 29

3.1.3 Corto Circuito 29

3.1.4 Escenarios de simulación 29

3.2 Análisis Económico 30

Capítulo 4 RESULTADOS ANÁLISIS ELÉCTRICOS **33**

4.1 Diagnóstico del sistema 33

4.1.1 Año 2023: caso base 33

4.1.2 Año 2026: corto plazo 35

4.1.3 Año 2028: mediano plazo 37

4.1.4 Año 2033: largo plazo 41

4.2 Conclusiones del Diagnóstico 53
4.3 Proyectos propuestos 57
4.3.1 Segundo circuito Chivor (o Chivor II) - Aguaclara 115 kV 57
4.3.2 Segundo circuito Aguazul-Yopal 115 kV 59
4.3.3 Alternativa 1: Línea Yopal – Paz de Ariporo 115 kV 60
4.3.4 Alternativa 2: Segundo circuito Yopal - Yopalosa- Paz de Ariporo 115 kV 62
4.3.5 Alternativa 3: Línea Alcaraván - Paz de Ariporo 115 kV 63
4.3.6 Alternativa 4: Línea Alcaraván - Yopalosa- Paz de Ariporo 115 kV 65
4.3.7 Segundo circuito Yopalosa- San Luis de Palenque 115 kV 66
4.3.8 Segundo transformador Aguaclara 115/34,5/13,2 kV 67
4.3.9 Segundo transformador Aguazul 115/34,5/13,2 kV 69
4.3.10 Segundo transformador Paz de Ariporo 115/34,5/13,2 kV 70
4.3.11 Transformador Yopalosa 115/34,5/13,2 kV 71
4.3.12 Transformador Alcaraván 115/34,5/13,2 kV 72
4.3.13 Instalación capacitor Aguaclara 50MVAR 73
4.3.14 Nueva subestación Villanueva 115 kV 75
4.4 Análisis de cortocircuito incluyendo los proyectos propuestos 76
4.4.1 Cortocircuito sin Alcaraván 76
4.4.2 Cortocircuito con Alcaraván 77
4.5 Comportamiento sistema ENERCA incorporando proyectos de generación con capacidad de transporte asignada 78
4.5.1 Año 2026 78
4.5.2 Año 2028 79
4.5.3 Año 2033 80
Capítulo 5 RESULTADOS ANÁLISIS ECONÓMICO 82
5.1 Segundo circuito Chivor (o Chivor II) - Aguaclara 115 kV 84
5.1.1 Costos de inversión del proyecto 84
5.1.2 Beneficios por aumento de confiabilidad 85
5.1.3 Beneficios por reducción de pérdidas 85
5.2 Segundo circuito Aguazul-Yopal 115 kV 86
5.2.1 Costos de inversión del proyecto 86

5.2.2 Beneficios por aumento de confiabilidad 87
5.2.3 Beneficios por reducción de pérdidas 88
5.3 Segundo circuito Yopal - Yopalosa- Paz de Ariporo 115 kV 88
5.3.1 Costos de inversión del proyecto 88
5.3.2 Beneficios por aumento de confiabilidad 90
5.3.3 Beneficios por reducción de pérdidas 90
5.4 Línea Yopal - Paz de Ariporo 115 kV 91
5.4.1 Costos de inversión del proyecto 91
5.4.2 Beneficios por aumento de confiabilidad 92
5.4.3 Beneficios por reducción de pérdidas 93
5.5 Línea Alcaraván - Yopalosa- Paz de Ariporo 115 kV 93
5.5.1 Costos de inversión del proyecto 93
5.5.2 Beneficios por aumento de confiabilidad 95
5.5.3 Beneficios por reducción de pérdidas 95
5.6 Línea Alcaraván- Paz de Ariporo 115 kV 96
5.6.1 Costos de inversión del proyecto 96
5.6.2 Beneficios por aumento de confiabilidad 97
5.6.3 Beneficios por reducción de pérdidas 98
5.7 Segundo transformador Aguaclara 115/34,5/13,2 kV 98
5.7.1 Costos de inversión del proyecto 98
5.7.2 Beneficios por aumento de confiabilidad 99
5.7.3 Beneficios por reducción de pérdidas 100
5.8 Segundo transformador Aguazul 115/34,5/13,2 kV 101
5.8.1 Costos de inversión del proyecto 101
5.8.2 Beneficios por aumento de confiabilidad 102
5.8.3 Beneficios por reducción de pérdidas 102
5.9 Segundo transformador Paz de Ariporo 115/34,5/13,2 kV 103
5.9.1 Costos de inversión del proyecto 103
5.9.2 Beneficios por reducción de pérdidas 104
5.10 Transformador Yopalosa 115/34,5/13,2 kV 105
5.10.1 Costos de inversión del proyecto 105

5.10.2 Beneficios por calidad 106
5.10.3 Beneficios por reducción de pérdidas 106
5.11 Transformador Alcaraván 115/34,5/13,8 kV 107
5.11.1 Costos de inversión del proyecto 107
5.11.2 Beneficios por aumento de confiabilidad 108
5.11.3 Beneficios por reducción de pérdidas 109
5.12 Instalación capacitor Aguaclara 50MVAR 109
5.12.1 Costos de inversión del proyecto 109
5.12.2 Beneficios por aumento de confiabilidad 110
5.12.3 Beneficios por reducción de pérdidas 111
Capítulo 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 112
6.1 Análisis técnicos 112
6.2 Análisis económicos 115
6.3 Recomendación 116
Capítulo 7 ANEXOS 117
7.1 ANEXO A. Diagrama unifilar STN 2035 117
7.2 ANEXO B. Diagrama unifilar Área Nordeste 117
7.3 ANEXO C. Diagrama unifilar Área Boyacá – Casanare 117
7.4 ANEXO D. Proyección de demanda 117
7.5 ANEXO E. Parámetros eléctricos 117
7.6 ANEXO F. Análisis Técnicos 117
7.7 ANEXO G. Resultados Cortocircuito 118
7.8 ANEXO H. Valoración Económica 118

Lista de figuras

Figura 2.1 Proyección de demanda total del sistema de ENERCA 20

Figura 2.2 Zona Norte 23

Figura 2.3 Zona Centro 1 24

Figura 2.4 Zona Centro 2 25

Figura 2.5 Zona Sur 26

Figura 2.6 Sistema de Transmisión regional de ENERCA 27

Figura 3.1 Esquema de simulaciones para estado estable y contingencias 30

Figura 4.1 Resultado análisis de estado estable 2033, con Proyecto Alcaraván (Cargabilidad Transformadores %) 43

Figura 4.2 Resultado Contingencias 2033, Cargabilidad Transformadores %, Con Proyecto Alcaraván, Despacho Hidraúlico – Esc. Demanda Máximo 46

Figura 4.3 Resultado Contingencias 2033, Cargabilidad Transformadores %, Sin Proyecto Alcaraván, Despacho Hidraúlico – Esc. Demanda Máximo 51

Figura 4.4 Resultados proyecto línea Chivor (o Chivor II) – Aguaclara 115 kV; Despacho hidráulico (Tensiones %) 58

Figura 4.5 Resultados proyecto línea Chivor (o Chivor II) – Aguaclara 115 kV; Despacho hidráulico (Cargabilidad Transformadores %) 59

Figura 4.6 Resultados proyecto línea Aguazul- Yopal 115 kV; Despacho hidráulico (Tensiones %). 60

Figura 4.7 Resultados proyecto línea Aguazul- Yopal 115 kV; Despacho hidráulico (Cargabilidad Transformadores %) 60

Figura 4.8 Resultados proyecto línea Yopal – Paz de Ariporo 115 kV; Despacho hidráulico (Tensiones %) 61

Figura 4.9 Resultados proyecto línea Yopal – Paz de Ariporo 115 kV; Despacho hidráulico (Cargabilidad Transformadores %) 62

Figura 4.10 Resultados proyecto segundo circuito Yopal – Yopalosa- Paz de Ariporo 115 kV; Despacho hidráulico (Tensiones %) 63

Figura 4.11 Resultados proyecto segundo circuito Yopal – Yopalosa- Paz de Ariporo 115 kV; Despacho hidráulico (Cargabilidad Transformadores %) 63

Figura 4.12 Resultados proyecto línea Alcaraván – Paz de Ariporo 115 Kv; Despacho hidráulico (Tensiones %) 64

Figura 4.13 Resultados proyecto línea Alcaraván – Paz de Ariporo 115 Kv; Despacho hidráulico (Cargabilidad Transformadores %) 65

Figura 4.14 Resultados proyecto línea Alcaraván –Yopalosa – Paz de Ariporo 115 kV; Despacho hidráulico (Tensiones %) 66

Figura 4.15 Resultados proyecto línea Alcaraván –Yopalosa – Paz de Ariporo 115 Kv; Despacho hidráulico (Cargabilidad Transformadores %) 66

Figura 4.16 Resultado de simulación ante una contingencia del transformador de Aguaclara, con demanda máxima en el año 2033. 67

Figura 4.17 Resultados proyecto segundo Transformador Aguaclara; Despacho hidráulico (Tensión %) 68

Figura 4.18 Resultados proyecto segundo Transformador Aguaclara; Despacho hidráulico (Cargabilidad Transformador Aguaclara %) 69

Figura 4.19 Resultados proyecto segundo Transformador Aguazul; Despacho hidráulico (Tensiones %) 70

Figura 4.20 Resultados proyecto segundo Transformador Aguazul; Despacho hidráulico (Cargabilidad Transformadores %) 70

Figura 4.21 Resultados proyecto Transformador Yopalosa; Despacho hidráulico (Tensiones %) 71

Figura 4.22 Resultados proyecto Transformador Yopalosa; Despacho hidráulico (Cargabilidad Transformadores %) 72

Figura 4.23 Resultados proyecto Transformador Alcaraván; Despacho hidráulico (Tensiones %) ... 73

Figura 4.24 Resultados proyecto Transformador Alcaraván; Despacho hidráulico (Cargabilidad Transformadores %) 73

Figura 4.25 Resultados proyecto Capacitor Aguaclara- Despacho hidráulico (Tensiones %) 74

Figura 4.26 Resultados Capacitor Aguaclara - Despacho hidráulico (Cargabilidad Transformadores %) 75

Figura 4.27 Resultados análisis de estado estable 2026 (Tensiones %) 78

Figura 4.28 Resultado análisis de estado estable 2026 (Cargabilidad Transformadores - %) 79

Figura 4.29 Resultados análisis de estado estable 2028 (Tensiones %) 79

Figura 4.30 Resultado análisis de estado estable 2028 (Cargabilidad Transformadores - %) 80

Figura 4.31 Resultados análisis de estado estable 2033 (Tensiones %) 80

Figura 4.32 Resultado análisis de estado estable 2033 (Cargabilidad Transformadores - %) 81

Figura 5.1 Valoración de Costos y Beneficios (Pérdidas y ENS) 83

Lista de tablas

Tabla 2.1 Proyectos de Transmisión en Colombia, en ejecución 16
Tabla 2.2 Proyectos de Transmisión en Colombia, convocado, en prepublicación 17
Tabla 2.3 Proyectos de expansión STR ENERCA 17
Tabla 2.4 Proyectos de generación con capacidad de transporte asignada; corte 28/07/2023 18
Tabla 2.5 Proyección anual de la demanda de potencia máxima del SIN (MW) 19
Tabla 2.6 Proyección de tasas de crecimiento de la demanda de ENERCA 19
Tabla 2.7 Proyección anual de demanda de potencia máxima para ENERCA por barra (MW) 20
Tabla 2.8 Proyección de carga a conectar cerca a subestación Yopalosa 21
Tabla 2.9 Despachos de plantas de generación en el área de influencia de ENERCA 21
Tabla 4.1 Resultados de análisis de estado estable 2023 (tensiones %) 33
Tabla 4.2 Resultados de análisis de estado estable 2023 (cargabilidad %) 33
Tabla 4.3 Contingencia analizadas para el año 2023 y 2026 34
Tabla 4.4 Evaluación de contingencias en el año 2023 35
Tabla 4.5 Resultados de análisis de estado estable 2026 (tensiones %) 35
Tabla 4.6 Resultados de análisis de estado estable 2026 (cargabilidad %) 36
Tabla 4.7 Evaluación de contingencias en el año 2026 36
Tabla 4.8 Resultados de análisis de estado estable 2028, Con Proyecto Alcaraván (tensiones %) ... 37
Tabla 4.9 Resultados de análisis de estado estable 2028, Con Proyecto Alcaraván (cargabilidad %) 38
Tabla 4.10 Contingencias analizadas para el sistema 2028 38
Tabla 4.11 Evaluación de contingencias en el año 2028, Con Proyecto Alcaraván 39
Tabla 4.12 Resultados de análisis de estado estable 2028, Sin Proyecto Alcaraván (tensiones %) .. 39
Tabla 4.13 Resultados de análisis de estado estable 2028, Sin Proyecto Alcaraván (cargabilidad %) 40
Tabla 4.14 Evaluación de contingencias en el año 2028, Sin Proyecto Alcaraván 41
Tabla 4.15 Resultados de análisis de estado estable 2033, Con Proyecto Alcaraván (tensiones %). 41
Tabla 4.16 Resultados de análisis de estado estable 2033, Con Proyecto Alcaraván (cargabilidad %) 42
Tabla 4.17 Contingencias analizadas para el sistema 2033 43

Tabla 4.18 Evaluación de contingencias en el año 2033, Con Proyecto Alcaraván 44
Tabla 4.19 Resultados cortocircuito 2033, Con Proyecto Alcaraván 46
Tabla 4.20 Resultados de análisis de estado estable 2033, Sin Proyecto Alcaraván (tensiones %) .. 47
Tabla 4.21 Resultados de análisis de estado estable 2033, Sin Proyecto Alcaraván (cargabilidad %) 47
Tabla 4.22 Evaluación de contingencias en el año 2033, Sin Proyecto Alcaraván 48
Tabla 4.23 Resultados cortocircuito 2033, Sin proyecto Alcaraván 51
Tabla 4.24 Resumen del diagnóstico y soluciones propuestas 53
Tabla 4.11 Resultados cortocircuito 2033 (sin proyecto Alcaraván) 77
Tabla 4.12 Resultados cortocircuito 2033 (Con proyecto Alcaraván) 77
Tabla 4.13 Resultados cortocircuito 2033 incorporando proyectos de generación 81
Tabla 5.1 Relación B/C para cada proyecto propuesto 83
Tabla 5.2 Unidades constructivas para el desarrollo del proyecto 84
Tabla 5.3 Costos de inversión del proyecto por año 85
Tabla 5.4 Beneficios por energía no suministrada 85
Tabla 5.5 Beneficios por reducción de pérdidas 86
Tabla 5.6 Unidades constructivas para el desarrollo del proyecto 86
Tabla 5.7 Costos de inversión del proyecto por año 87
Tabla 5.8 Beneficios por energía no suministrada 87
Tabla 5.9 Beneficios por reducción de pérdidas 88
Tabla 5.10 Unidades constructivas para el desarrollo del proyecto 89
Tabla 5.11 Costos de inversión del proyecto por año 90
Tabla 5.12 Beneficios por energía no suministrada 90
Tabla 5.13 Beneficios por reducción de pérdidas 91
Tabla 5.14 Unidades constructivas para el desarrollo del proyecto 91
Tabla 5.15 Costos de inversión del proyecto por año 92
Tabla 5.16 Beneficios por energía no suministrada 92
Tabla 5.17 Beneficios por reducción de pérdidas 93
Tabla 5.18 Unidades constructivas para el desarrollo del proyecto 93

Tabla 5.19 Costos de inversión del proyecto por año 95
Tabla 5.20 Beneficios por energía no suministrada 95
Tabla 5.21 Beneficios por reducción de pérdidas 96
Tabla 5.22 Unidades constructivas para el desarrollo del proyecto 96
Tabla 5.23 Costos de inversión del proyecto por año 97
Tabla 5.24 Beneficios por energía no suministrada 97
Tabla 5.25 Beneficios por reducción de pérdidas 98
Tabla 5.26 Unidades constructivas para el desarrollo del proyecto 99
Tabla 5.27 Costos de inversión del proyecto por año 99
Tabla 5.28 Beneficios por energía no suministrada 100
Tabla 5.29 Beneficios por reducción de pérdidas 100
Tabla 5.30 Unidades constructivas para el desarrollo del proyecto 101
Tabla 5.31 Costos de inversión del proyecto por año 101
Tabla 5.32 Beneficios por energía no suministrada 102
Tabla 5.33 Beneficios por reducción de pérdidas 102
Tabla 5.34 Unidades constructivas para el desarrollo del proyecto 103
Tabla 5.35 Costos de inversión del proyecto por año 104
Tabla 5.36 Beneficios por reducción de pérdidas 104
Tabla 5.37 Unidades constructivas para el desarrollo del proyecto 105
Tabla 5.38 Costos de inversión del proyecto por año 105
Tabla 5.39 Beneficios por energía no suministrada 106
Tabla 5.40 Beneficios por reducción de pérdidas 107
Tabla 5.41 Unidades constructivas para el desarrollo del proyecto 107
Tabla 5.42 Costos de inversión del proyecto por año 108
Tabla 5.43 Beneficios por energía no suministrada 108
Tabla 5.44 Beneficios por reducción de pérdidas 109
Tabla 5.45 Unidades constructivas para el desarrollo del proyecto 109
Tabla 5.46 Costos de inversión del proyecto por año 110
Tabla 5.47 Beneficios por energía no suministrada 110

Tabla 5.48 Beneficios por reducción de pérdidas 111

Presentación

En el marco del Contrato Orden Consultoría No. 211 de 2023 , que tiene por objeto "Realizar los estudios técnicos y económicos del planeamiento para determinar el plan de expansión y reforzamiento del STR a 115 kV y SDL a 34,5 kV del sistema eléctrico de la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P", suscrito entre la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P (en adelante "ENERCA") y Camilo Quintero Montaño Consultoría SAS (en adelante "CQM CONSULTORIA SAS"), se presenta el siguiente documento que contiene los análisis técnicos y económicas de los proyectos de expansión previstos para los próximos 10 años, que permitirán garantizar la atención a la demanda en el departamento de Casanare con adecuados niveles de calidad, confiabilidad y operatividad exigidos por la regulación.

Esta versión del Plan de Expansión incluye los ajustes, comentarios y complementos solicitados por ENERCA.

La revisión del Plan de Expansión abordó tres temas fundamentales, el primero está relacionado con la capacidad de transformación 115/34.5 kV firme, el segundo tiene que ver con la posibilidad de superar la condición N – 1 en las redes de 115 kV del STR de ENERCA, y la tercera es el refuerzo que debe tener el sistema de ENERCA con el STN.

Como resultado de este análisis se recomienda llevar a cabo los siguientes proyectos del STR para el periodo 2023-2033, por un monto total de inversiones de $139.484 millones ($ de junio de 2023):

Proyecto	FPO	Relación B/C	Costo Total Inversión (Millones$ JUN 2023)
Capacitor 50 MVAR Aguaclara	2026	102,82	$ 2.374
Transformador Yopalosa 115/34,5/13,2 kV	2026	29,84	$ 6.346
Transformador Aguaclara 115/34,5/13,2 kV	2026	89,44	$ 6.980
Transformado Aguazul 115/34,5/13,2 kV	2026	56,34	$ 6.631
Nueva línea Chivor II -Aguaclara 115 kV	2028	10,00	$ 26.811
Segunda línea Aguazul-Yopal 115 kV (*)	2028	14,72	$ 19.846
Transformador Alcaraván 115/34,5/13,2 kV	2028	55,60	$ 7.631
Línea Alcaraván - Paz de Ariporo 115 kV	2028	10,27	$ 62.865

Adicionalmente se recomienda hacer un seguimiento a la evolución de la demanda en el área de Villanueva, en particular a las solicitudes soportadas en estudios de conexión para determinar si se amerita incluir el proyecto subestación Villanueva 115 kV.

Capítulo 1 HORIZONTE DE PLANEAMIENTO

De acuerdo con los requerimientos regulatorios establecidos en el Código de Redes (Res. CREG 025 de 1995) específicamente en la sección 5 del Código de Planeamiento de la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional; la planeación de la expansión se realizará a corto plazo, 3 años (2026); mediano plazo, 5 años (2028); y largo plazo, 10 años (2033). Considerando como año base el año 2023.

Capítulo 2 INFORMACIÓN UTILIZADA

2.1 Sistema de transmisión y generación actual

Para los análisis eléctricos se considera un modelo completo del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y del Sistema de Transmisión Regional (STR) de ENERCA. Los cuales contienen toda la información, topología y parámetros, que actualmente se encuentran en operación. ENERCA se encuentra conectado al STN por Chivor (Chivor – Aguaclara 115 kV) y al STR de EBSA a través de dos circuitos a 115 kV desde la subestación San Antonio; así mismo se resalta la generación de las plantas Chivor, Guavio, TermoMechero, TermoYopal.

2.2 Sistema de transmisión y generación futuro

2.2.1 Proyectos de expansión STN

De acuerdo con la información oficial y pública de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y de XM vigente hasta el 20 de julio de 2023, se presenta en las siguientes tablas los proyectos de expansión (en construcción y convocatoria) de transmisión y generación considerados en los análisis eléctricos para el horizonte del Plan. En el ANEXO A se presenta el Diagrama Unifilar del STN para el año 2035 definido por la UPME.

Tabla 2.1 Proyectos de Transmisión en Colombia, en ejecución

Código Convocatoria UPME	Nombre del proyecto UPME	Tensión	FPO Modificado y aprobado
UPME 09-2016	líneas de Transmisión Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV	500	ago-23
UPME 07-2016	La Virginia - Nueva Esperanza 500 kV (Segundo refuerzo oriental)	500	jul-24
Ampliación	líneas de Transmisión Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV Segundo Circuito	500	mar-24
UPME 01-2013	Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza 500 kV (Primer Refuerzo Oriental 500 kV)	500	feb-25
UPME 04-2019	línea de transmisión La Loma – Sogamoso 500 kV	500	dic-23
Ampliación	Subestación Colectora 500 kV y líneas asociadas Segundo Circuito	500	no definida
UPME 06-2017	Subestación Colectora 500 kV y líneas asociadas	500	ago-25

Código Convocatoria UPME	Nombre del proyecto UPME	Tensión	FPO Modificado y aprobado
UPME 03-2010	Chivor - Norte - Bacatá 230 kV	230	abr-25
UPME 03-2021	Subestación Carrieles 230 kV	230	ene-25
UPME 02-2021	Subestación Pacífico 230 kV	230	may-25
UPME 05-2018	Nueva subestación Toluviejo 220 kV y líneas de transmisión asociadas	220	abr-25

Fuente: UPME – XM

Tabla 2.2 Proyectos de Transmisión en Colombia, convocado, en prepublicación

Código Convocatoria UPME	Nombre del proyecto UPME	Tensión	FPO Modificado y aprobado
UPME 05-2021 (Prepublicación)	Subestación Pasacaballos 220 kV y líneas de transmisión asociadas	220	30/06/2024
UPME 06-2021 (Prepublicación)	Subestación Carreto 500 kV y líneas de transmisión asociadas	500	30/09/2024
UPME 09-2021 (Prepublicación)	Subestación Cabrera 230 kV y líneas de transmisión asociadas	230	31/01/2025
UPME 07-2021 (Convocado)	Subestación Alcaraván 230 kV y un doble circuito San Antonio – Alcaraván 230 kV de aproximadamente 130 km.	230	31/07/2027
UPME 08-2021 (Convocado)	Subestación La Paz 230 kV y líneas de transmisión asociadas: línea Alcaraván - Banadía 230 kV de aproximadamente 230 km y Banadía – La Paz de 90 km.	230	30/06/2028

Fuente: UPME – XM

2.2.2 Proyectos de expansión STR en la Zona de influencia

En la siguiente tabla se presentan los proyectos STR de ENERCA de los cuales la UPME dispone información. En los ANEXOS B y C se presenta los unifilar de las zonas NORDESTE y BOYACA-CASANARE publicado en el plan de expansión vigente de la UPME.

Tabla 2.3 Proyectos de expansión STR ENERCA

	Nombre del proyecto UPME	Tensión	FPO
UPME STR 11-2021 (Prepublicación)	Alcaraván 115 kV con dos bancos de transformadores 230/115 kV de 180 MVA cada uno y líneas de transmisión regional: • Intercepción de aproximadamente 4 km al circuito existente Aguazul – Yopal • Construcción del segundo circuito Alcaraván-Aguazul 115 kV de aproximadamente 25,92 km. • Construcción del segundo circuito Alcaraván-Yopal 115 kV de aproximadamente 7,72 km.	115 kV	No se dispone de FEO; *se propone modelarlo en el 2028*

Fuente: UPME

2.2.3 Proyectos de expansión Generación en la Zona de influencia

A continuación, se presenta un resumen de los proyectos de generación ubicados en el departamento de Casa inscritos y vigentes en la UPME al 28 de julio de 2023, con capacidad de transporte asignada:

Tabla 2.4 Proyectos de generación con capacidad de transporte asignada; corte 28/07/202

Código	Año de asignación	Departamento	Capacidad de transporte (MW)	Punto de conexión	Tipo de proyecto	Tecnología	Recurso	
SC_2224	2023	CASANARE	65	Yopalosa 115	Generación	Solar FV	Sol	
SC_2190	2023	CASANARE	17	Aguazul 115	Generación	Solar FV	Sol	
SC_2172	2023	CASANARE	9,9	Aguazul 115	Generación	Térmica	Gas Natural	
SC_2007	2023	CASANARE	19,9	Morichal 34.5	Generación	Solar FV	Sol	
SC_1921	2023	CASANARE	100	Alcaraván 220	Generación	Solar FV	Sol	
SC_1851	2023	CASANARE	9,9	Tauramena 34.5	Generación	Solar FV	Sol	
547	2020	CASANARE	120	Alcaraván 230 kV	Generación	Solar FV	Sol	
536	2020	CASANARE	80	Aguaclara 115 kV	Generación	Solar FV	Sol	
297	2019	CASANARE	25	Aguaclara 115 kV	Generación	Biomasa y Residuos	NA	

Fuente: UPME

Los análisis eléctricos del impacto de estos proyectos de generación en el sistema de ENERCA se presentan en el de Expansión.

2.3 Demanda

2.3.1 Demanda del SIN

Este Plan consideró las proyecciones de demanda de potencia máxima publicadas por la UPME, actualizadas en septiembre de 2022, las cuales se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 2.5 Proyección anual de la demanda de potencia máxima del SIN (MW)

Año	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2023	10.956	11.834	10.154	11.578	10.368
2024	11.221	12.359	10.188	12.024	10.471
2025	11.463	12.831	10.240	12.426	10.573
2026	11.708	13.293	10.313	12.822	10.691
2027	11.969	13.764	10.409	13.228	10.831
2028	12.213	14.208	10.498	13.610	10.959
2029	12.459	14.652	10.594	13.992	11.093
2030	12.713	15.103	10.701	14.382	11.238
2031	12.982	15.571	10.823	14.787	11.397
2032	13.259	16.049	10.954	15.201	11.565
2033	13.534	16.525	11.084	15.613	11.731
2034	13.815	17.009	11.221	16.032	11.904
2035	14.107	17.508	11.366	16.465	12.086
2036	14.402	18.013	11.515	16.903	12.271

Fuente: UPME

2.3.2 Demanda de ENERCA

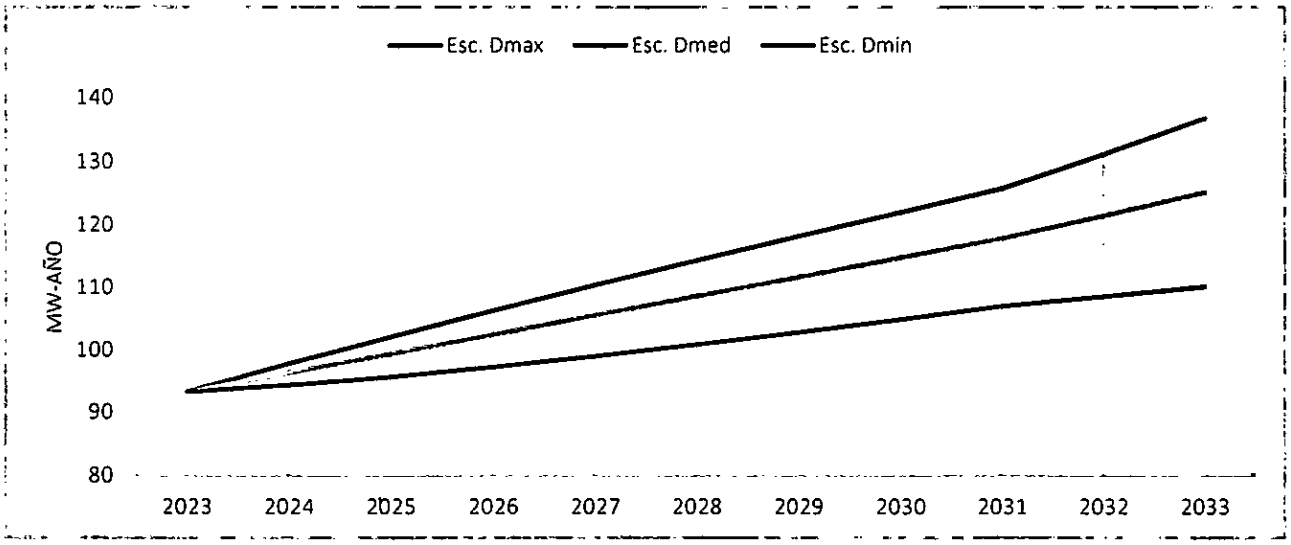
Con respecto a la demanda del sistema de ENERCA y teniendo en cuenta datos medidos del 2023, y empleando la tasa de crecimiento históricas de ENERCA que fueron empleadas en el Plan de inversión 2022 presentado a CREG (Ver Tabla 2.6) se proyecta que la demanda del Sistema de ENERCA se encontrará entre los 110 MW-año y 136 MW-año como se muestra en la Figura 2.1.

Tabla 2.6 Proyección de tasas de crecimiento de la demanda de ENERCA

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Tasa Esc. Dmax	4,9%	4,4%	4,1%	3,8%	3,6%	3,4%	3,2%	3,1%	4,3%	4,3%
Tasa Esc. Dmed	3,3%	3,2%	3,1%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,7%	3,1%	3,1%
Tasa Esc. Dmin	1,1%	1,4%	1,7%	1,8%	1,9%	2,0%	2,0%	2,0%	1,4%	1,4%

Fuente: Plan de Inversión ENERCA 2023-2027

Figura 2.1 Proyección de demanda total del sistema de ENERCA



Fuente: Consultor

En el Anexo D de este documento se presenta la proyección de demanda para las barras principales de ENERCA en el STR y SDL, en escenario alto para las condiciones de demanda máxima, medio y mínimo para cada año de interés. Adicionalmente, para hacer más exigente el ejercicio de planeamiento se aplica un factor de potencia de 0,9 en atraso en las barras donde se simula la demanda. En resumen, la demanda proyectada en cada subestación de 115 kV es la presentada en la Tabla 2.7.

Tabla 2.7 Proyección anual de demanda de potencia máxima para ENERCA por barra (MW)

Subestación 115 kV	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Escenario de Demanda Máxima											
Aguaclara	17,7	18,6	19,4	20,2	20,9	21,7	22,4	23,1	23,9	24,9	25,9
Aguazul	14,6	15,3	16	16,6	17,3	17,9	18,5	19,1	19,7	20,5	21,4
Morro	4,8	5,1	5,3	5,5	5,7	5,9	6,1	6,3	6,5	6,8	7,1
Paz de Ariporo	7,4	7,7	8,1	8,4	8,7	9	9,3	9,6	9,9	10,3	10,8
San Luis de Palenque	3,3	3,4	3,6	3,7	3,9	4	4,2	4,3	4,4	4,6	4,8
Yopal t1	25,8	27,1	28,3	29,5	30,6	31,7	32,7	33,8	34,8	36,3	37,9
Yopal t2	18,6	19,6	20,4	21,3	22,1	22,9	23,6	24,4	25,1	26,2	27,3
Rosalía	1	1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,5
Escenario de Demanda Media											
Aguaclara	17,7	18,3	18,9	19,4	20	20,6	21,2	21,8	22,3	23	23,7
Aguazul	14,6	15,1	15,5	16	16,5	17	17,5	17,9	18,4	19	19,6
Morro	4,8	5	5,2	5,3	5,5	5,6	5,8	6	6,1	6,3	6,5
Paz de Ariporo	7,4	7,6	7,8	8,1	8,3	8,6	8,8	9,1	9,3	9,6	9,9
San Luis de Palenque	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4	4,1	4,3	4,4
Yopal t1	25,8	26,7	27,5	28,4	29,2	30,1	30,9	31,8	32,6	33,6	34,7
Yopal t2	18,6	19,3	19,9	20,5	21,1	21,7	22,3	22,9	23,6	24,3	25
Rosalía	1	1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3
Escenario de Demanda Mínima											

Subestación 115 kV	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Aguaclara	17,7	17,9	18,1	18,4	18,8	19,1	19,5	19,9	20,3	20,6	20,9
Aguazul	14,6	14,7	15	15,2	15,5	15,8	16,1	16,4	16,7	17	17,2
Morro	4,8	4,9	5	5,1	5,1	5,2	5,3	5,5	5,6	5,6	5,7
Paz de Ariporo	7,4	7,4	7,5	7,7	7,8	8	8,1	8,3	8,4	8,6	8,7
San Luis de Palenque	3,3	3,3	3,4	3,4	3,5	3,5	3,6	3,7	3,8	3,8	3,9
Yopal t1	25,8	26,1	26,5	26,9	27,4	27,9	28,5	29,1	29,7	30,1	30,5
Yopal t2	18,6	18,9	19,1	19,4	19,8	20,2	20,6	21	21,4	21,7	22
Rosalía	1	1	1	1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2

Fuente: Consultor

Adicionalmente, ENERCA solicitó incluir el incremento de demandas resultantes de la actividad agroindustrial cercanas a la subestación Yopalosa 115 kV a través de la conexión de un parque industrial para el año 2025, como se muestra a continuación:

Tabla 2.8 Proyección de carga a conectar cerca a subestación Yopalosa

item	Nombre Carga 34,5 kV	Punto conexión	año	Carga MVA
1	Zona franca	Circuito Nunchía 34,5	2025	3,5
2	Unión Arroceros	Circuito Nunchía 34,5	2025	4
3	Molino Yopal	Circuito Nunchía 34,5	2025	2

Fuente: Consultor

2.4 Despachos de generación

Los escenarios de despacho de generación modelados corresponden a la condición de alta hidrología (inverno), en la cual resulta particularmente relevante la generación de las plantas de Guavio, Chivor, Sogamoso y Guaca – Paraíso, situación en la cual ENERCA estaría importando energía del SIN; y para la condición de baja hidrología (verano) en la cual se despachan las plantas térmicas principalmente, TermoYopal, y TermoMechero, lo cual exige el mayor nivel de exportación desde el sistema de ENERCA hacia el SIN.

Tabla 2.9 Despachos de plantas de generación en el área de influencia de ENERCA

Unidad	Tipo	Nodo Conexión	Nivel de Tensión (kV)	Máximo Plantas (MW)	Despacho Invierno (MW)	Despacho Verano (MW)
G_TUNJITA	Hidráulico	Tunjita	115	19,7	16	19,7
G_PAIPA1	Térmico	Paipa	115	36	18	18
G_PAIPA2	Térmico	Paipa	115	72	62	60
G_PAIPA3	Térmico	Paipa	115	70	60	60
G_PAIPA4	Térmico	Paipa	230	165	128	150
G_TYOPAL1	Térmico	Yopal	115	20	0	20
G_TYOPAL2	Térmico	Yopal	115	32	0	32
G_TYOPAL_G3	Térmico	Yopal	115	50	0	38
G_TYOPAL_G4	Térmico	Yopal	115	50	0	38
G_TYOPAL_G5	Térmico	Yopal	115	50	0	38
G_TMECHERO_4	Térmico	Yopal	115	19,3	0	19,3

Unidad	Tipo	Nodo Conexión	Nivel de Tensión (kV)	Máximo Plantas (MW)	Despacho Invierno (MW)	Despacho Verano (MW)
G_TMECHERO_5	Térmico	Yopal	115	19,3	0	19,3
G_TMECHERO_6	Térmico	Yopal	115	19,3	0	19,3
G_GUAVIO1	Hidráulico	Guavio	230	250	217	60
G_GUAVIO2	Hidráulico	Guavio	230	250	217	60
G_GUAVIO3	Hidráulico	Guavio	230	250	217	60
G_GUAVIO4	Hidráulico	Guavio	230	250	217	60
G_GUAVIO5	Hidráulico	Guavio	230	250	217	60
G_CHIVOR1	Hidráulico	Chivor	230	125	111	25
G_CHIVOR2	Hidráulico	Chivor	230	125	111	25
G_CHIVOR3	Hidráulico	Chivor	230	125	111	25
G_CHIVOR4	Hidráulico	Chivor	230	125	111	25
G_CHIVOR5	Hidráulico	Chivor	230	125	111	25
G_CHIVOR6	Hidráulico	Chivor	230	125	111	25
G_CHIVOR7	Hidráulico	Chivor	230	125	111	25
G_CHIVOR8	Hidráulico	Chivor	230	125	111	25
G_SOGAM_1	Hidráulico	Sogamoso	230	273	239	250
G_SOGAM_2	Hidráulico	Sogamoso	230	273	239	250
G_SOGAM_3	Hidráulico	Sogamoso	230	273	239	250
GUACA 1	Hidráulico	La Guaca	230	108	101	101
GUACA 2	Hidráulico	La Guaca	230	108	101	101
GUACA 3	Hidráulico	La Guaca	230	108	101	101
PARAISO 1	Hidráulico	Paraíso	230	92	89,5	86
PARAISO 2	Hidráulico	Paraíso	230	92	89,5	86
PARAISO 3	Hidráulico	Paraíso	230	92	89,5	86
TERMOZIPA 2	Térmico	Termozipa	115	36	17	33
TERMOZIPA 3	Térmico	Termozipa	115	63	31	60
TERMOZIPA 4	Térmico	Termozipa	115	64	31	60
TERMOZIPA 5	Térmico	Termozipa	115	63	31	60

Fuente: Consultor

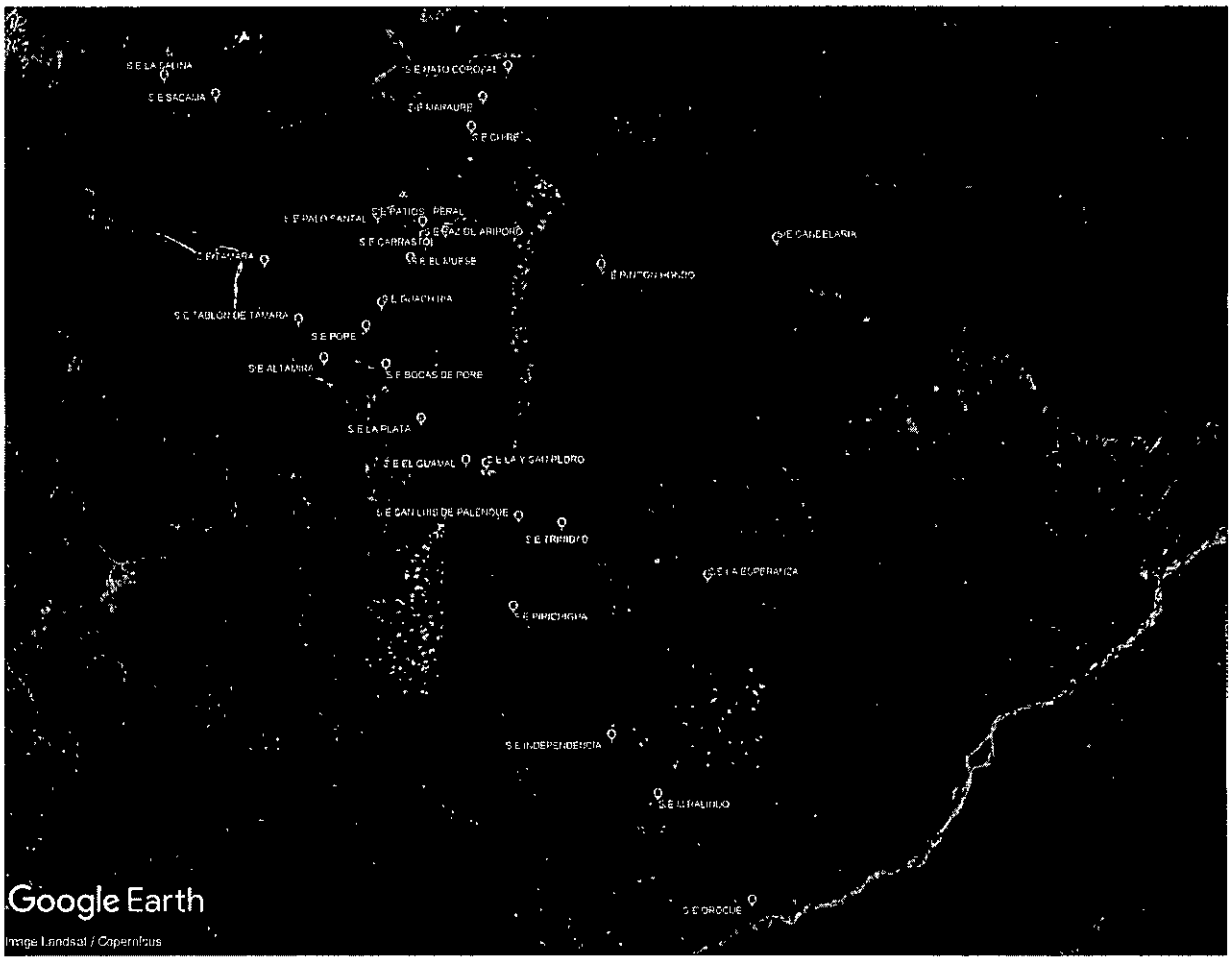
2.5 Sistema Eléctrico de ENERCA

2.5.1 Sistema Actual

En el Anexo E de este documento se encuentran los parámetros eléctricos de líneas y de transformadores que utilizados en el modelado del sistema de ENERCA en el software NEPLAN. Desde el punto de vista de planeamiento eléctrico, el STR de ENERCA está conformado por las siguientes zonas:

Zona Norte

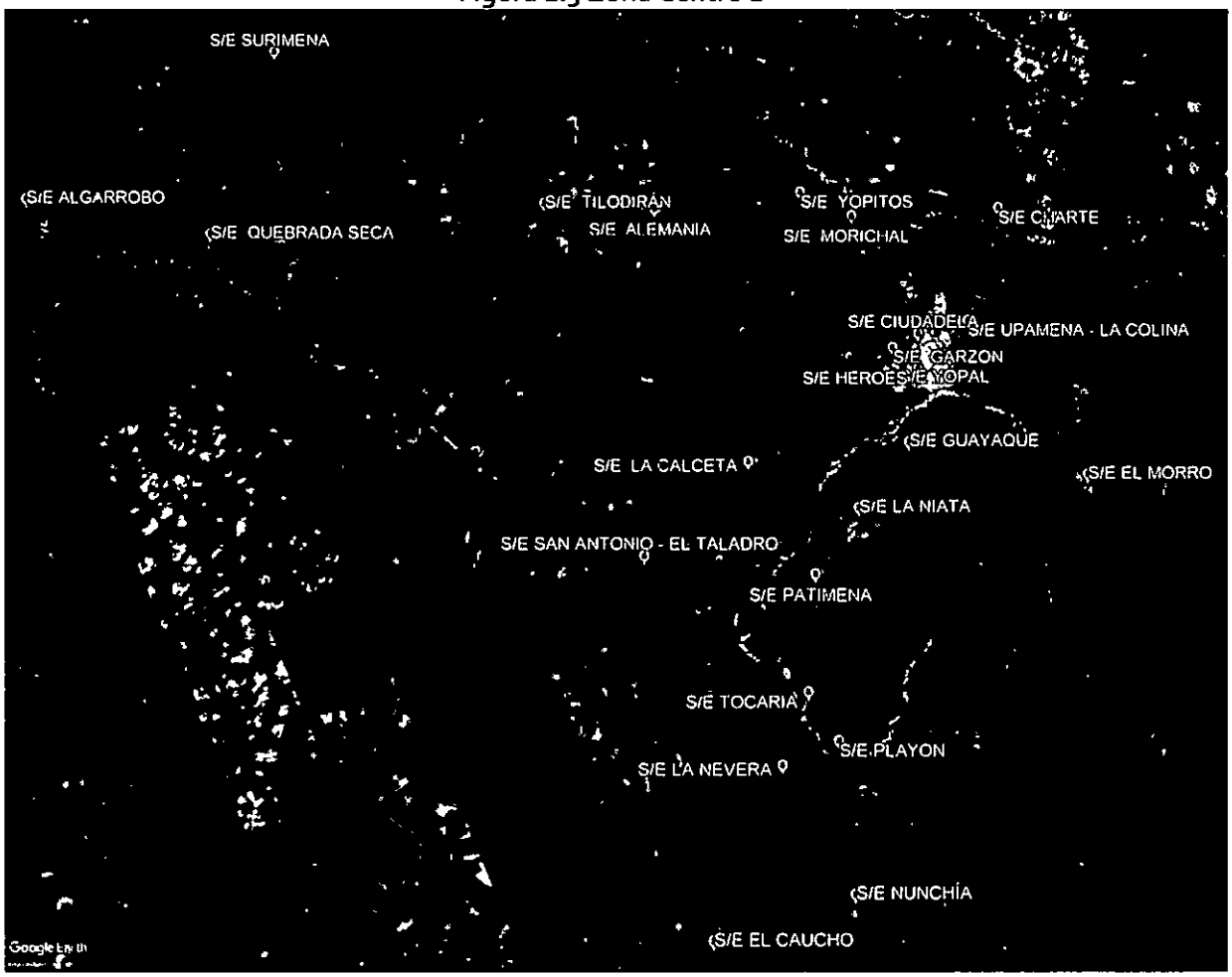
Figura 2.2 Zona Norte



Corresponde al área geográfica más grande, conformada por nueve municipios: Paz de Ariporo, Pore, Trinidad, San Luis de Palenque, Támara, Hato Corozal, Sácama, La Salina y Orcué. Su principal subestación se encuentra ubicada en Paz de Ariporo 115/34,5/13,8 kV con capacidad de 15 MVA de potencia, desde la cual se atienden 26 subestaciones a nivel de 34,5 kV/13,8 kV

Zona Centro 1

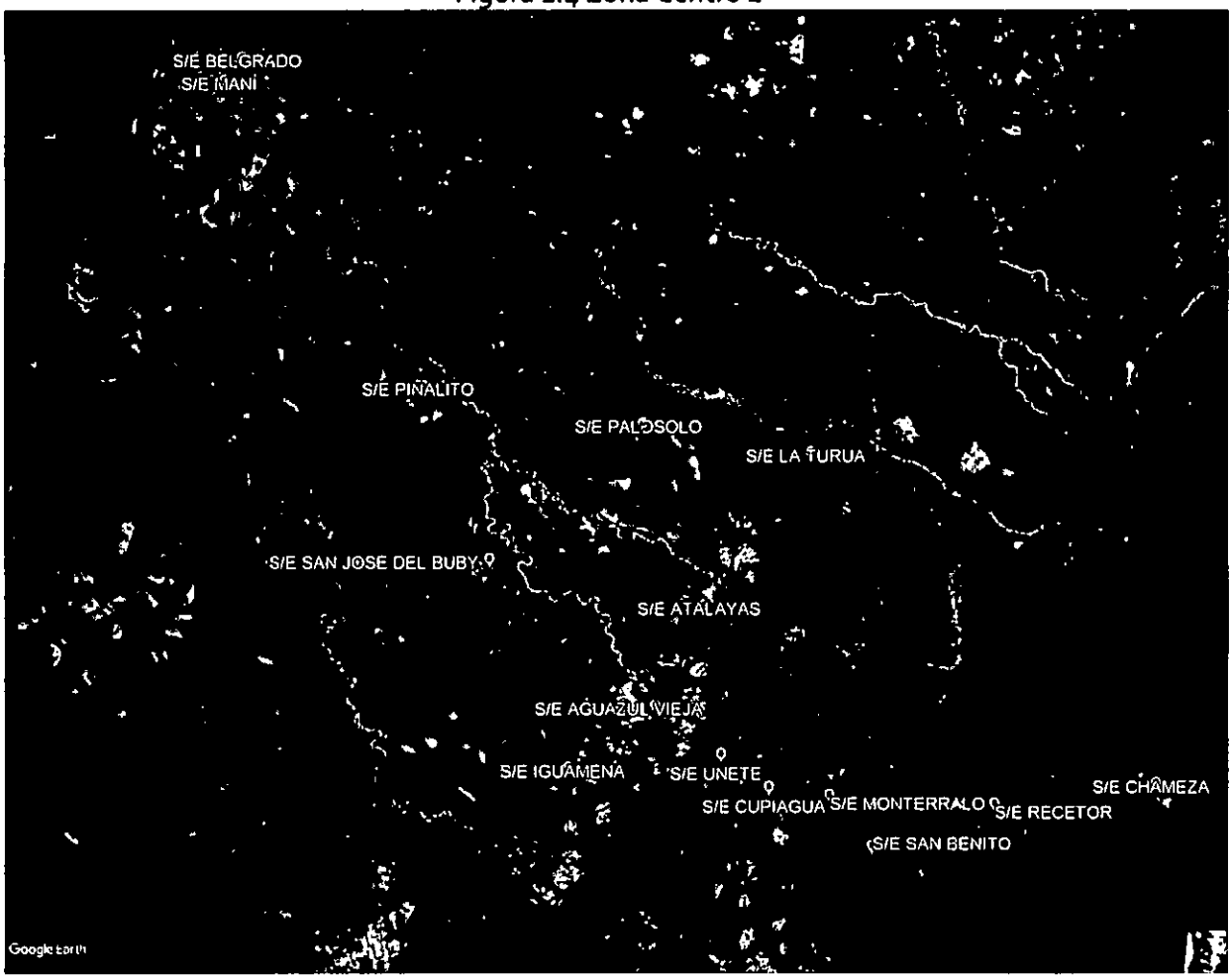
Figura 2.3 Zona Centro 1



Está conformada por dos municipios: Yopal y Nunchía. Dispone de las siguientes subestaciones en 115 kV: Yopal (90 MVA, dos transformadores uno de 50MVA y otro de 40MVA), Morro (10 MVA), Yopalosa (actualmente no dispone de transformación), San Luis de Palenque (15 MVA) y Santa Rosalía (15 MVA). Tiene conectados los generadores Termoyopal y Termomechero a la Subestación Yopal 115 kV. Esta zona cuenta con 22 subestaciones a nivel de 34,5kV/13,8 kV.

Zona Centro 2

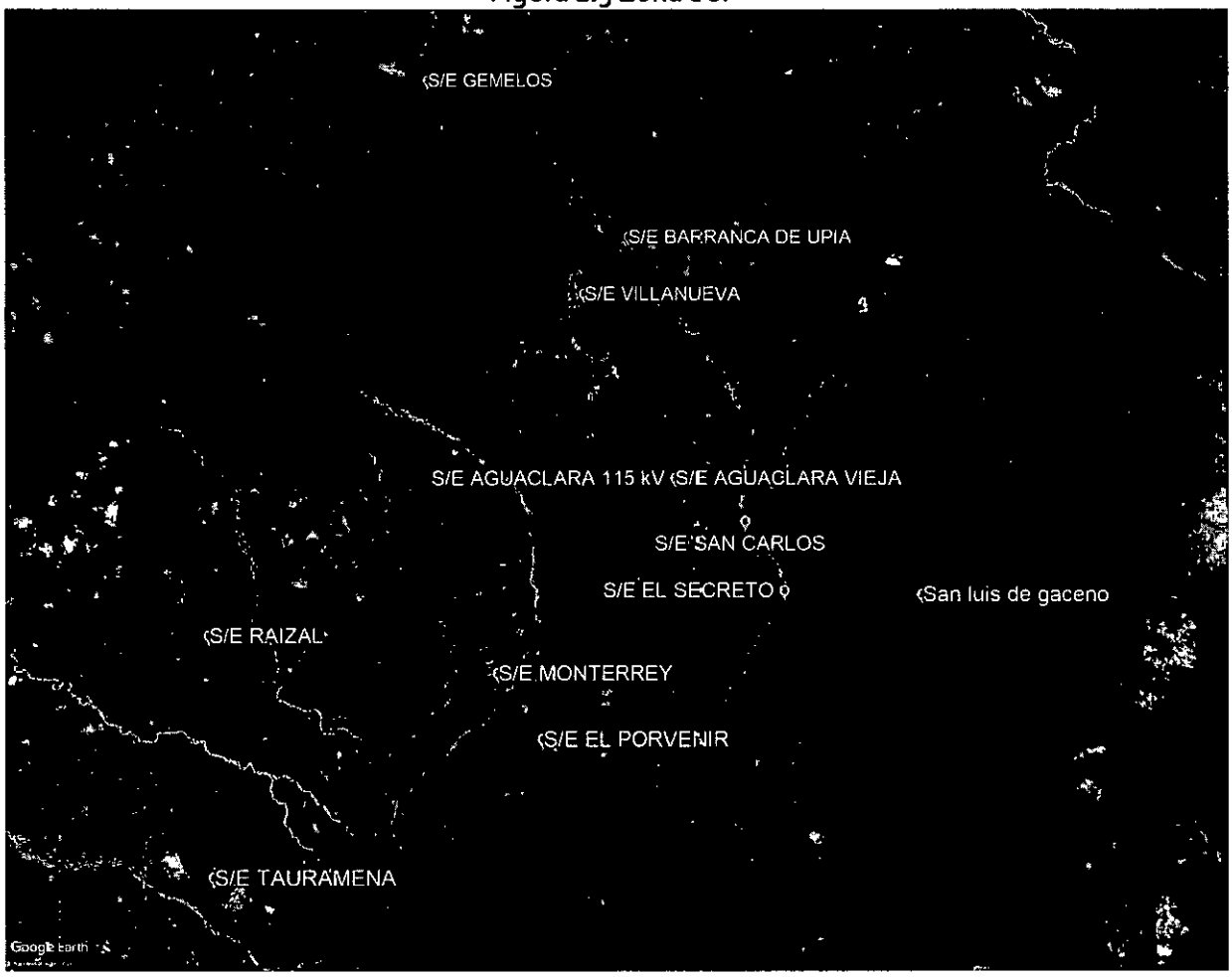
Figura 2.4 Zona Centro 2



Se encuentra conformada por cinco municipios: Aguazul, Maní, Chámeza y Recetor. Su principal subestación se ubica en Aguazul y opera a 115/34,5/13,8 kV de 25 MVA. Adicionalmente cuenta con catorce subestaciones a nivel de 34,5 kV/13,8 kV.

Zona Sur

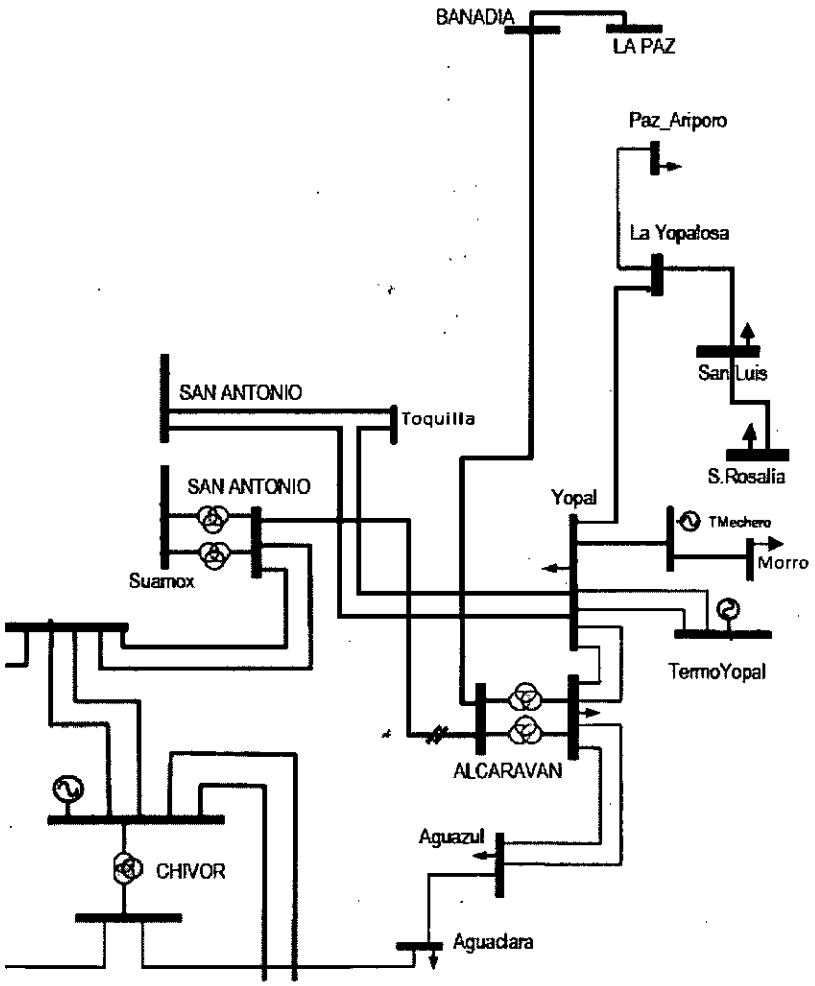
Figura 2.5 Zona Sur



Está conformada por tres municipios de Casanare y dos municipios de otros departamentos: Tauramena, Villanueva, Monterey, Sabanalarga, Barranca de Upía (Meta), y San Luis de Gaceno (Boyacá) Su principal subestación es Aguaclara 115/34,5 kV de 33 MVA de potencia. Adicionalmente, cuenta con ocho subestaciones a nivel de 34,5/13,8 kV.

En la Figura 2.6 se muestra el diagrama unifilar del sistema eléctrico actual de ENERCA, en el cual las redes color café muestran el STR de ENERCA, las redes de color verde señalan el STN más próximo a ENERCA y el color azul señala la expansión del sistema de ENERCA con la conexión al STN del Proyecto Alcaraván 230/115 kV.

Figura 2.6 Sistema de Transmisión regional de ENERCA



Fuente: UPME-Consultor

2.5.2 Proyectos aprobados en el Plan de Inversión 2023 - 2027

A nivel del STR se tuvo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Año 2023: cambio de transformador de la subestación Yopal de 40 a 50 MVA
- Año 2026: Instalación de un segundo transformador de 15 MVA 115/34,5/13,8 Kv en la Subestación Paz de Ariporo; y la Instalación de un segundo transformador de 25 MVA 115/34,5/13,8 Kv en la Subestación Aguazul.

Se evaluó la necesidad de los siguientes proyectos propuestos en el Plan de Inversión 2023-2027, los cuales, al validar las nuevas condiciones de demanda e inversiones más eficientes se analizó que no son necesarios:

- Año 2028: Nueva Subestación Maní 115/34,5 kV de 20 MVA y se contempla construcción de un circuito S/E Maní nuevo – S/E Aguazul, de aprox. 53 km
- Año 2028: Nueva subestación Villanueva 115/34,5/13,8 kV de 20 MVA; y línea Aguaclara – Villanueva 115 kV.

Capítulo 3 METODOLOGÍA

El estudio se inicia con el diagnóstico de la operación del sistema actual de ENERCA (2023), en condiciones normales, para los períodos de demanda máxima, media y mínima, con los despachos extremos de generación modelados (invierno y verano).

A partir de estos resultados, se verifica el cumplimiento de los criterios de operación de las tensiones en las barras del sistema, sobrecargas en líneas y transformadores en condiciones del caso base y contingencias. Con el fin de identificar obras que permitan dar solución a las problemáticas encontradas.

Una vez se identifican incumplimientos en los criterios de operación se plantean las obras que representan su solución, estas se simulan con el fin de evaluar su desempeño individual, y si son suficientes para dar solución a las problemáticas identificadas.

Finalmente, el conjunto simultáneo de las mismas es evaluado en el largo plazo (2033) con el fin de que tanto en el caso base como en condiciones de operación (N-1), el sistema garantice operación segura y confiable cumpliendo los criterios de calidad y seguridad.

Una vez identificadas las necesidades, identificados los proyectos que permiten el cumplimiento de los criterios de operación y verificado el desempeño eléctrico de los mimos, se procede a realizar la evaluación económica teniendo en cuenta los costos de inversión y los beneficios por mejora de perfiles de tensión, disminución de pérdidas y otros costos operativos asociados a las necesidades identificadas.

3.1 Análisis Eléctricos

El Código de Redes, Res. CREG 025 de 1995 en su anexo Código de Planeamiento establece los siguientes criterios que fueron aplicados en la realización del presente plan:

3.1.1 Análisis de estado estable

Con el objetivo de dar cumplimiento a los criterios del Código de Planeamiento de la Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones, se realiza el estudio de flujo de cargas AC para analizar el comportamiento de las tensiones en las barras del Sistema, así como las cargabilidades de líneas y transformadores.

El criterio establecido para determinar una calidad adecuada del nivel de tensiones señala, que la tensión en las barras no sea inferior al 95% del valor nominal, ni superior al 105%. El cumplimiento de este requerimiento, al igual que la verificación de que los elementos del Sistema no presenten sobrecargas (tanto en líneas como en transformadores) se realiza mediante el análisis de estado estable con los modelos de flujo de carga.

Para realizar los flujos de carga, se modeló la red del sistema de ENERCA empleando el software NEPLAN con el cual se evaluó el desempeño del sistema durante el horizonte de planeamiento y bajo condiciones normales de operación con demanda máxima y mínima.

3.1.2 Confiabilidad

El Código de planeamiento permite el análisis de la confiabilidad del sistema mediante metodologías probabilísticas y determinísticas. Para la verificación de la confiabilidad del sistema se empleará la metodología determinística N-1 para las líneas de 115 kV más relevantes del sistema eléctrico de ENERCA, así como de los transformadores de 115/34,5/13,8 kV.

3.1.3 Corto Circuito

Para el análisis de cortocircuito, se tiene en cuenta la norma IEC 60909 ed. 2.

El análisis se realiza en estado crítico con la generación de las plantas de generación encendidas, y complementariamente se realizaron los corto circuitos para los despachos hidráulicos y térmicos, esto con el fin de encontrar niveles de corto circuito ajustados a las condiciones operativas reales del sistema.

El análisis de cortocircuito trifásico y monofásico se realiza mediante el software NEPLAN para el año 10 analizado (2033).

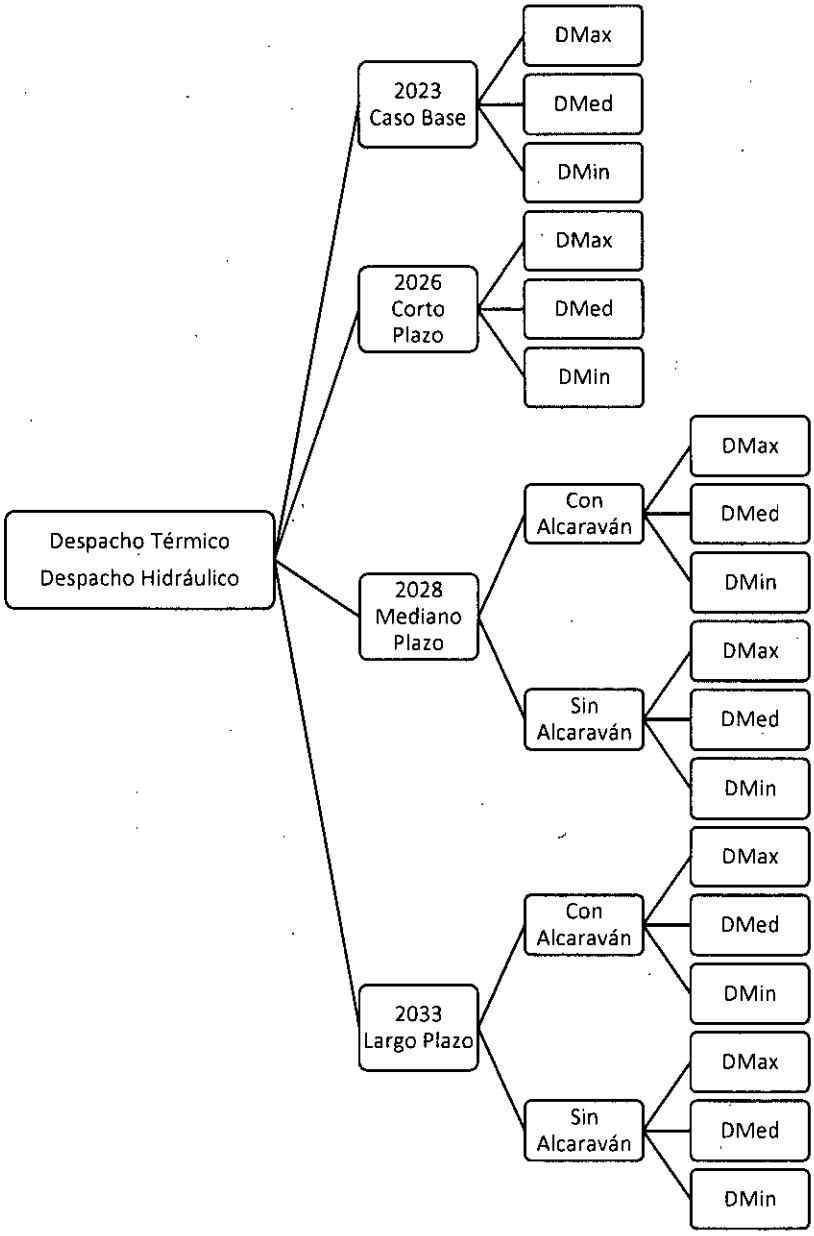
3.1.4 Escenarios de simulación

Las simulaciones de análisis de estado estable y confiabilidad se realizaron para demanda máxima, media y mínima y dos escenarios de despachos (verano e invierno).

Teniendo en cuenta que en el sistema de ENERCA, la UPME tiene proyectado el proyecto Alcaraván tanto a nivel del STN y STR, los cuales se modelan en el presente Plan de Expansión a partir de 2028, se realiza análisis de sensibilidad con y sin este Proyecto.

En el siguiente diagrama presenta de forma esquemática las simulaciones realizadas en el presente plan de Expansión.

Figura 3.1 Esquema de simulaciones para estado estable y contingencias



Fuente: Consultor

3.2 Análisis Económico

Para la realización de la evaluación económica de los Proyectos resultantes de los análisis eléctricos, se consideran los impactos económicos de los mismos, representados en:

- Beneficios por la reducción de costos operativos como son: capacidad para atender el crecimiento de la demanda manteniendo las condiciones técnicas aceptables según la regulación colombiana, niveles de pérdidas económicamente aceptables, disminución de la generación de seguridad del área y condiciones de confiabilidad que permitan que bajo estado N-1 del STR o de la transformación 115/34,5 kV en cualquier escenario se pueda atender la demanda.

- Costos de las inversiones requeridas para alcanzar estos beneficios valorados a través de las unidades constructivas de la Resolución CREG 015 de 2018, capítulo 14.

Para cada proyecto se establece la anualidad de cada uno de los impactos (Beneficios vs. Costos) para luego traerlos a valor presente y determinar la relación beneficio/costo.

Para cada proyecto analizado técnicamente se ha establecido la ubicación precisa, especificando los kilómetros de red que se proponen para los casos en los que se contempla la instalación de líneas, así como la capacidad necesaria en los casos en los que se requiere la instalación de capacidad de transformación adicional.

Una vez identificados los proyectos requeridos, se procede a realizar su asimilación con las Unidades Constructivas y la valoración de las inversiones requeridas, para lo cual se emplean los valores de las unidades constructivas de la Resolución CREG 015 de 2018, Capítulo 14. Con base en esta valoración se establecen los costos anuales de inversión, los costos anuales de operación y mantenimiento (AOM), las anualidades relacionadas con activos no eléctricos y las anualidades vinculadas a los terrenos que se reconocen a las unidades constructivas.

Para la determinación de estas anualidades, se utilizan tanto la tasa de descuento (WACC) establecida en la Resolución 215 de 2021 (12,09%), como los periodos de vida útil asignados específicamente a cada uno de los activos involucrados en los proyectos.

Por otra parte, se calculan los beneficios económicos vinculados a cada proyecto en función del valor de la energía no suministrada en caso de no llevar a cabo la inversión. Este cálculo se basa en los resultados de los análisis eléctricos que permiten establecer la potencia no suministrada cuando no se cuenta con los proyectos. La potencia no suministrada – PNS, se obtiene a través de simulaciones realizadas con el software Neplan para el escenario de demanda máxima en los años 2023, 2026, 2028 y 2033.

Con base en la PNS, se determina la ENS. Igualmente se establecen las pérdidas de potencia y energía con y sin proyectos. La diferencia de pérdidas antes y después de la implementación de cada proyecto, se valoran a precio de bolsa.

Los valores obtenidos para las anualidades de costos y beneficios en cada uno de los años se traen a valor presente empleando la tasa del WACC de la actividad de distribución de energía eléctrica.

El análisis económico tuvo en cuenta los siguientes criterios:

- *Tasa de descuento:* El valor de los activos de distribución se descuenta con una tasa del 12,09% según la Resolución CREG 215 de 2021.

- *Inversión:* para valorar los activos requeridos en el STR, se emplean los costos índices de las unidades constructivas adoptadas en la Resolución CREG 015 de 2015, Capítulo 14.

- *AOM:* se emplea el valor reconocido por la resolución CREG 015 de 2018 para los activos nuevos, esto es 2% de la valoración de los activos para los niveles de tensión 3 y 4, y del 4% para N2 y N1.

- *Activo No Eléctrico:* para los activos no eléctricos de distribución se considera una fracción del 2% de los activos eléctricos.

- *Vida útil de los activos:* se emplea la vida útil determinada para cada tipo de activos establecida en la Resolución CREG 015 de 2018 y sus modificaciones, y para los activos de conexión al STN las establecidas en la Resolución CREG 011 de 2009.

- *Valor de los terrenos:* los terrenos se valoran a través de una revisión de los valores comerciales del área, que son aproximadamente $50.000 m^2$. Para determinar el área del terreno se han empleado las áreas típicas establecidas en el Capítulo 14 de la resolución CREG 015 de 2018 para los activos de distribución.

- *Moneda:* todas las cifras trabajadas son en pesos colombianos a junio de 2023, para lo cual las cifras que están en pesos de otros años son referidas con el IPP oferta interna (Se emplea la información disponible en la página web del Banco de la República).

- *Costo incremental operativo de racionamiento de energía:* corresponde al costo incremental de cada una de las plantas de racionamiento modeladas en la metodología del planeamiento operativo, para esta evaluación económica se emplea el costo CR01, el cual es de 1681,89 COP/kWh que aplica para junio de 2023, en pesos de junio de 2023.

- *Tasa de crecimiento de la demanda:* el crecimiento anual de la demanda de energía se tomó de las proyecciones de demanda de ENERCA indicadas en el numeral 2.3.2 de este documento.

- *Precio de bolsa:* Promedio año 2022 (219 $/kWh) tomado de informes publicados por XM

- *Monto de pérdidas de N4:* Valor de junio de 2023 (68,3817 $/kWh) tomado de tarifas publicadas por ENERCA para este mes.

Capítulo 4 RESULTADOS ANÁLISIS ELÉCTRICOS

4.1 Diagnóstico del sistema

A continuación, se realiza el diagnóstico del sistema de distribución de ENERCA con base en el cual se propondrán los proyectos.

Se presenta un análisis del sistema actual (2023), a corto plazo (2026), mediano plazo (2028) y largo plazo (2033), incluyendo la infraestructura existente en escenarios de despacho para condiciones hidrológicas extremas denominadas hidráulico y térmico, y condiciones de demanda mínima, media y máxima

En el Anexo F de este documento, se presentan los resultados del análisis de estado estable y contingencias en formato PDF y Excel, para los años 2023, 2026, 2028 y 2033.

4.1.1 Año 2023: caso base

Actualmente, las barras del STR de ENERCA cumplen con los límites exigidos por la regulación en los escenarios simulados (tensiones que se mantienen dentro del rango de 90% a 110%), los resultados se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 4.1 Resultados de análisis de estado estable 2023 (tensiones %)

	Despacho Hidráulico			Despacho Térmico		
Nodo	D. Máx	D. Med	D. Min	D. Máx	D. Med	D. Min
Aguaclara	99%	99%	99%	97%	97%	97%
Aguazul	97%	97%	97%	98%	98%	98%
Yopal	98%	98%	98%	100%	100%	100%
Termomechero	98%	98%	98%	100%	100%	100%
Morro	98%	98%	98%	100%	100%	100%
Termoyopal	99%	99%	99%	100%	100%	100%
Yopalosa	98%	98%	98%	100%	100%	100%
San Luis de Palenque	99%	99%	99%	101%	101%	101%
Paz de Ariporo	97%	97%	97%	99%	99%	99%
Santa Rosalía	100%	100%	100%	102%	102%	102%
Toquilla (EBSA)	100%	100%	100%	100%	100%	100%
San Antonio (EBSA	101%	101%	101%	100%	100%	100%

No se presentan sobrecargas en los elementos (líneas y transformadores) del sistema a nivel de 115 kV, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 4.2 Resultados de análisis de estado estable 2023 (cargabilidad %)

Tipo	Elemento	Despacho Hidráulico			Despacho Térmico		
		D. Máx	D. Med	D. Min	D. Máx	D. Med	D. Min
Transformador	Tr. Aguaclara	69%	69%	69%	69%	69%	69%
	Tr. Aguazul	68%	68%	68%	68%	68%	68%
	Tr. Yopal	60%	60%	60%	60%	60%	60%
	Tr. Morro	52%	52%	52%	52%	52%	52%
	Tr. San Luis de Palenque	36%	36%	36%	36%	36%	36%
	Tr. Paz de Ariporo	53%	53%	53%	53%	53%	53%
	Tr. Chivor	61%	61%	61%	25%	25%	25%

Tipo	Elemento	Despacho Hidráulico			Despacho Térmico		
		D. Máx	D. Med	D. Min	D. Máx	D. Med	D. Min
Línea 115 kV	L. Chivor - Aguaclara	39%	39%	39%	41%	41%	41%
	L. Aguaclara – Aguazul	22%	22%	22%	50%	50%	50%
	L. Aguazul – Yopal	13%	13%	13%	62%	62%	62%
	L. Yopal – Termomechero 1	3%	3%	3%	28%	28%	28%
	L. Yopal – Termomechero 2	3%	3%	3%	28%	28%	28%
	L. Termomechero – Morro	6%	6%	6%	5%	5%	5%
	L. Yopal – Toquilla	12%	12%	12%	34%	34%	34%
	L. Toquilla – San Antonio	15%	15%	15%	31%	31%	31%
	L. Yopal – San Antonio	13%	13%	13%	33%	33%	33%
	L. Yopal – Termoyopal 1	5%	5%	5%	35%	35%	35%
	L. Yopla – Termoyopal 2	5%	5%	5%	35%	35%	35%
	L. Yopal – Yopalosa	14%	14%	14%	14%	14%	14%
	L. Yopalosa - San Luis de Palenque	10%	10%	10%	10%	10%	10%
	L. San Luis de Palenque - Santa Rosalía	5%	5%	5%	5%	5%	5%
	L. Yopalosa – Paz de Ariporo	8%	8%	8%	7%	7%	7%

Se llevaron a cabo las simulaciones de contingencias N-1 en las líneas de 115 kV y en los transformadores 115/34,5 kV del sistema de ENERCA, que se indican en la siguiente tabla:

Tabla 4.3 Contingencia analizadas para el año 2023 y 2026

#	Contingencia
1	Transformador Aguaclara
2	Transformador Aguazul
3	Transformador Yopal
4	Transformador Morro
5	Transformador San Luis de Palenque
6	Transformador Paz de Ariporo
7	Línea Chivor-Aguaclara 115 kV
8	Línea Aguaclara-Aguazul 115 kV
9	Línea Aguazul-Yopal 115 kV
10	Línea Yopal-San Antonio 115 kV
11	Línea Yopal-Yopalosa 115 kV
12	Línea Yopalosa-Paz de Ariporo 115 kV

En la Tabla 4.4 se analizan las contingencias que presentan violaciones a los límites de tensión y/o cargabilidad establecidos por el regulador. En las contingencias que no se muestran resultados es porque las tensiones operativas de las subestaciones se mantienen dentro de los márgenes aceptables por la regulación, o, dado que en todas las subestaciones excepto en Yopal, no hay capacidad firme de transformación 115/34.5 kV, la salida de operación de estos transformadores ocasiona la imposibilidad de atender la demanda que se atiende normalmente desde esa subestación.

La contingencia en la línea Yopal-Yopalosa 115 kV deja sin servicio a las subestaciones 115 kV Paz de Ariporo, Yopalosa y San Luis de Palenque; y la contingencia Yopalosa-Paz de Ariporo 115 kV presenta energía no suministrada en la subestación Paz de Ariporo 115 kV.

Tabla 4.4 Evaluación de contingencias en el año 2023

Condición	Contingencia	Elemento Excedido	Tipo Elemento [Nodo/Elemento]	Fuera de Rango (%)
HID DMax DMed DMin	Línea Chivor-Aguaclara 115 kV	Aguaclara 115 kV	Nodo	86,25
	Línea Yopal-Yopalosa 115 kV	Yopalosa 115 kV	Nodo	0
		San Luis de Palenque 115 kV	Nodo	0
		Santa Rosalía 115 kV	Nodo	0
	Línea Yopalosa-Paz de Ariporo 115 kV	Paz de Ariporo 115 kV	Nodo	0
TER DMáx DMed DMin	Línea Yopal-Yopalosa 115 kV	Yopalosa 115 kV	Nodo	0
		San Luis de Palenque 115 kV	Nodo	0
		Santa Rosalía 115 kV	Nodo	0
	Línea Yopalosa-Paz de Ariporo 115 kV	Paz de Ariporo 115 kV	Nodo	0

En el evento de una contingencia en la línea Chivor-Aguaclara 115 kV, la tensión en Aguaclara disminuye hasta alcanzar un nivel de 86,2% en el despacho hidráulico para los tres escenarios de demanda analizados. El efecto de una baja tensión en una barra del STR no solo conlleva al incumplimiento de lo establecido por la regulación, implica también bajas tensiones en el SDL, aumento de pérdidas y agrava la regulación de tensión.

En cuanto a la cargabilidad de los distintos componentes, tanto las líneas como los transformadores muestran niveles de carga por debajo del 80% durante el año 2023, para los casos de contingencia identificados en la Tabla 4.3

4.1.2 Año 2026: corto plazo

Las barras del STR de ENERCA cumplen con los límites exigidos en el Código de Redes en los escenarios simulados.

Tabla 4.5 Resultados de análisis de estado estable 2026 (tensiones %)

	Despacho Hidráulico			Despacho Térmico		
Nodo	D. Máx	D. Med	D. Min	D. Máx	D. Med	D. Min
Aguaclara	99%	99%	100%	98%	98%	99%
Aguazul	97%	98%	98%	98%	98%	98%
Chivor	102%	102%	103%	101%	101%	101%
Morro	98%	98%	99%	100%	100%	100%
Paz de Ariporo	97%	97%	98%	99%	99%	99%
San Luis de Palenque	99%	99%	100%	101%	101%	101%
Santa Rosalía	99%	100%	101%	101%	102%	102%
Termomechero	98%	98%	99%	100%	100%	100%
Termoyopal	99%	99%	99%	100%	100%	100%
Yopal 1	98%	98%	99%	100%	100%	100%
Toquilla (EBSA)	101%	101%	101%	101%	101%	101%
San Antonio (EBSA)	102%	102%	102%	102%	102%	102%

No se presentan sobrecargas en los elementos (líneas y transformadores) del sistema a nivel de 115 kV, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 4.6 Resultados de análisis de estado estable 2026 (cargabilidad %)

Tipo	Elemento	Despacho Hidráulico			Despacho Térmico		
		D. Máx	D. Med	D. Min	D. Máx	D. Med	D. Min
Transformador	Tr. Aguaclara	84%	78%	74%	83%	79%	73%
	Tr. Aguazul	81%	75%	71%	78%	75%	71%
	Tr. Yopal	61%	58%	54%	60%	57%	54%
	Tr. Morro	62%	59%	56%	61%	58%	55%
	Tr. San Luis de Palenque	41%	40%	37%	41%	39%	37%
	Tr. Paz de Ariporo	69%	66%	62%	69%	66%	62%
	Tr. Chivor	61%	60%	59%	22%	22%	22%
Línea 115 kV	L. Aguaclara – Aguazul	25%	24%	23%	47%	47%	49%
	L. Aguazul – Yopal	14%	13%	12%	61%	61%	61%
	L. Chivor – Aguaclara	45%	44%	41%	39%	40%	41%
	L. San Luis de Palenque – Santa Rosalía	5%	5%	5%	5%	5%	5%
	L. Termomechero- Morro	6%	6%	6%	6%	6%	6%
	L. Toquilla – San Antonio	18%	17%	15%	30%	30%	31%
	L. Yopalosa – Paz de Ariporo	8%	8%	7%	8%	8%	7%
	L. Yopalosa – San Luis de Palenque	10%	10%	10%	10%	10%	10%
	L. Yopal – San Antonio	16%	15%	14%	31%	32%	33%
	L. Yopal – Termomechero 1	3%	3%	3%	27%	27%	27%
	L. Yopal – Termomechero 2	3%	3%	3%	27%	27%	27%
	L. Yopal – Termoyopal 1	5%	5%	5%	35%	35%	35%
	L. Yopal – Termoyopal 2	5%	5%	5%	35%	35%	35%
	L. Yopal – Toquilla	15%	14%	13%	32%	33%	34%
	L. Yopal - Yopalosa	15%	14%	14%	15%	15%	14%

Se llevaron a cabo las simulaciones de contingencias N-1 en las líneas de 115 kV y en los transformadores 115/34,5 kV del sistema de ENERCA indicados en la Tabla 4.3.

En la Tabla 4.7 se analizan las contingencias que presentan violaciones a los límites de tensión y/o cargabilidad establecidos por el regulador. En las contingencias que no se muestran resultados es porque las tensiones operativas de las subestaciones se mantienen dentro de los márgenes aceptables por la regulación, o, dado que en todas las subestaciones excepto en Yopal, no hay capacidad firme de transformación 115/34.5 kV, la salida de operación de estos transformadores ocasiona la imposibilidad de atender la demanda que se atiende normalmente desde esa subestación.

La contingencia en la línea Yopal-Yopalosa 115 kV deja sin servicio a las subestaciones 115 kV Paz de Ariporo, Yopalosa y San Luis de Palenque; y la contingencia Yopalosa-Paz de Ariporo 115 kV presenta energía no suministrada en la subestación Paz de Ariporo 115 kV.

Tabla 4.7 Evaluación de contingencias en el año 2026

Condición	Contingencia	Elemento Excedido	Tipo Elemento [Nodo/Elemento]	Fuera de Rango (%)
HID DMax	Línea Chivor-Aguaclara 115 kV	Sistema no converge		
HID DMed	Línea Chivor-Aguaclara 115 kV	Sistema no converge		

Condición	Contingencia	Elemento Excedido	Tipo Elemento (Nodo/Elemento)	Fuera de Rango (%)
HID DMin	Línea Chivor-Aguaclara 115 kV	Aguaclara 115 kV	Nodo	83,6
TER DMáx	Línea Chivor-Aguaclara 115 kV	Aguaclara 115 kV	Nodo	86,26
TER DMed	Línea Chivor-Aguaclara 115 kV	Aguaclara 115 kV	Nodo	85,8
TER DMin	Línea Chivor-Aguaclara 115 kV	Aguaclara 115 kV	Nodo	88,5

En el caso de la contingencia en la línea Chivor-Aguaclara 115 kV se observó que la simulación no converger en el despacho hidráulico en los escenarios de demanda máxima y media. La misma contingencia en el despacho hidráulico – escenario de demanda mínimo, y en la condición de despachos térmicos, se presentan bajas tensiones, que violan el límite establecido en la regulación.

Con respecto a la cargabilidad de los distintos componentes, tanto las líneas como los transformadores muestran niveles de carga por debajo del 85% durante el año 2026 en situaciones de contingencia.

4.1.3 Año 2028: mediano plazo

Los análisis presentados para el 2028 se realizan en dos condiciones: i) con la entrada del proyecto Alcaraván 230 kV y líneas de transmisión asociadas establecida para julio de 2027; ii) sin la entrada en operación del proyecto Alcaraván 230 kV y líneas de transmisión asociadas.

4.1.3.1 Con Proyecto Alcaraván

Las barras del STR de ENERCA cumplen con los límites exigidos en el Código de Redes en los escenarios simulados.

Tabla 4.8 Resultados de análisis de estado estable 2028, Con Proyecto Alcaraván (tensiones %)

Nodo	Despacho Hidráulico			Despacho Térmico		
	D. Máx	D. Med	D. Min	D. Máx	D. Med	D. Min
Aguaclara	101%	101%	102%	100%	100%	100%
Aguazul	102%	102%	103%	101%	101%	101%
Alcaraván	103%	103%	104%	102%	102%	102%
Chivor	103%	103%	103%	102%	102%	102%
Morro	102%	103%	104%	102%	102%	102%
Paz De Ariporo	101%	102%	104%	100%	100%	101%
San Luis De Palenque	103%	104%	105%	102%	102%	103%
Santa Rosalía	104%	105%	106%	103%	103%	103%
Termomechero	102%	103%	104%	102%	102%	102%
Termoyopal	103%	103%	104%	101%	101%	101%
Yopal 1	103%	103%	104%	101%	101%	101%
Yopalosa	103%	103%	105%	101%	101%	102%
San Antonio (EBSA)	104%	104%	105%	103%	104%	104%
Toquillla (EBSA)	104%	104%	105%	103%	103%	103%

No se presentan sobrecargas en los elementos (líneas y transformadores) del sistema a nivel de 115 kV, como se muestra en la siguiente tabla. Se resalta que el transformador de Aguaclara en la condición de despacho hidráulico y demanda máximo para el 2028 presentaría cargabilidad cercana al 94%.

Tabla 4.9 Resultados de análisis de estado estable 2028, Con Proyecto Alcaraván (cargabilidad %)

Tipo	Elemento	Despacho Hidráulico			Despacho Térmico		
		D. Máx	D. Med	D. Min	D. Máx	D. Med	D. Min
Transformador	Tr. Aguaclara	94%	86%	76%	87%	81%	73%
	Tr. Aguazul	87%	81%	75%	84%	80%	75%
	Tr. Yopal	65%	61%	62%	65%	61%	56%
	Tr. Morro	66%	63%	55%	65%	63%	58%
	Tr. San Luis de Palenque	44%	42%	38%	44%	42%	39%
	Tr. Paz de Ariporo	81%	70%	58%	74%	70%	65%
	Tr. Chivor	59%	58%	56%	19%	18%	16%
Línea 115 kV	L. Aguaclara-Aguazul	24%	24%	24%	29%	29%	30%
	L. Aguazul-Alcaraván 1	8%	8%	8%	17%	17%	16%
	L. Aguazul-Alcaraván 2	8%	8%	8%	17%	17%	16%
	L. Aguazul-Yopal	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	L. Alcaraván-Yopal 1	18%	17%	15%	43%	44%	45%
	L. Alcaraván-Yopal 2	18%	17%	15%	43%	44%	45%
	L . Chivor-Aguaclara	42%	40%	38%	23%	23%	22%
	L. San Luis De Palenque- Santa Rosalía	5%	0%	6%	5%	0%	5%
	L. Termomechero-Morro	7%	6%	6%	7%	6%	6%
	L. Toquilla-San Antonio	10%	10%	9%	13%	14%	14%
	L. Yopalosa-Paz De Ariporo	8%	8%	8%	9%	8%	7%
	L. Yopalosa-San Luis De Palenque	10%	10%	10%	10%	10%	10%
	L. Yopal-San Antonio	8%	8%	7%	15%	15%	16%
	L. Yopal-Termomechero 1	3%	3%	3%	27%	27%	27%
	L. Yopal-Termomechero 2	3%	3%	3%	27%	27%	27%
	L. Yopal-Termoyopal 1	0%	0%	0%	36%	36%	36%
	L. Yopal-Termoyopal 2	0%	0%	0%	36%	36%	36%
	L. Yopal-Toquilla	8%	7%	7%	15%	16%	16%
	L. Yopal-Yopalosa	15%	15%	11%	15%	15%	14%

Se realizaron las simulaciones de contingencias N-1 indicadas en la Tabla 4.10

Tabla 4.10 Contingencias analizadas para el sistema 2028

#	Contingencia
1	Línea Aguaclara – Aguazul 115 kV
2	Línea Alcaraván – Yopal 115 kV
3	Línea Chivor – Aguaclara 115 kV
4	Línea Yopalosa - Paz de Ariporo 115 kV
5	Línea Yopal - San Antonio 115 kV
6	Línea Yopal – Yopalosa 115 kV
7	Transformador Aguaclara
8	Transformador Aguazul

#	Contingencia
9	Transformador Morro
10	Transformador Paz de Ariporo
11	Transformador San Luis de Palenque
12	Transformador Yopal

En la Tabla 4.11 se analizan las contingencias que presentan violaciones a los límites de tensión y/o cargabilidad establecidos por el regulador. En las contingencias que no se muestran resultados es porque las tensiones operativas de las subestaciones se mantienen dentro de los márgenes aceptables por la regulación, o, dado que en todas las subestaciones excepto en Yopal, no hay capacidad firme de transformación 115/34.5 kV, la salida de operación de estos transformadores ocasiona la imposibilidad de atender la demanda que se atiende normalmente desde esa subestación.

La contingencia en la línea Yopal-Yopalosa 115 kV deja sin servicio a las subestaciones 115 kV Paz de Ariporo, Yopalosa y San Luis de Palenque; y la contingencia Yopalosa-Paz de Ariporo 115 kV presenta energía no suministrada en la subestación Paz de Ariporo 115 kV.

Tabla 4.11 Evaluación de contingencias en el año 2028, Con Proyecto Alcaraván

Condición	Contingencia	Elemento Excedido	Tipo Elemento [Nodo/Elemento]	Fuera de Rango (%)
HID DMax DMed DMin	Línea Chivor-Aguaclara 115 kV	Sistema no converge		
TER DMáx	Línea Chivor-Aguaclara 115 kV	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	106%

En el caso de la contingencia en la línea Chivor-Aguaclara 115 kV se observó que la simulación no logró converger en el despacho hidráulico en los escenarios de demanda máxima, media y mínima. En particular, esta contingencia en condición de despacho térmico – escenario demanda máximo, la cargabilidad del transformador de Aguaclara 115/34,5/13,2 kV estaría sobrecargado en 106%.

4.1.3.2 Sin Proyecto Alcaraván

Las barras del STR de ENERCA cumplen con los límites exigidos en el Código de Redes en los escenarios simulados.

Tabla 4.12 Resultados de análisis de estado estable 2028, Sin Proyecto Alcaraván (tensiones %)

Nodo	Despacho Hidráulico			Despacho Térmico		
	D. Máx	D. Med	D. Min	D. Máx	D. Med	D. Min
Aguaclara	99%	99%	99%	98%	98%	99%
Aguazul	97%	97%	98%	98%	98%	98%
Chivor	102%	102%	102%	101%	101%	101%
Morro	97%	98%	98%	100%	100%	100%
Paz De Ariporo	96%	97%	98%	98%	99%	99%
San Luis De Palenque	98%	98%	99%	100%	100%	101%
Santa Rosalía	99%	99%	100%	101%	101%	102%
Termomechero	97%	98%	98%	100%	100%	100%

Nodo	Despacho Hidráulico			Despacho Térmico		
	D. Máx	D. Med	D. Min	D. Máx	D. Med	D. Min
Termoyopal	98%	98%	99%	100%	100%	100%
Yopal 1	97%	98%	98%	100%	100%	100%
Yopalosa	97%	98%	99%	99%	100%	100%
San Antonio (EBSA)	102%	102%	102%	102%	102%	102%
Toquillla (EBSA)	100%	101%	101%	101%	101%	101%

No se presentan sobrecargas en los elementos (líneas y transformadores) del sistema a nivel de 115 kV, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 4.13 Resultados de análisis de estado estable 2028, Sin Proyecto Alcaraván (cargabilidad %)

Tipo	Elemento	Despacho Hidráulico			Despacho Térmico		
		D. Máx	D. Med	D. Min	D. Máx	D. Med	D. Min
Transformador	Tr. Aguaclara	88%	89%	79%	90%	83%	75%
	Tr. Aguazul	85%	80%	74%	88%	80%	74%
	Tr. Yopal	66%	62%	57%	65%	62%	56%
	Tr. Morro	67%	63%	58%	67%	62%	57%
	Tr. San Luis de Palenque	45%	42%	39%	45%	42%	39%
	Tr. Paz de Ariporo	74%	70%	65%	74%	70%	65%
	Tr. Chivor	63%	62%	60%	23%	22%	21%
Línea 115 kV	L. Aguaclara-Aguazul	26%	25%	23%	45%	46%	48%
	L. Aguazul-Yopal	15%	14%	13%	60%	60%	61%
	L. Chivor-Aguaclara	49%	47%	43%	39%	39%	40%
	L. San Luis De Palenque- Santa Rosalía	5%	5%	5%	5%	5%	5%
	L. Termomechero-Morro	7%	7%	6%	7%	6%	6%
	L. Toquilla-San Antonio	19%	18%	16%	28%	29%	31%
	L. Yopalosa-Paz De Ariporo	9%	8%	8%	9%	8%	8%
	L. Yopalosa-San Luis De Palenque	10%	10%	10%	10%	10%	10%
	L. Yopal-San Antonio	18%	16%	15%	30%	31%	32%
	L. Yopal-Termomechero 1	3%	3%	3%	27%	27%	27%
	L. Yopal-Termomechero 2	3%	3%	3%	27%	27%	27%
	L. Yopal-Termoyopal 1	6%	5%	5%	35%	35%	35%
	L. Yopal-Termoyopal 2	6%	5%	5%	35%	35%	35%
	L. Yopal-Toquilla	17%	16%	14%	30%	32%	33%
	L. Yopal – Yopalosa	15%	15%	14%	15%	15%	14%

Se realizaron las simulaciones de contingencias N-1 indicadas en la Tabla 4.10

En la Tabla 4.14 se analizan las contingencias que presentan violaciones a los límites de tensión y/o cargabilidad establecidos por el regulador. En las contingencias que no se muestran resultados es porque las tensiones operativas de las subestaciones se mantienen dentro de los márgenes aceptables por la regulación, o, dado que en todas las subestaciones excepto en Yopal, no hay capacidad firme de transformación 115/34.5 kV, la salida de operación de estos transformadores ocasiona la imposibilidad de atender la demanda que se atiende normalmente desde esa subestación.

La contingencia en la línea Yopal-Yopalosa 115 kV deja sin servicio a las subestaciones 115 kV Paz de Ariporo, Yopalosa y San Luis de Palenque; y la contingencia Yopalosa-Paz de Ariporo 115 kV presenta energía no suministrada en la subestación Paz de Ariporo 115 kV.

Tabla 4.14 Evaluación de contingencias en el año 2028, Sin Proyecto Alcaraván

Condición	Contingencia	Elemento Excedido	Tipo Elemento [Nodo/Elemento]	Fuera de Rango (%)
HID DMax DMed DMin	Línea Chivor-Aguaclara 115 kV	Sistema no converge		
TER DMáx	Línea Aguaclara-Aguazul 115 kV	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	102%
	Línea Aguazul-Yopal 115 kV	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	104%
	Línea Chivor-Aguaclara 115 kV	Sistema no converge		
TER DMed DMin	Línea Chivor-Aguaclara 115 kV	Sistema no converge		

En el caso de la contingencia en la línea Chivor-Aguaclara 115 kV se observó que la simulación no logra converger en ninguna de las condiciones analizadas.

Se presentan sobrecarga en el Transformador de Aguaclara 115/34,5/13,2 kV en el despacho término y escenario de demanda máximo, ante las contingencias de las líneas Aguaclara-Aguazul 115 Kv y Aguazul-Yopal 115 kV.

4.1.4 Año 2033: largo plazo

Los análisis presentados para el 2023 se realizan en dos condiciones: i) con la entrada del proyecto Alcaraván 230 kV y líneas de transmisión asociadas establecida para julio de 2027; ii) sin la entrada en operación del proyecto Alcaraván 230 kV y líneas de transmisión asociadas.

4.1.4.1 Con Proyecto Alcaraván

Las barras del STR de ENERCA cumplen con los límites exigidos en el Código de Redes en los escenarios simulados.

Tabla 4.15 Resultados de análisis de estado estable 2033, Con Proyecto Alcaraván (tensiones %)

Nodo	Despacho Hidráulico			Despacho Térmico		
	D. Máx	D. Med	D. Min	D. Máx	D. Med	D. Min
Aguaclara	99%	100%	101%	99%	99%	100%
Aguazul	101%	102%	103%	100%	100%	101%
Alcaraván	102%	103%	104%	101%	101%	102%
Chivor	102%	103%	103%	102%	102%	102%
Morro	101%	102%	103%	101%	101%	102%
Paz De Ariporo	99%	101%	102%	99%	100%	100%
San Luis De Palenque	101%	103%	104%	101%	101%	102%
Santa Rosalía	102%	104%	105%	102%	102%	103%
Termomechero	101%	102%	103%	101%	101%	102%

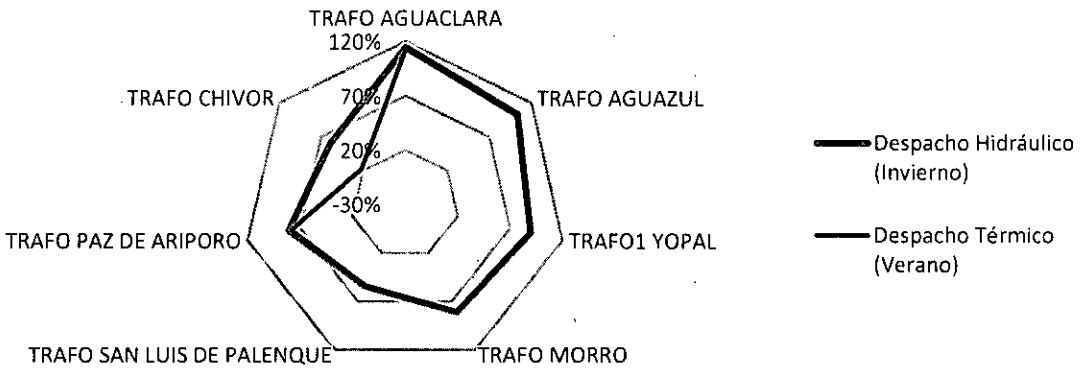
Nodo	Despacho Hidráulico			Despacho Térmico		
	D. Máx	D. Med	D. Min	D. Máx	D. Med	D. Min
Termoyopal	101%	102%	103%	101%	101%	101%
Yopal 1	101%	102%	103%	101%	101%	101%
Yopalosa	101%	102%	104%	101%	101%	101%
San Antonio (EBSA)	104%	104%	105%	104%	103%	103%
Toquillla (EBSA)	103%	104%	104%	103%	102%	103%

Para el año 2033, se presentan sobrecargas en los transformadores de Aguaclara y Aguazul en las condiciones de despacho hidráulica y térmico, para el escenario de demanda máxima, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 4.16 Resultados de análisis de estado estable 2033, Con Proyecto Alcaraván (cargabilidad %)

Tipo	Elemento	Despacho Hidráulico			Despacho Térmico		
		D. Máx	D. Med	D. Min	D. Máx	D. Med	D. Min
Transformador	Tr. Aguaclara	114%	98%	80%	113%	100%	83%
	Tr. Aguazul	103%	93%	80%	102%	93%	81%
	Tr. Yopal 1	90%	81%	71%	89%	82%	71%
	Tr. Morro	81%	72%	62%	80%	73%	62%
	Tr. San Luis de Palenque	54%	49%	42%	54%	49%	43%
	Tr. Paz de Ariporo	81%	73%	64%	79%	72%	63%
	Tr. Chivor	60%	57%	55%	22%	21%	18%
Línea 115 kV	L. Chivor-Aguaclara	88%	79%	69%	56%	54%	51%
	L. Aguaclara-Aguazul	38%	37%	35%	64%	66%	68%
	L. Aguazul-Yopal	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	L. Aguazul-Alcaraván 1	16%	15%	13%	39%	38%	37%
	L. Aguazul-Alcaraván 2	16%	15%	13%	39%	38%	37%
	L. Alcaraván-Yopal 1	45%	41%	35%	80%	82%	86%
	L. Alcaraván-Yopal 2	45%	41%	35%	80%	82%	86%
	L. Yopal-Termomechero 1	8%	7%	6%	53%	53%	54%
	L. Yopal-Termomechero 2	8%	7%	6%	53%	53%	54%
	L. Termomechero-Morro	17%	15%	13%	16%	15%	13%
	L. Yopal-Toquilla	20%	17%	15%	28%	29%	31%
	L. Toquilla-San Antonio	24%	22%	19%	24%	25%	26%
	L. Yopal-San Antonio	21%	19%	16%	26%	27%	29%
	L. Yopal-Termoyopal 1	0%	0%	0%	71%	71%	72%
	L. Yopal-Termoyopal 2	0%	0%	0%	71%	71%	72%
	L. Yopal-Yopalosa	33%	31%	29%	34%	32%	29%
	L. Yopalosa-San Luis De Palenque	18%	17%	17%	18%	17%	17%
	L. San Luis De Palenque- Santa Rosalía	7%	7%	7%	7%	7%	7%
	L. Yopalosa-Paz De Ariporo	22%	20%	17%	21%	20%	17%

Figura 4.1 Resultado análisis de estado estable 2033, con Proyecto Alcaraván (Cargabilidad Transformadores %)



Se llevaron a cabo simulaciones de contingencias N-1 en las líneas de 115 kV y en los transformadores 115/34,5 kV del sistema de ENERCA. Además, se procedió a la identificación de las 12 contingencias de mayor relevancia para la operación del sistema, tal como se detallan en la Tabla 4.17.

Tabla 4.17 Contingencias analizadas para el sistema 2033

#	Contingencia
1	Línea Aguaclara – Aguazul 115 kV
2	Línea Alcaraván – Yopal 115 kV
3	Línea Chivor – Aguaclara 115 kV
4	Línea Yopalosa - Paz de Ariporo 115 kV
5	Línea Yopal - San Antonio 115 kV
6	Línea Yopal – Yopalosa 115 kV
7	Transformador Aguaclara
8	Transformador Aguazul
9	Transformador Morro
10	Transformador Paz de Ariporo
11	Transformador San Luis de Palenque
12	Transformador Yopal

En la Tabla 4.18 se analizan las contingencias que presentan violaciones a los límites de tensión y/o cargabilidad establecidos por el regulador. En las contingencias que no se muestran resultados es porque las tensiones operativas de las subestaciones se mantienen dentro de los márgenes aceptables por la regulación, o, dado que en todas las subestaciones excepto en Yopal, no hay capacidad firme de transformación 115/34.5 kV, la salida de operación de estos transformadores ocasiona la imposibilidad de atender la demanda que se atiende normalmente desde esa subestación.

La contingencia en la línea Yopal-Yopalosa 115 kV deja sin servicio a las subestaciones 115 kV Paz de Ariporo, Yopalosa y San Luis de Palenque; y la contingencia Yopalosa-Paz de Ariporo 115 kV presenta energía no suministrada en la subestación Paz de Ariporo 115 kV.

Tabla 4.18 Evaluación de contingencias en el año 2033, Con Proyecto Alcaraván

Condición	Contingencia	Elemento Excedido	Tipo Elemento [Nodo/Elemento]	Fuera de Rango (%)
HID DMáx	Línea Aguaclara-Aguazul 115 kV	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	119%
		Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	103%
	Línea Alcaraván -Yopal 115 kV	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	114%
		Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	103%
	Línea Chivor-Aguaclara 115 kV	Sistema no converge		
	Línea Yopaloza - Paz de Ariporo 115 kV	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	114%
		Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	103%
	Línea Yopal – San Antonio 115 kV	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	115%
		Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	104%
	Línea Yopal - Yopalosa 115 kV	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	114%
		Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	103%
	Tr. Aguaclara	Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	103%
	Tr. Aguazul	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	114%
	Tr. Morro	Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	103%
		Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	114%
	Tr. Paz de Ariporo	Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	103%
		Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	114%
	Tr. San Luis de Palenque	Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	103%
		Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	114%
	Tr. Yopal	Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	103%
		Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	112%
HID DMed	Línea Aguaclara-Aguazul 115 kV	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	101%
	Línea Chivor-Aguaclara 115 kV	Sistema no converge		
HID DMin	Línea Chivor-Aguaclara 115 kV	Sistema no converge		
TER DMáx	Línea Aguaclara-Aguazul 115 kV	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	119%
		Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	103%

Condición	Contingencia	Elemento Excedido	Tipo Elemento [Nodo/Elemento]	Fuera de Rango (%)
	Línea Alcaraván-Yopal 115 kV	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	117%
		Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	103%
	Línea Chivor-Aguaclara 115 kV	Sistema no converge		
	L. Yopaloza - Paz de Ariporo	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	118%
		Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	104%
	L. Yopal - San Antonio	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	118%
		Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	104%
	L. Yopal - Yopalosa	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	118%
		Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	103%
	Tr. Aguaclara	Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	102%
	Tr. Aguazul	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	112%
	Tr. Morro	Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	104%
		Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	118%
	Tr. Paz de Ariporo	Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	103%
		Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	114%
	Tr. San Luis de Palenque	Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	102%
		Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	112%
	Tr. Yopal	Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	102%
		Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	113%
TER DMed	Línea Aguaclara-Aguazul 115 kV	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	101%
	Línea Chivor-Aguaclara 115 kV	Sistema no converge		
	L. Yopaloza - Paz de Ariporo	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	100,1%
	L. Yopal - San Antonio	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	100,3%
	L. Yopal - Yopalosa	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	100,4%
	Tr. Morro	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	100,2%
	Tr. Paz de Ariporo	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	100,1%
	Tr. San Luis de Palenque	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	100,1%
	Tr. Yopal	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	100,1%

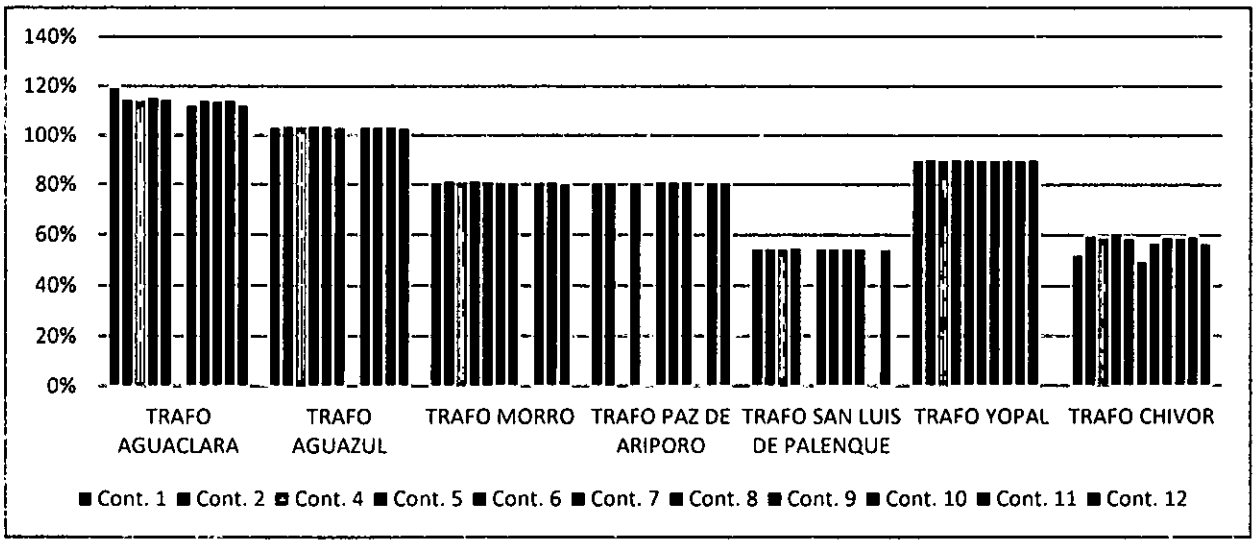
Condición	Contingencia	Elemento Excedido	Tipo Elemento [Nodo/Elemento]	Fuera de Rango (%)
TER DMin	Línea Chivor-Aguaclara 115 kV	Sistema no converge		

En el caso de la contingencia en la línea Chivor-Aguaclara 115 kV, se observó que la simulación no logró converger.

Se resalta, que ante las contingencias de las líneas Aguaclara-Aguazul 115 kV y Alcaraván-Yopal 115 Kv, así como de transformación, se presentan sobrecargas en los transformadores de Aguaclara y Aguazul.

En la Figura 4.2 se presentan los resultados, en forma gráfica, de la cargabilidad de los transformadores para las contingencias analizadas en condición de despacho hidráulico y escenario de demanda máximo.

Figura 4.2 Resultado Contingencias 2033, Cargabilidad Transformadores %, Con Proyecto Alcaraván, Despacho Hidraúlico – Esc. Demanda Máximo



A continuación, se presentan los niveles de cortocircuito monofásico y trifásico de las barras de las subestaciones 115 kV del Sistema de ENERCA 115 kV para el año 2033, incluyendo el proyecto Alcaraván en escenario de demanda máxima y despacho hidráulico (El detalle de los resultados se incluye en el Anexo G).

Tabla 4.19 Resultados cortocircuito 2033, Con Proyecto Alcaraván

Nodo 115 kV	Monofásico (1F) (kA)	Trifásico (3F) (kA)
Aguaclara	4,752	4,617
Aguazul	5,555	5,89
Alcaraván	13,519	9,268
Morro	12,094	10,511
Chivor	5,041	5,563
San Antonio	1,516	1,485
Termomechero	11,18	10,901
Paz de Ariporo	1,249	1,237
Santa Rosalía	0,631	0,632
San Luis de Palenque	5,339	5,79
Termoyopal	7,605	6,74

Toquilla	3,453	4,959
Yopal	10,115	8,58
Yopalosa	3,266	3,113

4.1.4.2 Sin Proyecto Alcaraván

Las barras del STR de ENERCA cumplen con los límites exigidos en el Código de Redes en los escenarios simulados.

Tabla 4.20 Resultados de análisis de estado estable 2033, Sin Proyecto Alcaraván (tensiones %)

Nodo	Despacho Hidráulico			Despacho Térmico		
	D. Máx	D. Med	D. Min	D. Máx	D. Med	D. Min
Aguaclara	97%	98%	99%	97%	97%	98%
Aguazul	95%	96%	97%	97%	97%	98%
Chivor	102%	102%	102%	101%	101%	101%
Yopal 1	96%	97%	98%	99%	99%	100%
Termomechero	96%	97%	98%	100%	100%	100%
Morro	96%	97%	98%	100%	100%	100%
Termoyopal	97%	97%	98%	100%	100%	100%
Yopalosa	96%	96%	98%	99%	99%	100%
San Luis De Palenque	96%	97%	99%	99%	100%	100%
Paz De Ariporo	94%	95%	97%	97%	98%	99%
Santa Rosalía	96%	97%	99%	100%	100%	101%
Toquillla (EBSA)	100%	100%	101%	101%	101%	101%
San Antonio (EBSA)	102%	102%	102%	102%	102%	102%

Para el año 2033 sin proyecto Alcaraván se presentan sobrecargas en los transformadores de Aguaclara y Aguazul en las condiciones de despacho hidráulico y térmico, para el escenario de demanda máxima y medio.

También se presenta sobrecarga en la línea Chivor-Aguaclara 115 kV en despacho hidráulico para los escenarios de demanda máximas y media; y en la línea Aguazul-Yopal 115 kV en condición de despacho térmico para los tres escenarios de demanda analizados.

Estos resultados de cargabilidad se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 4.21 Resultados de análisis de estado estable 2033, Sin Proyecto Alcaraván (cargabilidad %)

Tipo	Elemento	Despacho Hidráulico			Despacho Térmico		
		D. Máx	D. Med	D. Min	D. Máx	D. Med	D. Min
Transformador	Tr. Aguaclara	118%	103%	84%	118%	104%	85%
	Tr. Aguazul	104%	95%	82%	103%	94%	81%
	Tr. Yopal 1	90%	82%	71%	89%	82%	71%
	Tr. Morro	82%	74%	63%	80%	73%	63%
	Tr. San Luis de Palenque	55%	50%	43%	54%	49%	43%
	Tr. Paz de Ariporo	81%	74%	64%	79%	72%	63%
	Tr. Chivor	68%	65%	60%	26%	25%	23%
Línea 115 kV	L. Chivor-Aguaclara	117%	105%	88%	81%	81%	82%
	L. Aguaclara- Aguazul	55%	50%	43%	85%	90%	97%
	L. Aguazul-Yopal	32%	28%	22%	125%	126%	127%

Tipo	Elemento	Despacho Hidráulico			Despacho Térmico		
		D. Máx	D. Med	D. Min	D. Máx	D. Med	D. Min
	L. Yopal-Termomechero 1	9%	8%	7%	53%	54%	54%
	L. Yopal-Termomechero 2	9%	8%	7%	53%	54%	54%
	L. Termomechero-Morro	18%	16%	14%	17%	15%	13%
	L. Yopal-Toquilla	48%	43%	35%	50%	54%	60%
	L. Toquilla-San Antonio	53%	47%	39%	46%	50%	55%
	L. Yopal-San Antonio	50%	44%	37%	49%	52%	58%
	L. Yopal-Termoyopal 1	16%	14%	11%	69%	69%	69%
	L. Yopal-Termoyopal 2	16%	14%	11%	69%	69%	69%
	L. Yopal-Yopalosa	35%	32%	29%	34%	32%	29%
	L. Yopalosa-San Luis De Palenque	18%	17%	17%	18%	17%	17%
	L. Yopalosa-Paz De Ariporo	23%	21%	18%	22%	20%	17%

Se llevaron a cabo simulaciones de contingencias N-1 en las líneas de 115 kV y en los transformadores 115/34,5 kV dentro del sistema de ENERCA. Además, se procedió a la identificación de las 12 contingencias de mayor relevancia para la operación del sistema, tal como se detallan en la Tabla 4.17.

En la Tabla 4.22 se analizan las contingencias que presentan violaciones a los límites de tensión y/o cargabilidad establecidos por el regulador. En las contingencias que no se muestran resultados es porque las tensiones operativas de las subestaciones se mantienen dentro de los márgenes aceptables por la regulación, o, dado que en todas las subestaciones excepto en Yopal, no hay capacidad firme de transformación 115/34.5 kV, la salida de operación de estos transformadores ocasiona la imposibilidad de atender la demanda que se atiende normalmente desde esa subestación.

La contingencia en la línea Yopal-Yopalosa 115 kV deja sin servicio a las subestaciones 115 kV Paz de Ariporo, Yopalosa y San Luis de Palenque; y la contingencia Yopalosa-Paz de Ariporo 115 kV presenta energía no suministrada en la subestación Paz de Ariporo 115 kV.

Tabla 4.22 Evaluación de contingencias en el año 2033, Sin Proyecto Alcaraván

Condición	Contingencia	Elemento Excedido	Tipo Elemento [Nodo/Elemento]	Fuera de Rango (%)
HID DMáx	Línea Aguaclara-Aguazul 115 kV	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	114%
		Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	105%
	Línea Aguazul -Yopal 115 kV	Aguazul 115 kV	Nodo	86%
		Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	134%
		Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	111%
	Línea Chivor-Aguaclara 115 kV	Sistema no converge		
	Línea Yopaloza - Paz de Ariporo 115 kV	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	117%
		Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	104%

Condición	Contingencia	Elemento Excedido	Tipo Elemento [Nodo/Elemento]	Fuera de Rango (%)
	Línea Yopal – San Antonio 115 kV	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	126%
		Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	107%
	Línea Yopal - Yopalosa 115 kV	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	117%
		Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	104%
	Tr. Aguaclara	Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	103%
	Tr. Aguazul	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	114%
	Tr. Morro	Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	104%
		Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	117%
	Tr. Paz de Ariporo	Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	104%
		Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	117%
	Tr. San Luis de Palenque	Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	104%
		Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	117%
	Tr. Yopal	Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	103%
		Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	114%
HID DMed	Línea Aguaclara-Aguazul 115 kV	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	101%
	Línea Aguazul -Yopal 115 kV	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	109%
	Línea Chivor-Aguaclara 115 kV	Sistema no converge		
	Línea Yopaloza - Paz de Ariporo 115 kV	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	102%
	Línea Yopal – San Antonio 115 kV	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	105%
	Línea Yopal - Yopalosa 115 kV	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	103%
	Tr. Aguazul	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	101%
	Tr. Morro	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	103%
	Tr. Paz de Ariporo	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	102%
	Tr. San Luis de Palenque	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	103%
	Tr. Yopal	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	101%
HID DMin	Línea Chivor-Aguaclara 115 kV	Sistema no converge		
TER DMáx	Línea Aguaclara-Aguazul 115 kV	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	115%

Condición	Contingencia	Elemento Excedido	Tipo Elemento [Nodo/Elemento]	Fuera de Rango (%)
		Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	103%
	Línea Aguazul-Yopal 115 kV	Aguazul 115 kV	Nodo	86%
		Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	134%
		Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	111%
	Línea Chivor-Aguaclara 115 kV	Sistema no converge		
	L. Yopaloza - Paz de Ariporo	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	119%
		Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	104%
	L. Yopal - San Antonio	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	126%
		Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	105%
	L. Yopal - Yopalosa	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	119%
		Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	103%
	Tr. Aguaclara	Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	103%
	Tr. Aguazul	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	117%
	Tr. Morro	Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	103%
		Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	118%
	Tr. Paz de Ariporo	Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	103%
		Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	118%
	Tr. San Luis de Palenque	Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	103%
		Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	118%
	Tr. Yopal	Transformador Aguazul	Elemento (Transformador)	103%
		Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	119%
TER DMed	Línea Aguaclara-Aguazul 115 kV	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	101%
	Línea Aguazul-Yopal 115 kV	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	110%
	Línea Chivor-Aguaclara 115 kV	Sistema no converge		
	L. Yopaloza - Paz de Ariporo	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	110%
	L. Yopal - San Antonio	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	105,6%
	L. Yopal - Yopalosa	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	105%
	Tr. Aguazul	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	103%

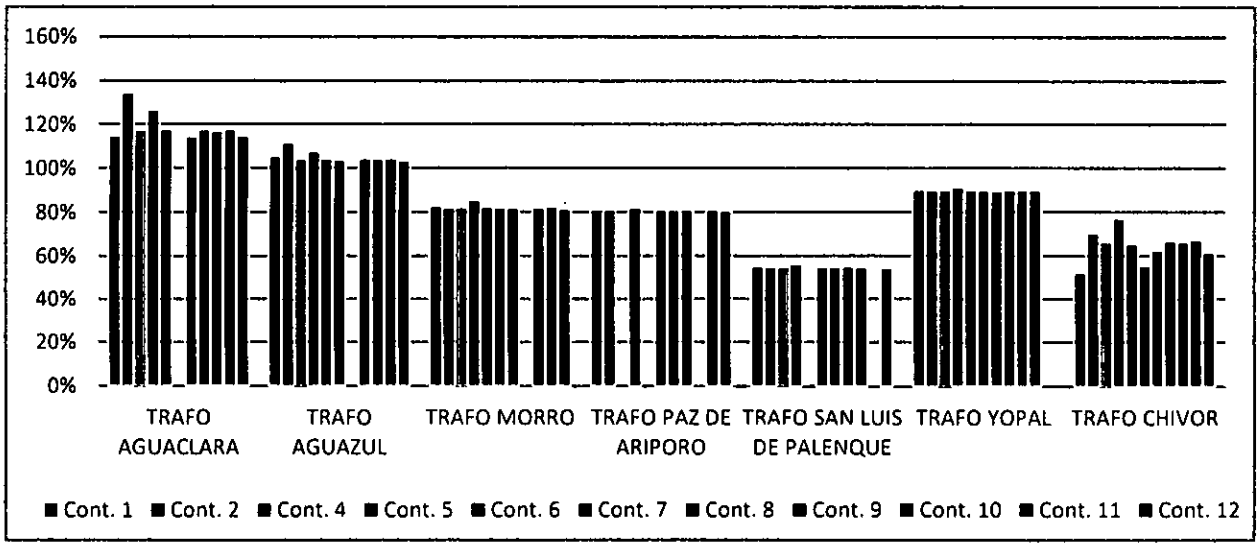
Condición	Contingencia	Elemento Excedido	Tipo Elemento [Nodo/Elemento]	Fuera de Rango (%)
	Tr. Morro	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	104%
	Tr. Paz de Ariporo	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	101%
	Tr. San Luis de Palenque	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	104%
	Tr. Yopal	Transformador Aguaclara	Elemento (Transformador)	104%
TER DMin	Línea Chivor-Aguaclara 115 kV	Sistema no converge		

En el caso de la contingencia en la línea Chivor-Aguaclara 115 kV, se observó que la simulación no logró converger.

Se resalta, que ante las contingencias de las líneas Aguaclara-Aguazul 115 kV y Aguazul-Yopal 115 kV, así como de transformación, se presentan sobrecargas en los transformadores de Aguaclara y Aguazul.

En la Figura 4.3 se presentan los resultados, en forma gráfica, de la cargabilidad de los transformadores para las contingencias analizadas en condición de despacho hidráulico y escenario de demanda máximo.

Figura 4.3 Resultado Contingencias 2033, Cargabilidad Transformadores %, Sin Proyecto Alcaraván, Despacho Hidraúlico – Esc. Demanda Máximo



A continuación, se presentan los niveles de cortocircuito monofásico y trifásico de las barras de las subestaciones 115 kV del Sistema de ENERCA 115 kV para el año 2033, sin tener en cuenta el proyecto Alcaraván en escenario de demanda máxima y despacho hidráulico (Ver resultados en el Anexo G).

Tabla 4.23 Resultados cortocircuito 2033, Sin proyecto Alcaraván

Nodo 115 kV	Monofásico (1F) (kA)	Trifásico (3F) (kA)
Aguaclara	4,553	4,372
Aguazul	4,057	3,924
Morro	10.333	7.042

Chivor	11,969	10,376
San Antonio	3,868	4,285
Termomechero	1,802	1,744
Paz de Ariporo	11,104	10,81
Santa Rosalía	1,439	1,411
San Luis de Palenque	0,677	0,674
Termoyopal	4,041	4,419
Toquilla	5,825	5,081
Yopal	3,338	4,738
Yopalosa	6,292	5,889

4.2 Conclusiones del Diagnóstico

Conforme los análisis de estado estable, confiabilidad y cortocircuito se resumen a continuación la problemática encontr
presente Plan de Expansión:

Tabla 4.24 Resumen del diagnóstico y soluciones propuestas

Año	Análisis	Situación	S
2023	Cond. Operación Normal	• Las tensiones están en los rangos de acuerdo con los requerimientos de operación del Código de Redes. • No se presentan sobrecargas en transformadores o líneas de 115 kV.	
2023	Contingencias N-1	• Ante la contingencia de la línea Chivor – Aguaclara 115 kV, se presenta subtensiones (86,2 %) en la barra de Aguaclara 115 kV. • Ante contingencia en la Línea Yopal-Yopalosa 115 kV, se presenta Energía No Suministrada en las subestaciones Paz de Ariporo, Yopalosa y San Luis de Palenque. • Ante la contingencia de la línea Yopalosa-Paz de Ariporo 115 kV se presenta ENS en Paz de Ariporo. • Ante la contingencia de la línea Yopalosa – San Luis de Palenque 115 kV, se presenta energía no suministrada en la Subestación San Luis de Palenque. • Todas las subestaciones excepto en Yopal, no hay capacidad firme de transformación 115/34.5 kV, la salida de operación de estos transformadores ocasiona la imposibilidad de atender la demanda que se atiende normalmente desde esa subestación.	• Segunda línea Chivor (o C instalación de un banco d Aguaclara 115 kV. • Construcción de una segu Ariporo 115 kV o una líne 115 kV; en caso de no dis Yopal 115 kV las alternati 115 kV o línea Alcaraván • Segunda línea Yopalosa - • Segundo transformador e • Segundo transformador e nuevo transformador de
2026	Cond. Operación Normal	• Las tensiones están en los rangos de acuerdo con los requerimientos de operación del Código de Redes. • No se presentan sobrecargas en transformadores o líneas de 115 kV; sin embargo, a nivel de 34,5 kV se presentan tensiones por debajo de 0,9 p.u. en la zona Sur.	
2026	Contingencias N-1	• Ante la contingencia de la línea Chivor – Aguaclara 115 kV se observó que la simulación no converger en el despacho hidráulico en los escenarios de demanda máxima y media. La misma contingencia en el despacho hidráulico – escenario de demanda mínimo, y en la condición de despachos térmicos, se presentan bajas tensiones, que violan el límite establecido en la regulación.	• Segunda línea Chivor (o C instalación de un banco d Aguaclara 115 kV. • Construcción de una segu Ariporo 115 kV o una líne 115 kV; en caso de no dis

Año	Análisis	Situación	S
		• Ante contingencia en la Línea Yopal-Yopalosa 115 kV, se presenta Energía No Suministrada en las subestaciones Paz de Ariporo, Yopalosa y San Luis de Palenque. • Ante la contingencia de la línea Yopalosa-Paz de Ariporo 115 kV se presenta ENS en Paz de Ariporo. • Ante la contingencia de la línea Yopalosa – San Luis de Palenque 115 kV, se presenta energía no suministrada en la Subestación San Luis de Palenque. • Todas las subestaciones excepto en Yopal, no hay capacidad firme de transformación 115/34.5 kV, la salida de operación de estos transformadores ocasiona la imposibilidad de atender la demanda que se atiende normalmente desde esa subestación.	Yopal 115 kV las alternati 115 kV o línea Alcaraván - • Segunda línea Yopalosa - • Segundo transformador e • Segundo transformador e nuevo transformador de
2028	Cond. Operación Normal (Con Alcaraván)	• Las tensiones están en los rangos de acuerdo con los requerimientos de operación del Código de Redes. • No se presentan sobrecargas en transformadores o líneas de 115 kV; sin embargo, a nivel de 34,5 kV con despacho hidráulico en todos los escenarios de demanda se presentan tensiones por debajo de 0,9 p.u. en la zona Sur y Centro 2.	NA
2028	Contingencias N-1 (Con Alcaraván)	• Ante la contingencia de la línea Chivor – Aguaclara 115 kV, se observa que la contingencia no es superada en una condición de despacho hidráulico y para los escenarios de demanda máxima y media; esta misma contingencia en una condición de despacho término y escenario de demanda máximo se presenta sobrecarga en el transformador de Aguaclara de aproximadamente 106,3%. • Ante contingencia en la Línea Yopal-Yopalosa 115 kV, se presenta Energía No Suministrada en las subestaciones Paz de Ariporo, Yopalosa y San Luis de Palenque. • Ante la contingencia de la línea Yopalosa – San Luis de Palenque 115 kV, se presenta energía no suministrada en la Subestación San Luis de Palenque. • Todas las subestaciones excepto en Yopal, no hay capacidad firme de transformación 115/34.5 kV, la salida de operación de estos transformadores ocasiona la imposibilidad de atender la demanda que se atiende normalmente desde esa subestación.	• Segunda línea Chivor (o C • Instalación de un banco d Aguaclara 115 kV. • Construcción de una segu Ariporo 115 kV o una líne 115 kV; en caso de no dis Yopal 115 kV las alternati 115 kV o línea Alcaraván - • Segunda línea Yopalosa - • Segundo transformador e • Segundo transformador e nuevo transformador de
2028	Cond. Operación	• Las tensiones están en los rangos de acuerdo con los requerimientos de operación del Código de Redes.	• Segundo transformador e

Año	Análisis	Situación	S
2028	Normal (Sin Alcaraván)	• Se presentan sobrecargas en transformadores de Aguaclara y Aguazul; sin embargo, a nivel de 34,5 kV se presentan tensiones por debajo de 0,9 p.u. en la zona Centro 1, Centro 2 y Sur.	
	Contingencias N-1 (Sin Alcaraván)	• Ante la contingencia de la línea Chivor – Aguaclara 115 kV, se observa que la contingencia no es superada en condición de despacho hidráulico y para los escenarios de demanda máxima, media y mínima; situación similar en condición de despacho térmico en demanda máxima. • Ante contingencia en la Línea Yopal-Yopalosa 115 kV, se presenta Energía No Suministrada en las subestaciones Paz de Ariporo, Yopalosa y San Luis de Palenque. • Ante la contingencia de la línea Yopalosa-Paz de Ariporo 115 kV se presenta ENS en Paz de Ariporo. • Ante la contingencia de la línea Yopalosa – San Luis de Palenque 115 kV, se presenta energía no suministrada en la Subestación San Luis de Palenque. • Todas las subestaciones excepto en Yopal, no hay capacidad firme de transformación 115/34.5 kV, la salida de operación de estos transformadores ocasiona la imposibilidad de atender la demanda que se atiende normalmente desde esa subestación.	• Segunda línea Chivor (o C • Instalación de un banco c Aguaclara 115 kV. • Construcción de una segu Ariporo 115 kV o una líne 115 kV. • Segunda línea Yopalosa - • Segundo transformador e • Segundo transformador e nuevo transformador de
2033	Cond. Operación Normal (Con Alcaraván)	• Las tensiones están en los rangos de acuerdo con los requerimientos de operación del Código de Redes. • Se presentan sobrecargas en transformadores de Aguaclara y Aguazul.	• Segundo transformador e
2033	Contingencias N-1 (Con Alcaraván)	• Ante la contingencia de la línea Chivor – Aguaclara 115 kV, se observa que la contingencia no es superada. • Ante la contingencia de la línea Yopal – Yopalosa 115 kV, se ven afectadas las subestaciones Yopalosa y San Luis de Palenque: energía no suministrada (ENS) • Ante la contingencia Yopalosa - San Luis de Palenque 115 kV, se presenta energía no suministrada dado que este circuito es radial. • Todas las subestaciones excepto en Yopal, no hay capacidad firme de transformación 115/34.5 kV, la salida de operación de estos transformadores ocasiona la imposibilidad de atender la demanda que se atiende normalmente desde esa subestación.	• Segunda línea Chivor (o C • Instalación de un banco c Aguaclara 115 kV. • Construcción de una segu Ariporo 115 kV o una líne 115 kV; en caso de no dis Yopal 115 kV las alternati 115 kV o línea Alcaraván • Segunda línea Yopalosa - • Segundo transformador e • Segundo transformador e nuevo transformador de

Año	Análisis	Situación	S
2033	Cond. Operación Normal (Sin Alcaraván)	• Las tensiones están en los rangos de acuerdo con los requerimientos de operación del Código de Redes. • Se presentan sobrecargas en transformadores de Aguaclara y Aguazul.	• Segundo transformador e
2033	Contingencias N-1 (Sin Alcaraván)	• Ante la contingencia de la línea Chivor – Aguaclara 115 kV, se observa que la contingencia no es superada. • Ante contingencia en la Línea Yopal-Yopalosa 115 kV, se presenta Energía No Suministrada en las subestaciones Paz de Ariporo, Yopalosa y San Luis de Palenque. • Ante la contingencia de la línea Yopalosa-Paz de Ariporo 115 kV se presenta ENS en Paz de Ariporo. • Ante la contingencia de la línea Yopalosa – San Luis de Palenque 115 kV, se presenta energía no suministrada en la Subestación San Luis de Palenque. • Todas las subestaciones excepto en Yopal, no hay capacidad firme de transformación 115/34.5 kV, la salida de operación de estos transformadores ocasiona la imposibilidad de atender la demanda que se atiende normalmente desde esa subestación.	• Segunda línea Chivor (o C • Instalación de un banco d Aguaclara 115 kV. • Construcción de una segu Ariporo 115 kV o una líne 115 kV. • Segunda línea Yopalosa - • Segundo transformador e • Segundo transformador e nuevo transformador de

Los anál sis técnicos de las soluciones planteadas se presentan en el numeral 4.3 de este documento.

4.3 Proyectos propuestos

Como parte de los análisis eléctricos realizados y presentados en los numeral 4.1 y 4.2 de este Plan, se estudiaron los siguientes proyectos:

- Segundo circuito Chivor (o Chivor II) - Aguaclara 115 kV
- Segundo circuito Aguazul-Yopal 115 Kv
- Ante la radialidad de Paz de Ariporo, se propone estudiar las siguientes alternativas
  - ✓ Alternativa No. 1: Línea Yopal - Paz de Ariporo 115 kV
  - ✓ Alternativa No. 2: Segundo circuito Yopal - Yopalosa- Paz de Ariporo 115 kV
  - ✓ Alternativa No. 3: Línea Alcaraván - Paz de Ariporo 115 kV
  - ✓ Alternativa No. 4: Línea Alcaraván - Yopalosa- Paz de Ariporo 115 kV
- Segundo circuito Yopalosa- San Luis de Palenque 115 kV
- Segundo transformador Aguaclara 115/34,5/13,2 kV
- Segundo transformador Aguazul 115/34,5/13,2 kV
- Segundo transformador Paz de Ariporo 115/34,5/13,2 kV
- Transformador Yopalosa 115/34,5/13,2 kV
- Instalación capacitor Aguaclara 50MVAR
- Transformador Alcaraván 115/34,5/13,2 kV
- Nueva subestación Villanueva 115 kV

Los proyectos fueron analizados en condiciones de despacho hidráulico y térmico, y escenarios de demanda máxima, media y mínima. En el Anexo F de este documento, se presentan los resultados del análisis de estado estable y contingencias en formato PDF y Excel.

Para efectos de presentación de resultados en este documento, se muestran gráficamente los análisis de la condición de despacho hidráulico y escenario de demanda máximo.

4.3.1 Segundo circuito Chivor (o Chivor II) - Aguaclara 115 kV

Consisten en la construcción del segundo circuito entre las subestaciones Chivor (o Chivor II– Aguaclara 115 kV con aproximadamente 32 km de longitud, utilizando un conductor 336,4 kcmil. Este proyecto dará más confiabilidad al sistema ante una contingencia N-1 de la línea Chivor – Aguaclara evitando deslastres de carga en la subestación Aguaclara. Además, es necesaria para poder exportar toda la potencia que introducen los nuevos proyectos de generación del sistema, sin que se generen sobrecargas en la línea actual Chivor - Aguaclara.

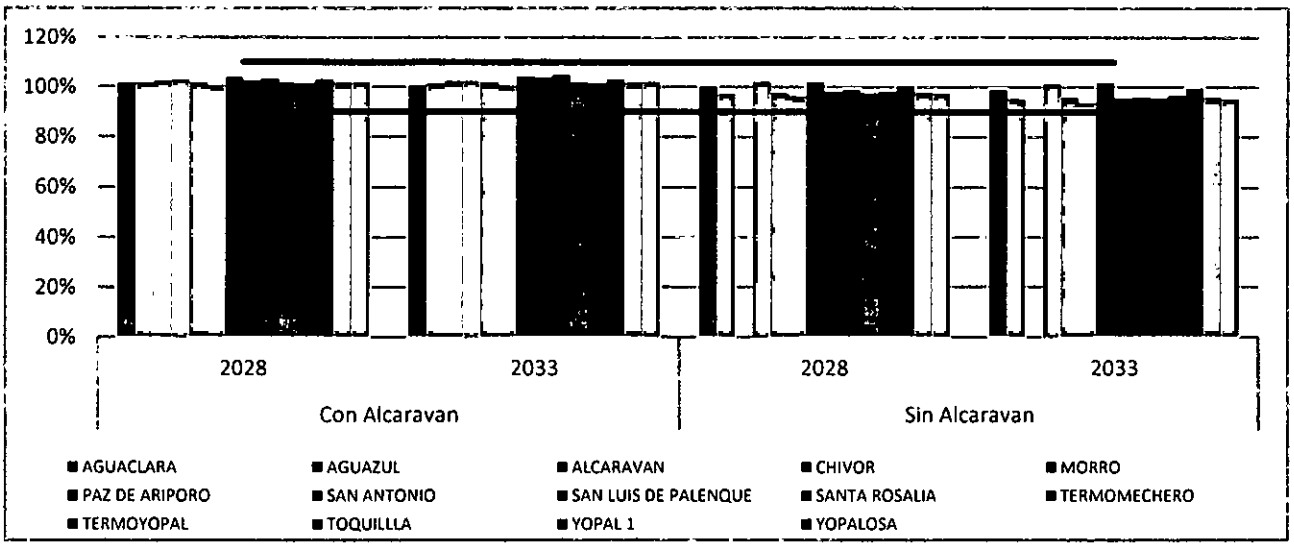
Conforme los análisis técnicos, se propone 2028 como año de entrada en operación del proyecto.

En un principio, se había planteado la posibilidad de llevar a cabo la línea 115 kV entre Chivor y Aguaclara. Sin embargo, debido a la no disponibilidad de espacio en la subestación Chivor 115 kV para una nueva bahía, se propone la realización del proyecto desde Chivor II, lo cual requerirá la gestión correspondiente con el Grupo de Energía de Bogotá, con quiénes se deberá validar que la subestación cuenta con espacio disponible o que tiene la capacidad de ampliación para llevar a cabo la conexión, para la instalación de un transformador 230/115 kV y sus correspondientes bahías, así como la bahía de la línea Chivor II – Aguaclara 115 kV.

La entrada de este proyecto a nivel de 115 kV presenta un comportamiento adecuado de las tensiones, cumpliendo con los requisitos de operación establecidos en el Código de Redes. Estos resultados se mantienen dentro del rango del 90% al 110%.

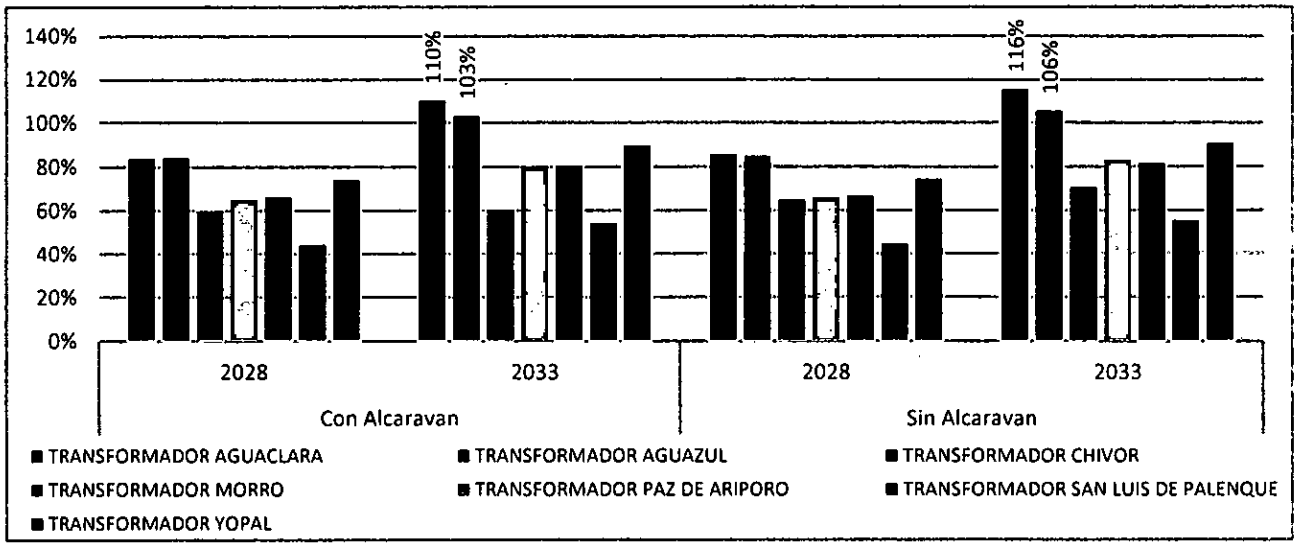
En la siguiente gráfica se presenta los resultados de la condición de despacho hidráulico y escenario de demanda máxima, con la sensibilidad ante la entrada del proyecto Alcaraván 230 kV.

Figura 4.4 Resultados proyecto línea Chivor (o Chivor II) – Aguaclara 115 kV; Despacho hidráulico (Tensiones %)



Ante el crecimiento significativo en la demanda eléctrica previsto para los años 2028 y 2033 en el escenario de demanda máxima, se evidencia una situación de sobrecarga en los transformadores de Aguaclara y Aguazul. Es importante destacar que la presencia del proyecto Alcaraván no afecta los resultados para este proyecto.

Figura 4.5 Resultados proyecto línea Chivor (o Chivor II) – Aguaclara 115 kV; Despacho hidráulico (Cargabilidad Transformadores %)



4.3.2 Segundo circuito Aguazul-Yopal 115 kV

Consiste en la construcción de un segundo circuito entre las subestaciones de Aguazul y Yopal a 115 kV, que abarca aproximadamente una longitud de 25,8 km y utiliza un conductor de 336,4 kcmil. Este proyecto contribuirá a mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico en una contingencia de N-1 para la línea Aguazul-Yopal, evitando bajas tensiones en la subestación Aguazul.

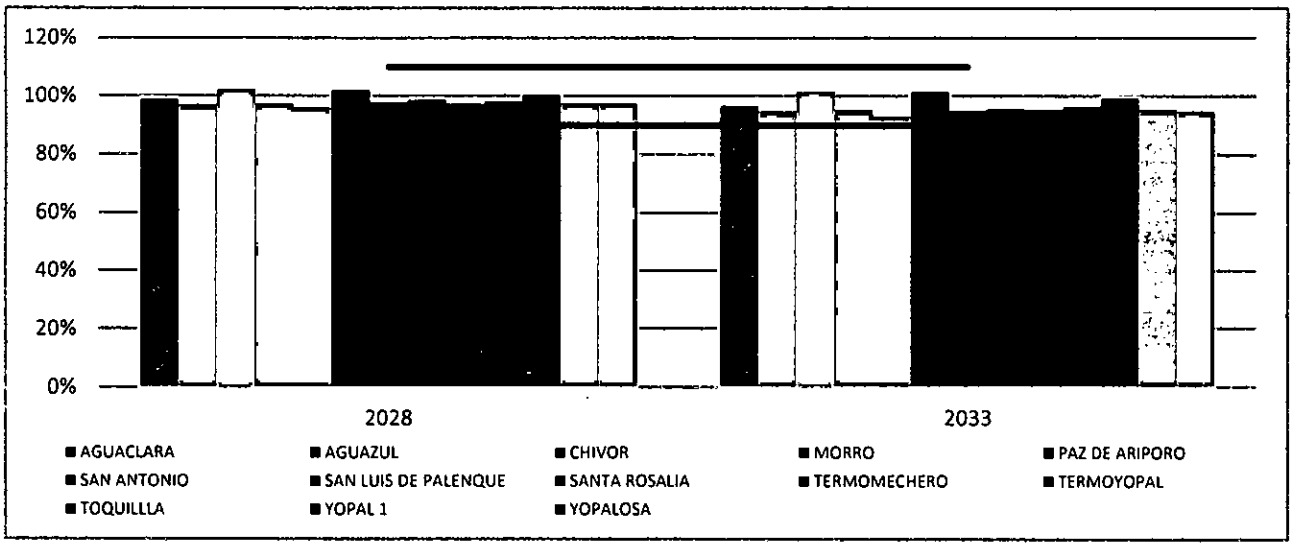
De acuerdo con los análisis técnicos presentados a continuación, se propone el año 2028 como el año de puesta en operación del proyecto.

Dado que la conexión del proyecto Alcaraván se realizará entre Aguazul y Yopal, con o sin Alcaraván, el segundo circuito entre estas dos subestaciones será necesario. Sin embargo, en el caso de implementar Alcaraván, el segundo circuito pasará por esta subestación. En cualquier caso, el proyecto es indispensable.

La entrada de este proyecto a nivel de 115 kV presenta un comportamiento adecuado de las tensiones, cumpliendo con los requisitos de operación establecidos en el Código de Redes. Estos resultados se mantienen dentro del rango del 90% al 110%.

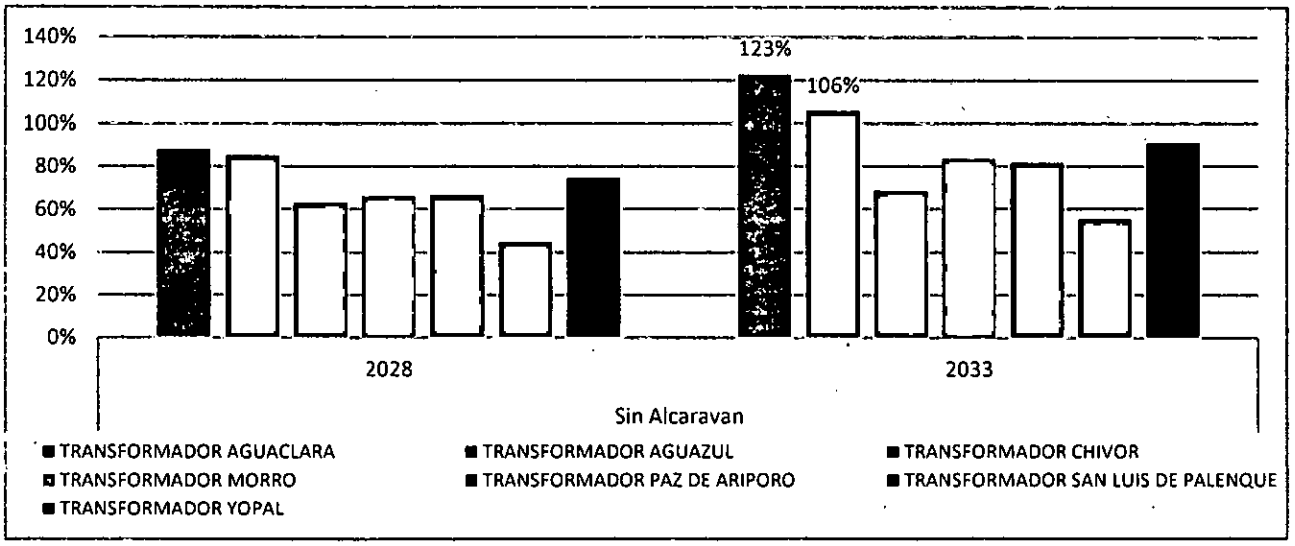
En la siguiente gráfica se presenta los resultados de la condición de despacho hidráulico y escenario de demanda máxima.

Figura 4.6 Resultados proyecto línea Aguazul- Yopal 115 kV; Despacho hidráulico (Tensiones %)



Ante el crecimiento significativo en la demanda eléctrica previsto para el año 2033 en el escenario de demanda máxima, se sigue evidenciando una situación de sobrecarga en los transformadores de Aguaclara y Aguazul.

Figura 4.7 Resultados proyecto línea Aguazul- Yopal 115 kV; Despacho hidráulico (Cargabilidad Transformadores %)



4.3.3 Alternativa 1: Línea Yopal – Paz de Ariporo 115 kV

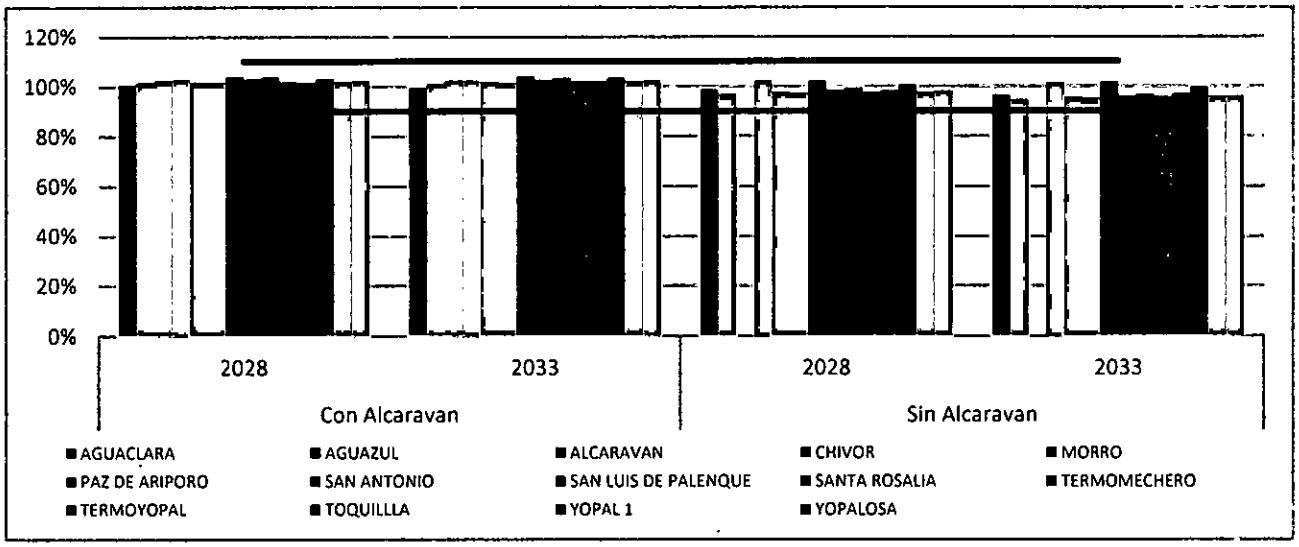
El proyecto consiste en la primera alternativa identificada para la conexión de Paz de Ariporo, consiste en la construcción de un circuito de 115 kV, con una extensión aproximada de 86 kilómetros, que conectará de manera directa las subestaciones 115 kV Yopal y Paz de Ariporo. Para llevar a cabo esta ampliación, se utilizará un conductor de 336,4 kcmill.

Este proyecto dará más confiabilidad al sistema en una contingencia N-1 de la línea Yopal – Yopalosa 115 kV o Yopalosa – Paz de Ariporo 115 kV, logrando evitar la situación de energía no suministrada para las cargas que se encuentran conectadas a los transformadores de Paz de Ariporo, San Luis y Santa Rosalía. Conforme los análisis técnicos, se propone el 2028 como año de entrada en operación del proyecto, y depende de la posibilidad de ampliar la subestación Yopal.

La entrada de este proyecto a nivel de 115 kV presenta un comportamiento adecuado de las tensiones, cumpliendo con los requisitos de operación establecidos en el Código de Redes. Estos resultados se mantienen dentro del rango del 90% al 110%.

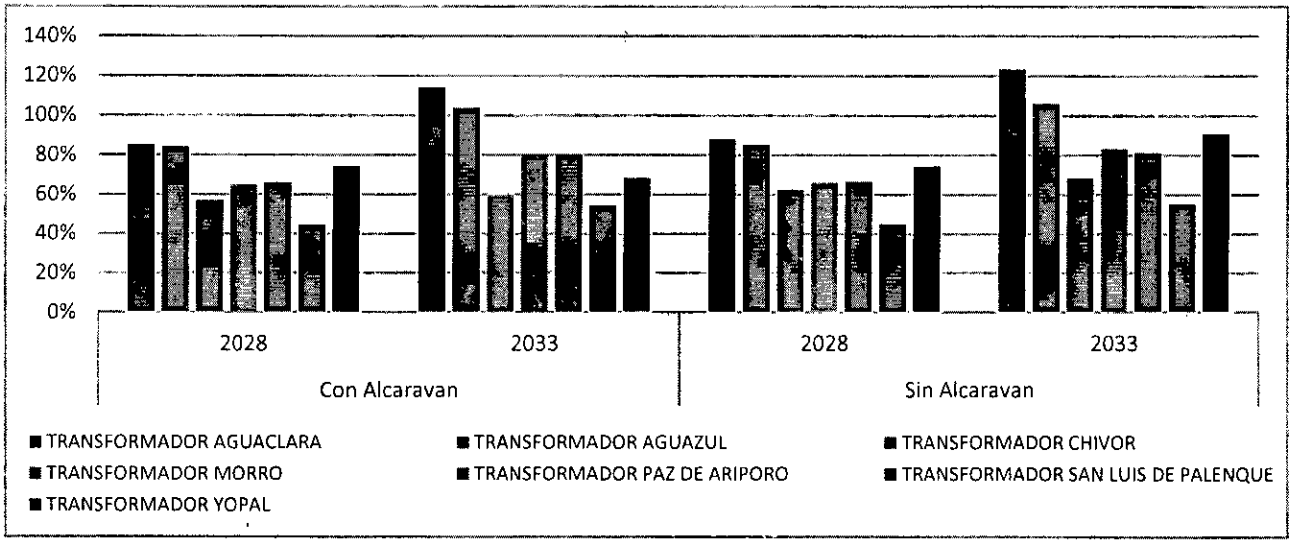
En la siguiente gráfica se presenta los resultados de la condición de despacho hidráulico y escenario de demanda máxima.

Figura 4.8 Resultados proyecto línea Yopal – Paz de Ariporo 115 kV; Despacho hidráulico (Tensiones %)



Ante el crecimiento significativo en la demanda eléctrica previsto para el año 2033 en el escenario de demanda máxima, se sigue evidenciando una situación de sobrecarga en los transformadores de Aguaclara y Aguazul. Es importante destacar que la presencia del proyecto Alcaraván no afecta los resultados para este proyecto.

Figura 4.9 Resultados proyecto línea Yopal – Paz de Ariporo 115 kV; Despacho hidráulico (Cargabilidad Transformadores %)



4.3.4 Alternativa 2: Segundo circuito Yopal - Yopalosa- Paz de Ariporo 115 kV

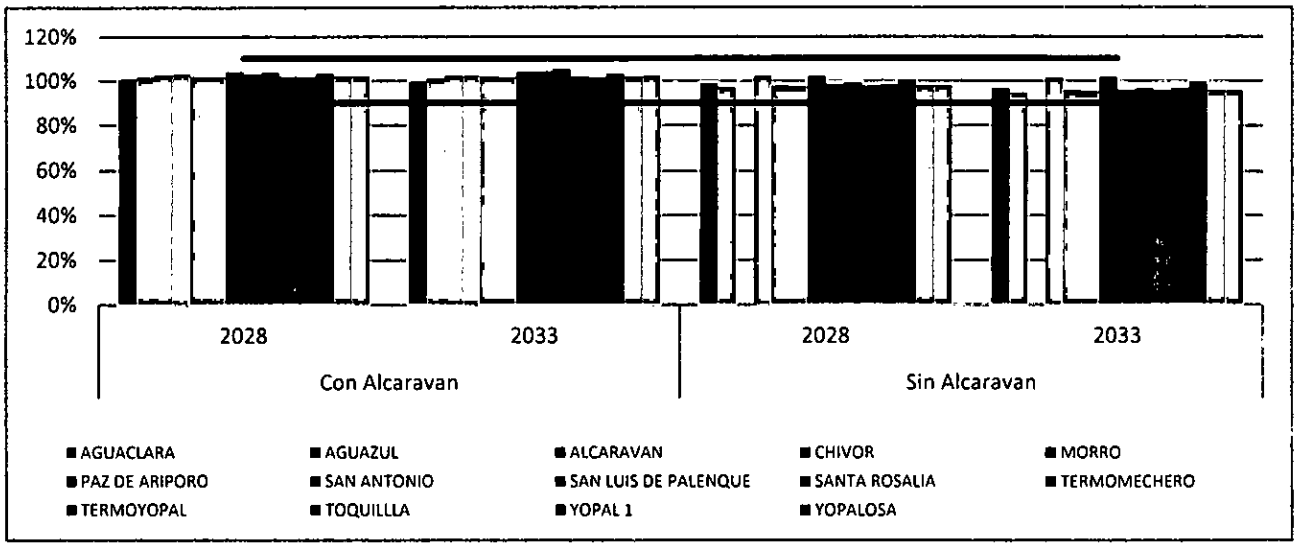
Como segunda alternativa identificada para la conexión de Paz de Ariporo se propone la construcción de un segundo circuito Yopal – Yopalosa – Paz de Ariporo 115 kV, con una extensión aproximada de 86 kilómetros.

Para llevar a cabo esta ampliación, se utilizará un conductor de 336,4 kcmil. Este proyecto dará más confiabilidad al sistema en caso de una contingencia N-1 de la línea Yopal – Yopalosa 115 kV o Yopalosa – Paz de Ariporo 115 kV, logrando evitar la situación de energía no suministrada para las cargas que se encuentran conectadas a los transformadores de Paz de Ariporo, San Luis y Santa Rosalía. Conforme los análisis técnicos que se presentan a continuación, se plantea el 2028 como año de entrada en operación del proyecto, y depende de la posibilidad de ampliar la subestación Yopal.

La entrada de este proyecto a nivel de 115 kV presenta un comportamiento adecuado de las tensiones, cumpliendo con los requisitos de operación establecidos en el Código de Redes. Estos resultados se mantienen dentro del rango del 90% al 110%.

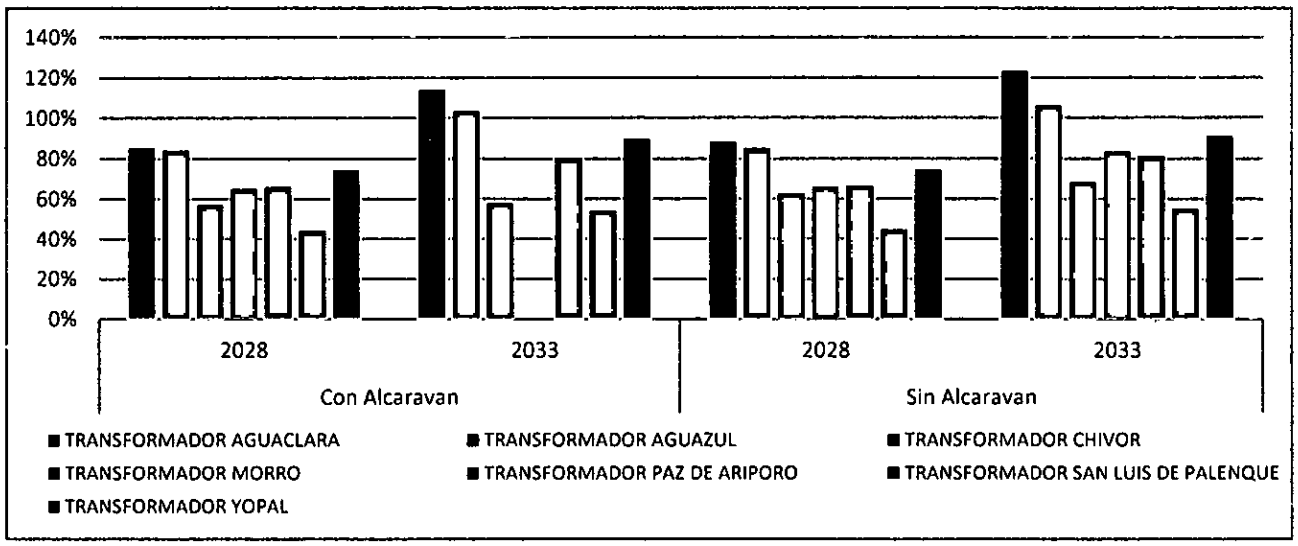
En la siguiente gráfica se presenta los resultados de la condición de despacho hidráulico y escenario de demanda máxima.

Figura 4.10 Resultados proyecto segundo circuito Yopal – Yopalosa- Paz de Ariporo 115 kV; Despacho hidráulico (Tensiones %)



Ante el crecimiento significativo en la demanda eléctrica previsto para el año 2033 en el escenario de demanda máxima, se sigue evidenciando una situación de sobrecarga en los transformadores de Aguaclara y Aguazul. Es importante destacar que la presencia del proyecto Alcaraván no afecta los resultados para este proyecto.

Figura 4.11 Resultados proyecto segundo circuito Yopal – Yopalosa- Paz de Ariporo 115 kV; Despacho hidráulico (Cargabilidad Transformadores %)



4.3.5 Alternativa 3: Línea Alcaraván - Paz de Ariporo 115 kV

La tercera alternativa analizada para la conexión de Paz de Ariporo, en caso de no lograr la ampliación de la subestación de Yopal para instalar una bahía de línea adicional, consiste en la

construcción de una línea Alcaraván – Paz de Ariporo 115 kV con una extensión aproximada de 94,27 kilómetros en conductor de 336,4 kcmil.

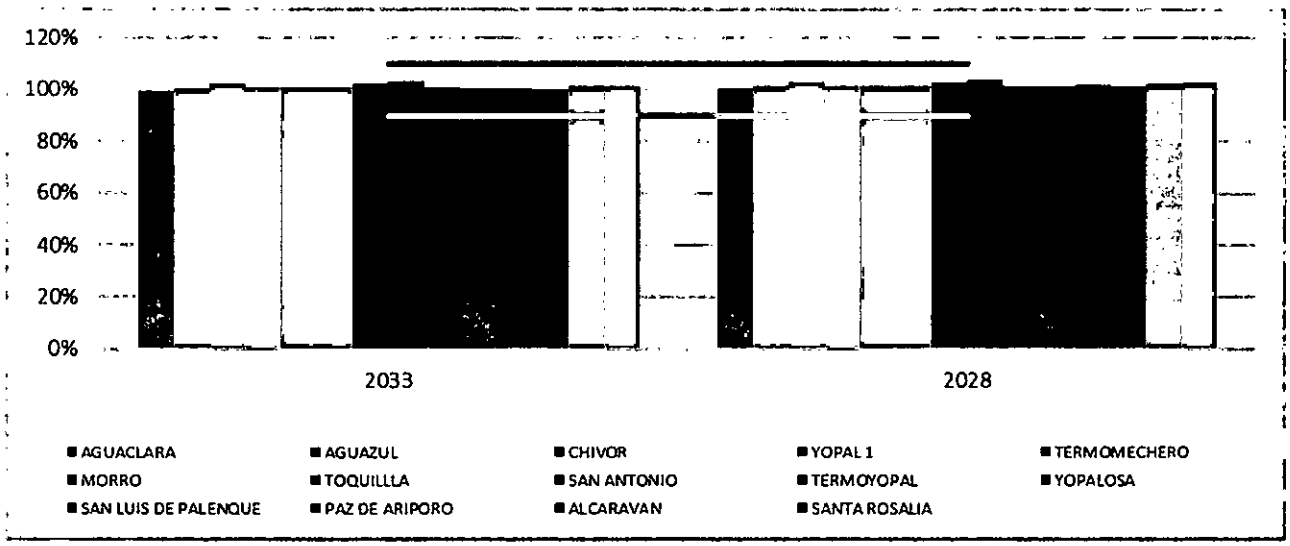
Este proyecto dará más confiabilidad al sistema para una contingencia N-1 de la línea Yopal – Yopalosa 115 kV o Yopalosa – Paz de Ariporo 115 kV, logrando evitar la situación de energía no suministrada para las cargas que se encuentran conectadas a los transformadores de Paz de Ariporo, Yopalosa, San Luis y Santa Rosalía.

Se propone el 2028 como año de entrada en operación del proyecto.

La entrada de este proyecto a nivel de 115 kV presenta un comportamiento adecuado de las tensiones, cumpliendo con los requisitos de operación establecidos en el Código de Redes. Estos resultados se mantienen dentro del rango del 90% al 110%.

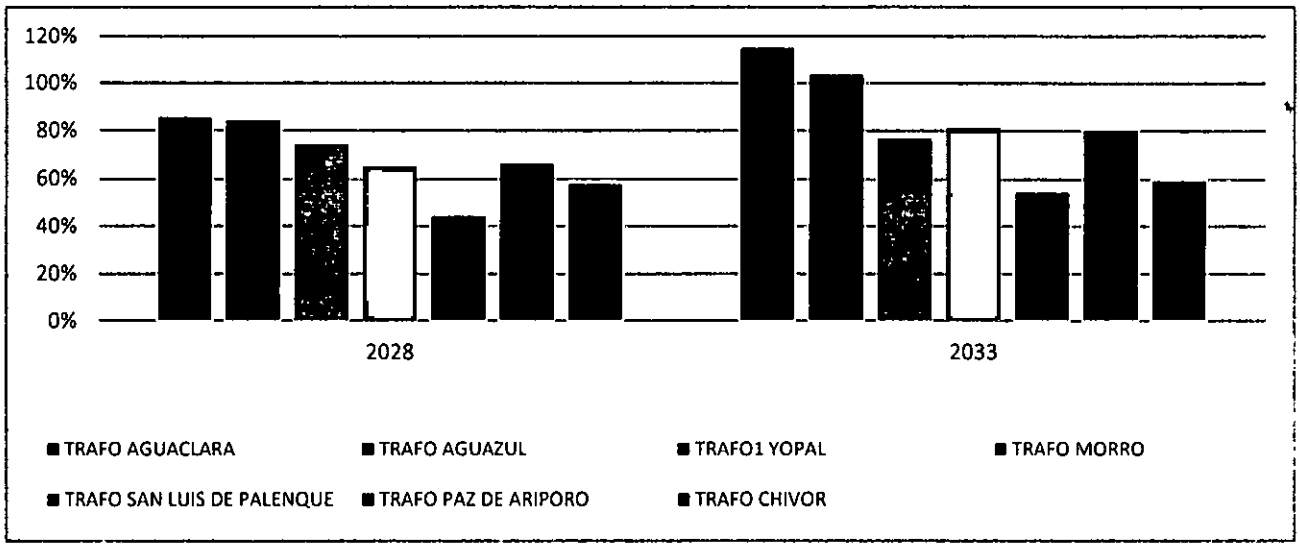
En la siguiente gráfica se presenta los resultados de la condición de despacho hidráulico y escenario de demanda máxima.

Figura 4.12 Resultados proyecto línea Alcaraván – Paz de Ariporo 115 Kv; Despacho hidráulico (Tensiones %)



Ante el crecimiento significativo en la demanda eléctrica previsto para el año 2033 en el escenario de demanda máxima, se sigue evidenciando una situación de sobrecarga en los transformadores de Aguaclara y Aguazul.

Figura 4.13 Resultados proyecto línea Alcaraván – Paz de Ariporo 115 Kv; Despacho hidráulico (Cargabilidad Tràns formadores %)



4.3.6 Alternativa 4: Línea Alcaraván - Yopalosa- Paz de Ariporo 115 kV

El proyecto consiste en la cuarta alternativa identificada para la conexión de Paz de Ariporo, el proyecto contempla la construcción de la línea Alcaraván – Yopalosa – Paz de Ariporo 115 kV en caso de no lograr la ampliación de la subestación de Yopal para instalar una bahía de línea adicional, con una extensión aproximada de 39,77 kilómetros entre Alcaraván y Yopalosa, y 54,5 kilómetros entre Yopalosa y Paz de Ariporo. Se plantea un conductor de 336,4 kcmil.

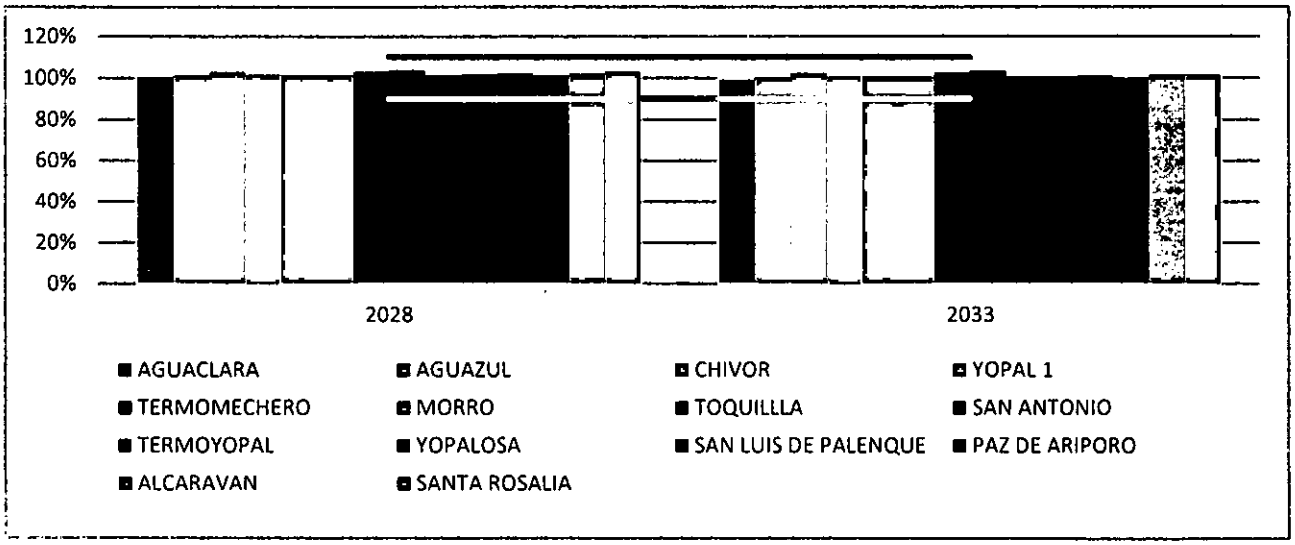
Este proyecto dará más confiabilidad al sistema en una contingencia N-1 de la línea Yopal – Yopalosa 115 kV o Yopalosa – Paz de Ariporo115 kV, logrando evitar la situación de energía no suministrada para las cargas que se encuentran conectadas a los transformadores de Paz de Ariporo, Yopalosa, San Luis y Santa Rosalía.

Se propone el 2028 como año de entrada en operación del proyecto.

La entrada de este proyecto a nivel de 115 kV presenta un comportamiento adecuado de las tensiones, cumpliendo con los requisitos de operación establecidos en el Código de Redes. Estos resultados se mantienen dentro del rango del 90% al 110%.

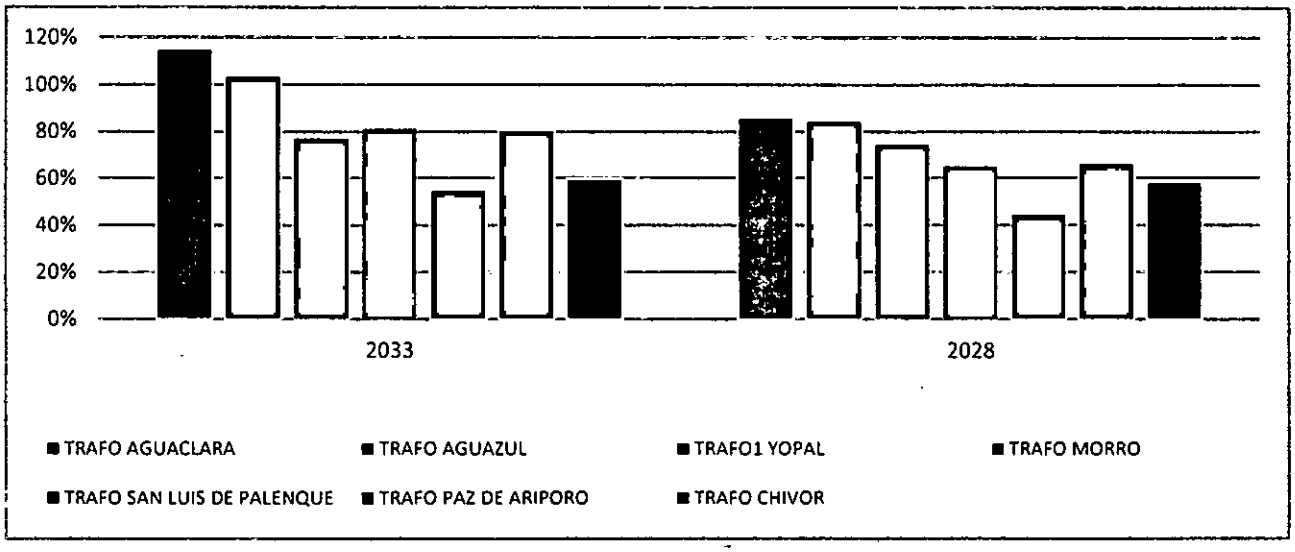
En la siguiente gráfica se presenta los resultados de la condición de despacho hidráulico y escenario de demanda máxima

Figura 4.14 Resultados proyecto línea Alcaraván –Yopalosa – Paz de Ariporo 115 kV; Despacho hidráulico (Tensiones %)



Ante el crecimiento significativo en la demanda eléctrica previsto para el año 2033 en el escenario de demanda máxima, se sigue evidenciando una situación de sobrecarga en los transformadores de Aguaclara y Aguazul.

Figura 4.15 Resultados proyecto línea Alcaraván –Yopalosa – Paz de Ariporo 115 Kv; Despacho hidráulico (Cargabilidad Transformadores %)



4.3.7 Segundo circuito Yopalosa- San Luis de Palenque 115 kV

Con el objetivo de solucionar la contingencia N-1 de la línea Yopalosa – San Luis de Palenque se plantea la construcción del segundo circuito entre las subestaciones Yopalosa – San Luis de Palenque 115 kV con aproximadamente 86 km de longitud, utilizando un conductor 336,4 kcmil. Este proyecto aporta confiabilidad para contingencia N-1 en la línea Yopalosa – San Luis de Palenque, evitando el

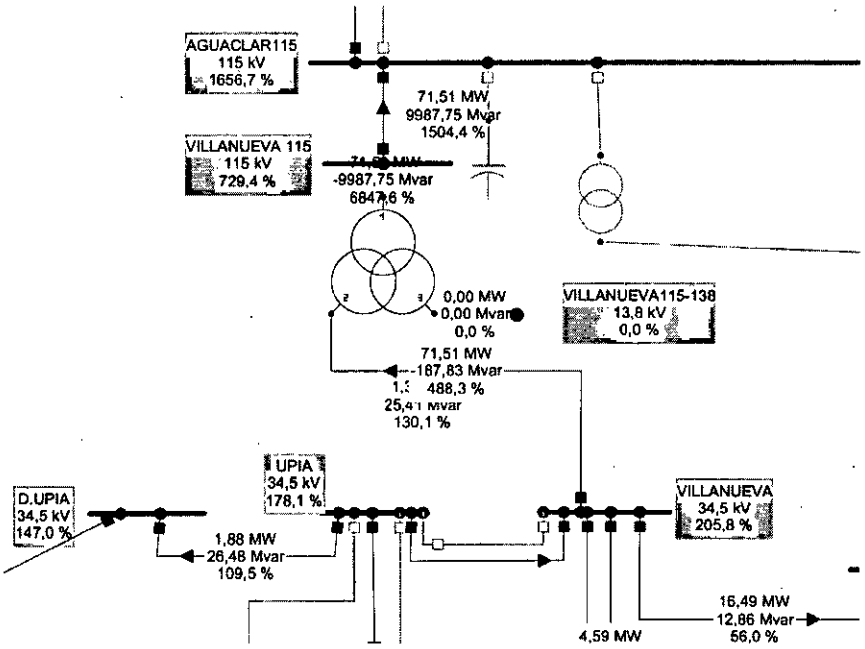
escenario de energía no suministrada con las cargas que se encuentra conectadas a la subestación de San Luis de Palenque.

Sin embargo, se identifica que como se encuentra el sistema actualmente es posible dar suplencia a las cargas de 34,5 kV que se encuentran conectadas a la subestación de San Luis de Palenque a través de la subestación de Paz de Ariporo, por lo que se descarta el proyecto.

4.3.8 Segundo transformador Aguaclara 115/34,5/13,2 kV

Para dar solución a la contingencia N-1 del transformador Aguaclara se evalúan dos posibles ubicaciones para un nuevo transformador: Nueva Subestación Villanueva y Aguaclara. Sin embargo, al colocar el transformador en la nueva Subestación Villanueva 115 kV, el sistema no logra superar la contingencia del transformador, como se observa en la Figura 4.16. Por lo tanto, se identifica que la ubicación deberá ser en la subestación Aguaclara existente.

Figura 4.16 Resultado de simulación ante una contingencia del transformador de Aguaclara, con demanda máxima en el año 2033.



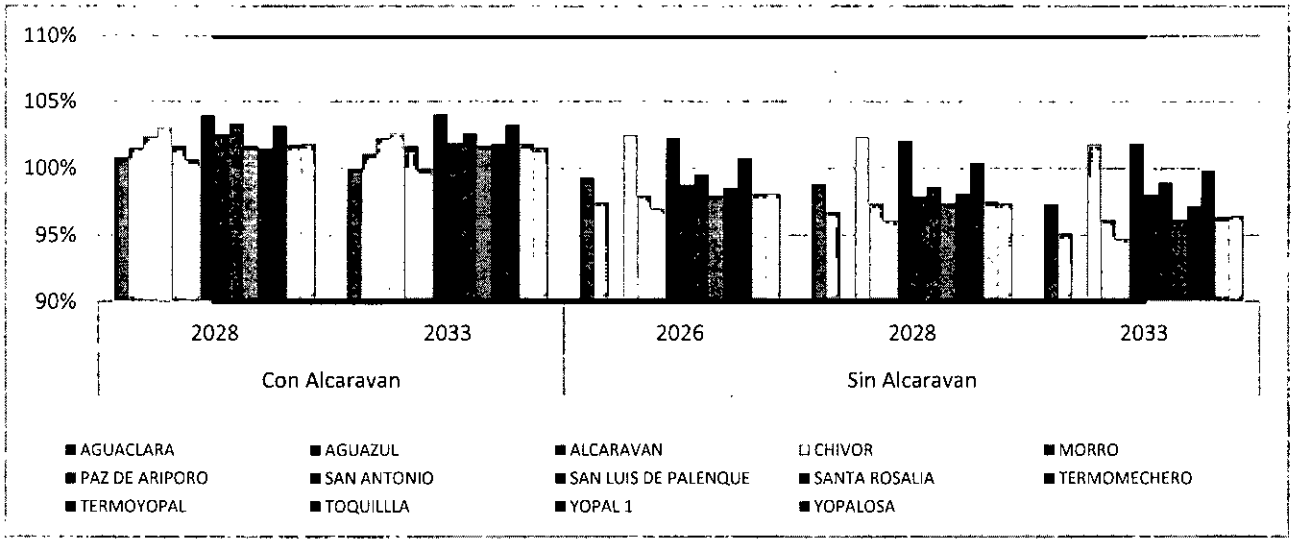
De esta manera se plantea un segundo transformador tridevanado de 115/34,5/13,2 kV en la subestación Aguaclara, con una capacidad de 40/33/7 MVA. La implementación de este proyecto tiene el propósito de evitar la sobrecarga en los años 2028 y 2033, además de incrementar la confiabilidad del sistema al superar la condición de contingencia N-1 del transformador actual en Aguaclara, mitigando así el riesgo de interrupciones en el suministro de energía. De acuerdo con los análisis técnicos presentados a continuación, se propone que el proyecto entre en operación en el año 2026.

Es importante tener en cuenta que para el año 2033, en caso de una desconexión del transformador de 40 MVA, podría producirse una sobrecarga. Por lo tanto, se recomienda realizar un seguimiento continuo del comportamiento de la demanda atendida por Aguaclara, con el fin de determinar si es necesario considerar la instalación de un tercer transformador o la construcción de una nueva subestación, y definir la ubicación óptima.

La entrada de este proyecto a nivel de 115 kV presenta un comportamiento adecuado de las tensiones, cumpliendo con los requisitos de operación establecidos en el Código de Redes. Estos resultados se mantienen dentro del rango del 90% al 110%.

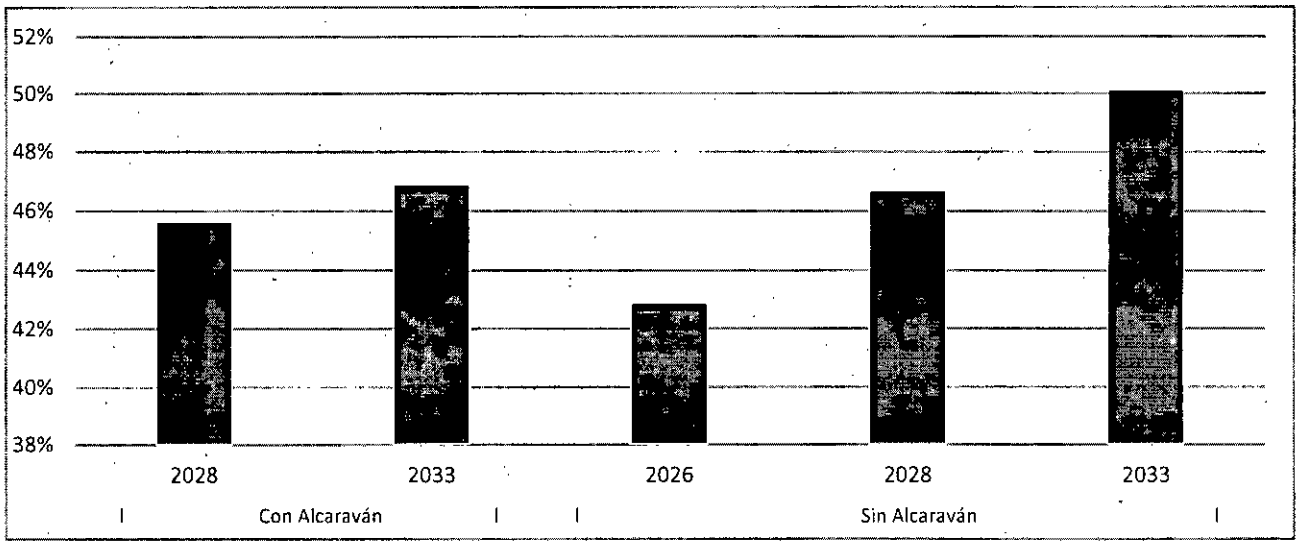
En la siguiente gráfica se presenta los resultados de la condición de despacho hidráulico y escenario de demanda máxima.

Figura 4.17 Resultados proyecto segundo Transformador Aguaclara; Despacho hidráulico (Tensión %)



El proyecto aborda de manera efectiva el problema de sobrecarga que previamente afectaba a la subestación de Aguaclara, eliminando la necesidad de llevar a cabo un deslastre de carga.

Figura 4.18 Resultados proyecto segundo Transformador Aguaclara; Despacho hidráulico (Cargabilidad Transformador Aguaclara %)



4.3.9 Segundo transformador Aguazul 115/34,5/13,2 kV

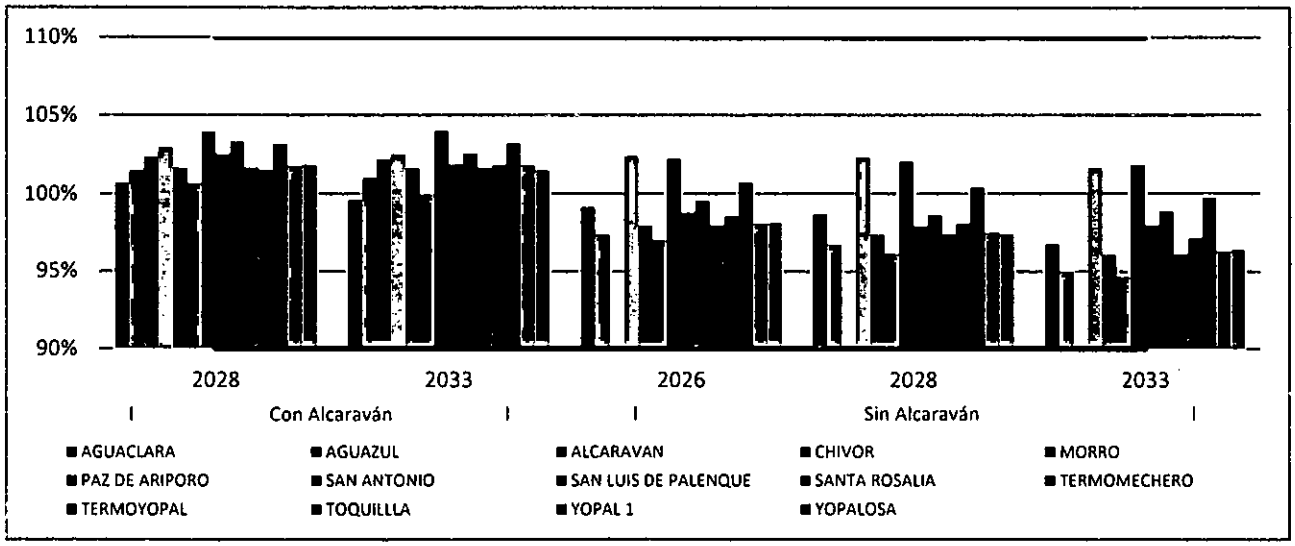
Consisten en la instalación de un segundo transformador tridevanado 115/34,5/13,2 kV en la subestación Aguazul con una capacidad de 25/15/10 MVA. La entrada de este proyecto evita el deslastre de carga se presenta por la sobrecarga del año 2033, también permite superar la contingencia N-1 del transformador de aguazul, evitando el escenario de energía no suministrada a las cargas que se encuentran conectadas a la subestación de Aguazul.

Conforme los análisis técnicos, se propone el 2026 como año de entrada en operación del proyecto.

La entrada de este proyecto a nivel de 115 kV presenta un comportamiento adecuado de las tensiones, cumpliendo con los requisitos de operación establecidos en el Código de Redes. Estos resultados se mantienen dentro del rango del 90% al 110%.

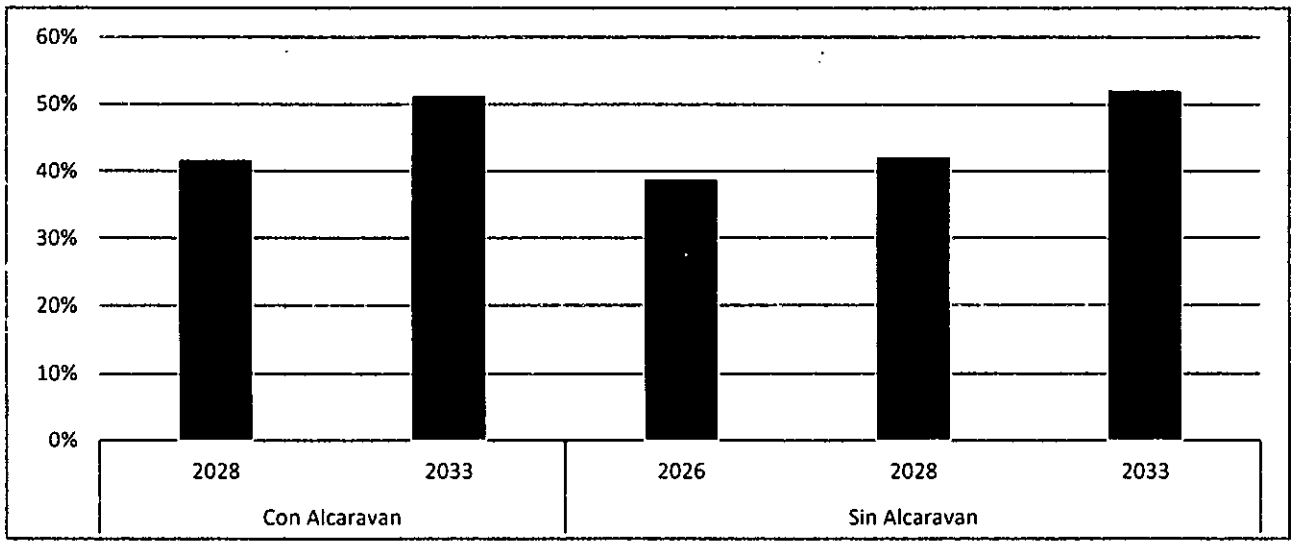
En la siguiente gráfica se presenta los resultados de la condición de despacho hidráulico y escenario de demanda máxima.

Figura 4.19 Resultados proyecto segundo Transformador Aguazul; Despacho hidráulico (Tensiones %)



Se analiza que el proyecto elimina la condición de sobrecarga del transformador existente de Aguazul en estado estable durante los diversos años analizados. Sin embargo, en lo que respecta al transformador de Aguaclara, persiste la problemática de sobrecarga en el año 2033, sin mostrar una disminución significativa incluso con la entrada en operación del proyecto Alcaraván.

Figura 4.20 Resultados proyecto segundo Transformador Aguazul; Despacho hidráulico (Cargabilidad Transformadores %)



4.3.10 Segundo transformador Paz de Ariporo 115/34,5/13,2 kV

Consisten en la instalación de un segundo transformador tridevanado 115/34,5/13,2 kV en la subestación Paz de Ariporo con una capacidad de 15/10/5 MVA.

Este proyecto evita la energía no suministrada en el caso de que se presente una contingencia N-1 en el transformador de la subestación de Paz de Ariporo. Se propone como fecha de puesta de operación el 2026 como año de entrada en operación del proyecto.

Este proyecto es una opción por la carga industrial de 9,5 MW prevista en la zona Franca de Casanare; sin embargo, como se analiza en el numeral 4.3.11 de este Plan y su respectiva evaluación económica, es más beneficiosa la instalación del transformador en la subestación Yopolosa por su cercanía a la carga industrial.

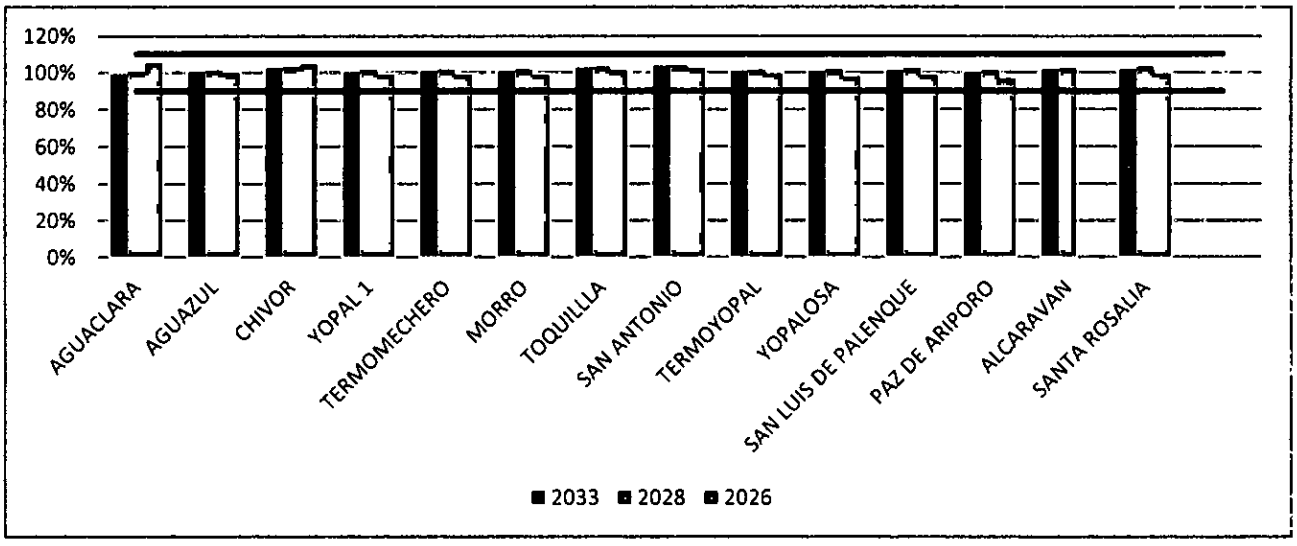
4.3.11 Transformador Yopalosa 115/34,5/13,2 kV

Consisten en la instalación de un transformador tridevanado 115/34,5/13,2 kV en la subestación Yopalosa con una capacidad de 15/10/5 MVA. Que permita atender nuevas cargas industriales de 9,5MW y reduzca las pérdidas actuales en la subestación al evitar el desplazamiento actual de la energía hasta Paz de Ariporo. Conforme los análisis técnicos, se plantea el 2026 como año de entrada en operación del proyecto.

La entrada de este proyecto a nivel de 115 kV presenta un comportamiento adecuado de las tensiones, cumpliendo con los requisitos de operación establecidos en el Código de Redes. Estos resultados se mantienen dentro del rango del 90% al 110%.

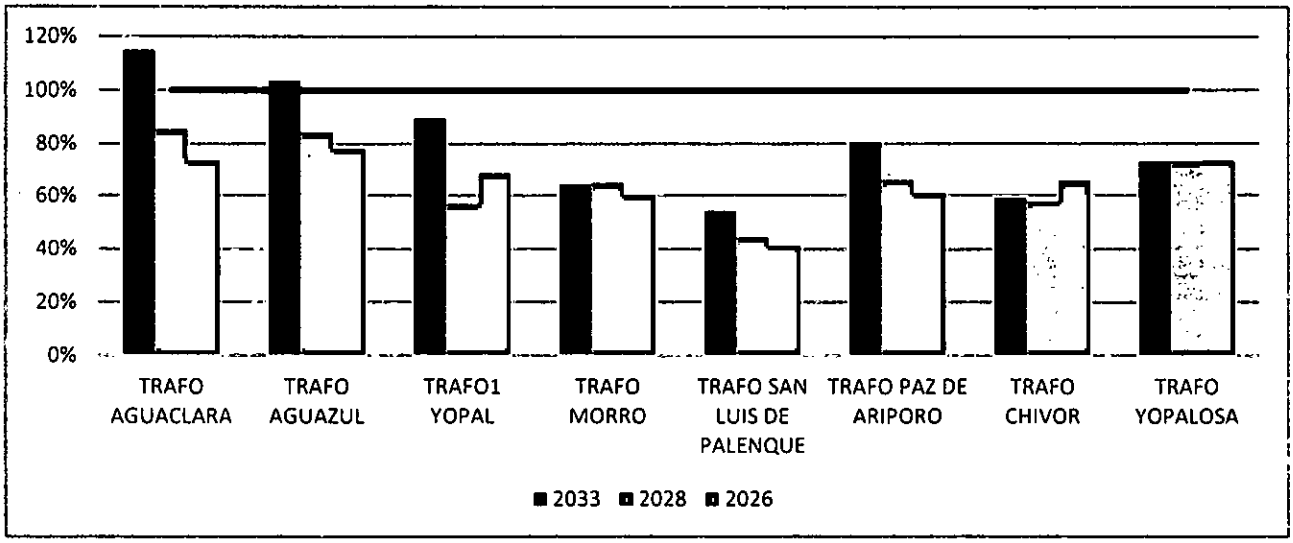
En la siguiente gráfica se presenta los resultados de la condición de despacho hidráulico y escenario de demanda máxima.

Figura 4.21 Resultados proyecto Transformador Yopalosa; Despacho hidráulico (Tensiones %)



Ante el crecimiento significativo en la demanda eléctrica previsto para el año 2033 en el escenario de demanda máxima, se sigue evidenciando una situación de sobrecarga en los transformadores de Aguaclara y Aguazul.

Figura 4.22 Resultados proyecto Transformador Yopalosa; Despacho hidráulico (Cargabilidad Transformadores %)



4.3.12 Transformador Alcaraván 115/34,5/13,2 kV

Consiste en la instalación de un transformador tridevanado 115/34,5/13,2 kV en la subestación Alcaraván con una capacidad de 50/30/20 MVA.

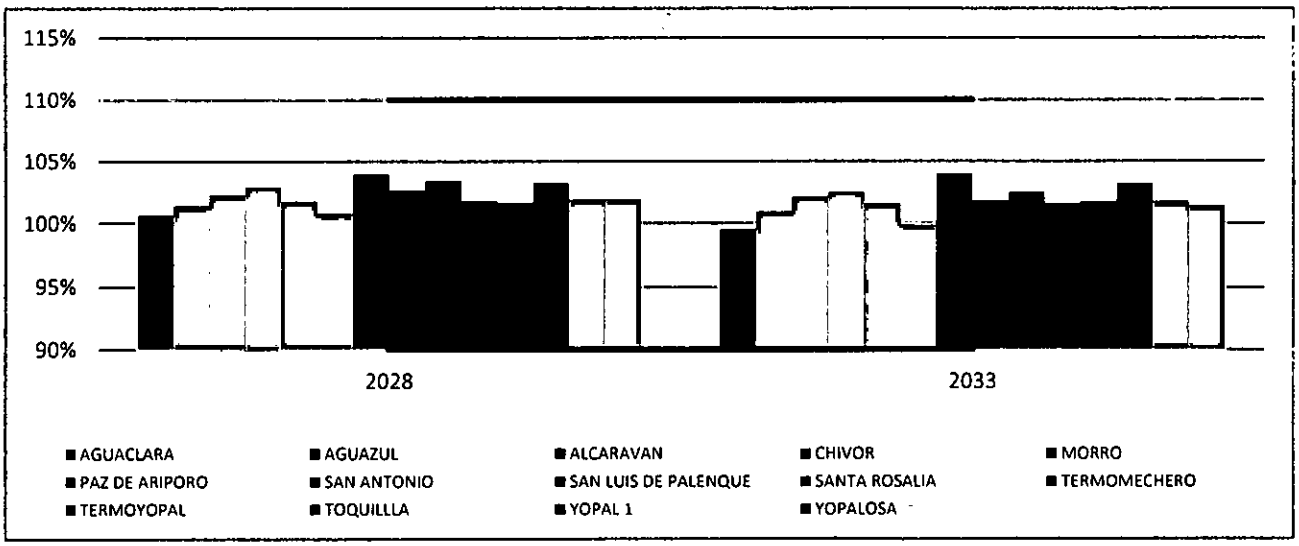
Este proyecto permite tomar cargas de los transformadores que se encuentran en Yopal (20 MW), descargando los transformadores de esta subestación. En el caso de que se presente una contingencia N-1 en uno de los trasformadores de Yopal, este trasformador podría tomar más carga y evitar deslastre de carga.

Se propone como fecha de puesta en operación del proyecto en el 2028; sin embargo, está sujeto a la entrada del Proyecto Alcaraván STN y STR convocado por la UPME.

La entrada de este proyecto a nivel de 115 kV presenta un comportamiento adecuado de las tensiones, cumpliendo con los requisitos de operación establecidos en el Código de Redes. Estos resultados se mantienen dentro del rango del 90% al 110%.

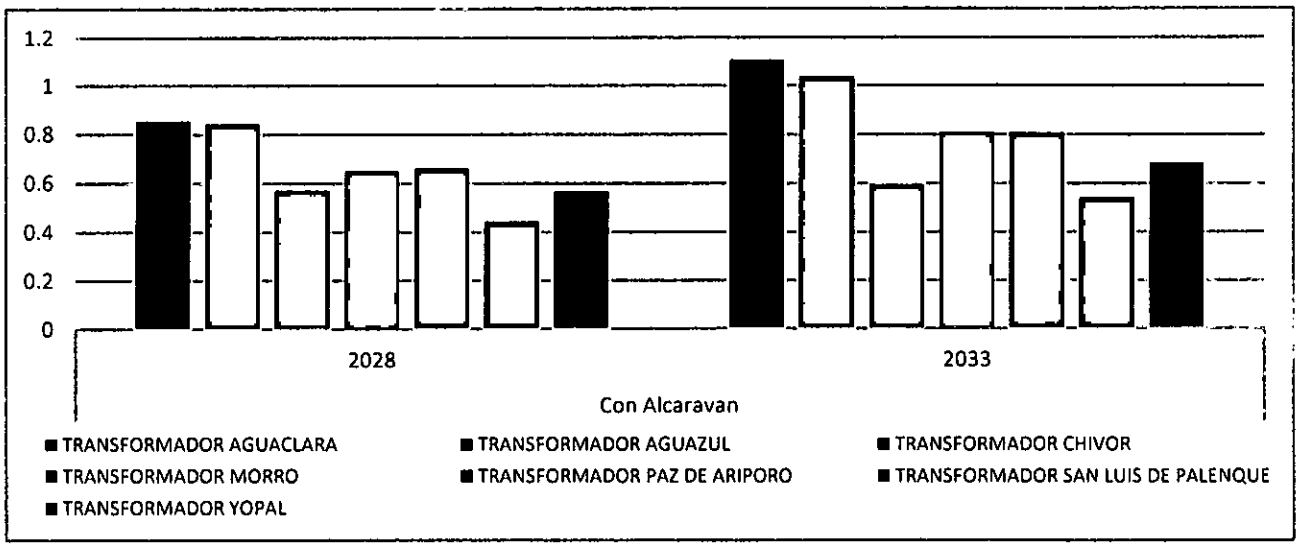
En la siguiente gráfica se presenta los resultados de la condición de despacho hidráulico y escenario de demanda máxima.

Figura 4.23 Resultados proyecto Transformador Alcaraván; Despacho hidráulico (Tensiones %)



Ante el crecimiento significativo en la demanda eléctrica previsto para el año 2033 en el escenario de demanda máxima, se sigue evidenciando una situación de sobrecarga en los transformadores de Aguaclara y Aguazul.

Figura 4.24 Resultados proyecto Transformador Alcaraván; Despacho hidráulico (Cargabilidad Transformadores %)



4.3.13 Instalación capacitor Aguaclara 50MVAR

Consisten en la instalación de un capacitor en la subestación Aguaclara con una capacidad de 50 MVAR.

El proyecto permite que en el caso de la contingencia de la línea Chivor- Aguaclara se evite deslastrar carga para volver a valores de tensión óptimos. Como se analizó en el numeral 4.1 de este Plan,

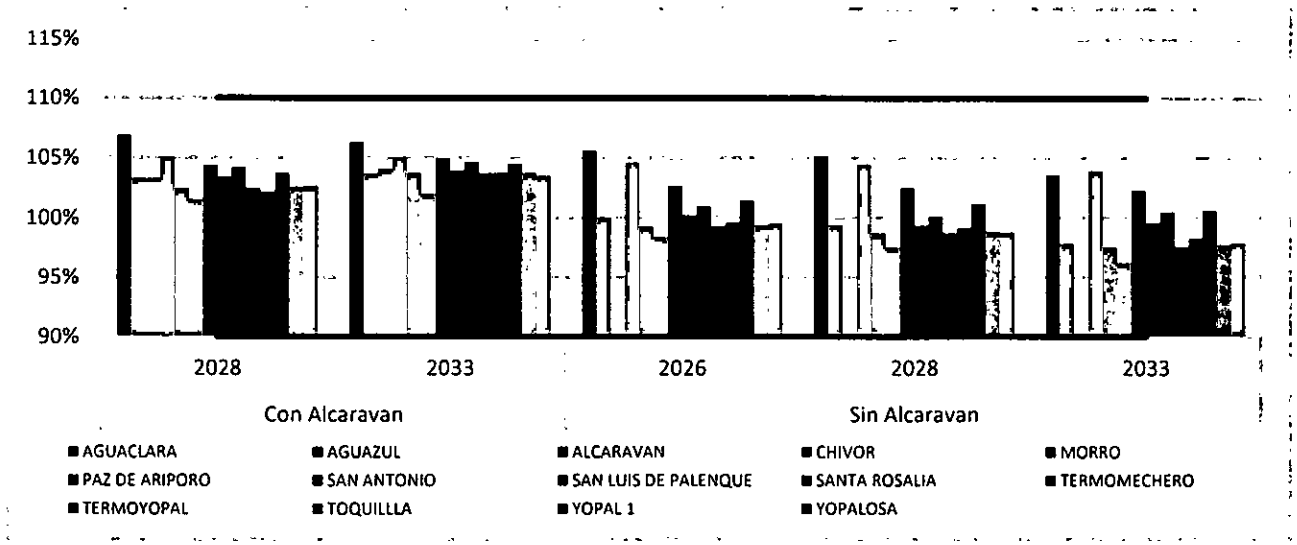
desde el año 2023 se presentan bajas tensiones en la subestación Aguaclara debido a la contingencia en la línea Chivor-Aguaclara 115 kV. Este problema se agrava con el paso de los años, en el cual no se logra la convergencia de la simulación.

Por otro lado, el capacitor resolvería la importación actual de energía reactiva que enfrenta el sistema. No obstante, es importante considerar la instalación de un capacitor con capacidad de desconexión (capacitor switcheable) para que, en caso de que se presente un exceso, se pueda controlar mediante la desconexión del capacitor.

Conforme los análisis técnicos, se plantea el 2026 como año de entrada en operación del proyecto.

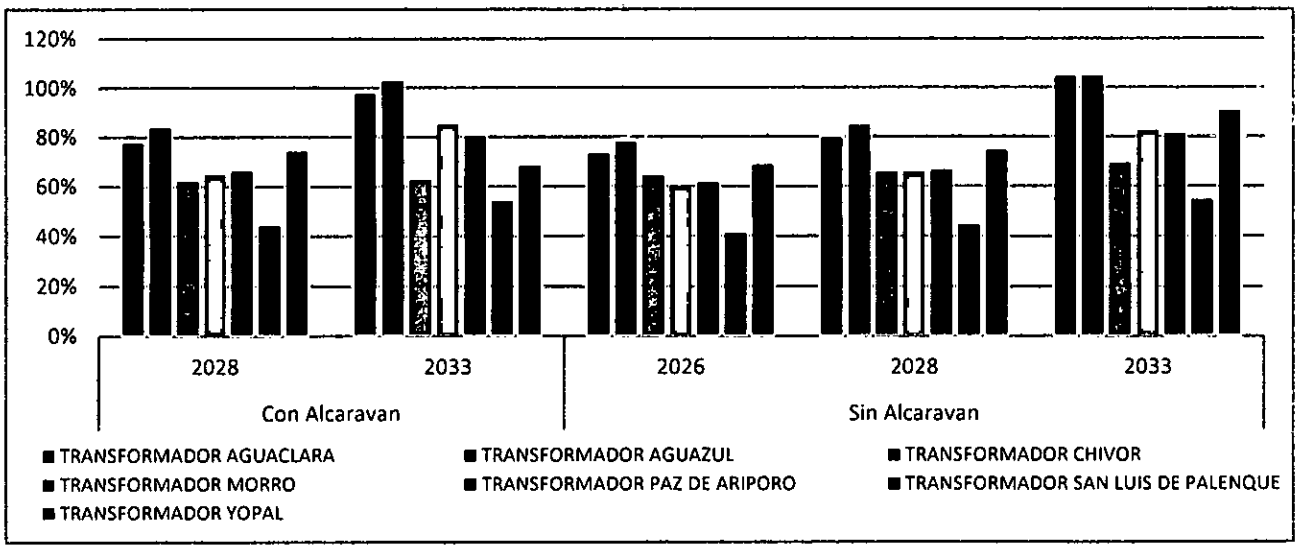
La incorporación de este proyecto a nivel de 115 kV exhibe un desempeño óptimo en cuanto a la tensión, cumpliendo con precisión los requisitos de operación establecidos en el Código de Redes. Estos resultados se mantienen consistentemente en el rango de 90% a 110% bajo condiciones de máxima demanda y despacho hidráulico. Como resultado directo de este proyecto, se produce un incremento en la tensión en el nodo de Aguaclara

Figura 4.25 Resultados proyecto Capacitor Aguaclara- Despacho hidráulico (Tensiones %)



Debido al incremento en la demanda registrado en el 2033, se analiza una sobrecarga en los transformadores de Aguaclara y Aguazul. Sin embargo, la implementación del proyecto Alcaraván no ha logrado resolver completamente esta situación de sobrecarga, la cual persiste en cierta medida. Destacando que este proyecto sí ha contribuido a una reducción parcial de la sobrecarga en Aguaclara.

Figura 4.26 Resultados Capacitor Aguaclara - Despacho hidráulico (Cargabilidad Transformadores %)



4.3.14 Nueva subestación Villanueva 115 kV

El proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación Villanueva 115/34,5/13,8 kV de 20 MVA y la línea Aguaclara – Villanueva 115 kV, propuesto con el objetivo de solucionar la confiabilidad de la red a 34,5 kV de la subestación Villanueva existente.

En la revisión del Plan de Expansión 2023, nos encontramos dos problemas: i) la necesidad de tener refuerzos del sistema de transmisión regional, y ii) la falta de capacidad firme de transformación.

El problema de refuerzo en el sistema de transmisión regional se presenta con la contingencia de la línea Chivor - Aguaclara 115 kV, problema que se agrava por la entrada de 450 MVA de generación local esperada para los próximos años (Tabla 2.4 de este documento). En particular para el 2033 la salida de esa conexión no permite la convergencia del flujo de carga. La solución de ese problema es la construcción de un refuerzo entre Aguaclara y Chivor, bien sea con un segundo circuito Chivor - Aguaclara 115 kV o Chivor II - Aguaclara 115 Kv, como se presenta en el numeral 4.3.1 de este Plan de Expansión.

Solucionado ese problema, queda el segundo problema por resolver, que es la deficiente capacidad firme de transformación en la subestación Aguaclara (en realidad en todas las subestaciones 115 kV de ENERCA, excepto Yopal). Para este caso, una alternativa es realizar el proyecto como se estudió en el Plan de Inversión 2022, el cual requiere:

- La construcción de la Subestación Villanueva 115 kV
- La instalación de una transformación 115/34,5 kV 20 MVA
- La construcción de una la línea a 115 kV entre Villanueva y Aguaclara y la redistribución de cargas entre Villanueva y Aguaclara 34,5 kV

Al realizar las simulaciones para establecer el desempeño eléctrico de esta alternativa, se observa que igualmente se requiere la instalación de un segundo transformador 115/34,5 kV en Aguaclara, puesto que la salida de la transformación 115/34,5 kV en Aguaclara implicaría tener que racionar demanda, por la imposibilidad de atender toda la demanda desde Villanueva.

Así las cosas, si se desarrolla el proyecto Villanueva 115 kV igualmente se debe solucionar el problema de interconexión con el área de Chivor, por tanto, se requeriría una línea a 115 kV entre Villanueva y Aguaclara, y adicionalmente una segunda línea a 115 kV bien sea: a) Villanueva-Chivor (o Chivor II), o b) entre Aguaclara - Chivor (o Chivor II). Adicionalmente, se requiere un segundo transformador en Aguaclara 115/34,5/13,2 kV y al menos un transformador 115/34,5 kV en Villanueva.

En resumen, los dos proyectos que solucionan los dos problemas (refuerzo de interconexión y refuerzo de capacidad firme de transformación), no obstante, el Proyecto con Villanueva 115 kV resulta mucho más costoso, como se muestra a continuación:

Sin Villanueva 115 kV		
Obras	**Cantidades**	**Descripción**
Subestación 115 kV	0	
Líneas 115 kV	1	Chivor – Aguaclara 115 kV
Transformación 115/34.5 kV	1	Segundo Transformador en Aguaclara con sus bahías
Con Villanueva 115 kV		
Obras	**Cantidades**	**Descripción**
Subestación 115 kV	1	Subestación Villanueva 115 kV
Líneas 115 kV	2	Aguaclara – Villanueva 115 kV; Chivor – Aguaclara 115 kV
Transformación 115/34.5 kV	2	Un Transformador en Villanueva con sus bahías Segundo Transformador en Aguaclara con sus bahías

Si se vislumbran nuevas demandas en Villanueva, sería importante realizar los estudios de conexión para establecer los refuerzos necesarios y hacer la evaluación económica que nos permita determinar si se amerita incluirlo como expansión adicional.

4.4 Análisis de cortocircuito incluyendo los proyectos propuestos

Para este análisis se incluyeron todos los proyectos de propuesto y que fueron seleccionados por resultados técnicos- económicos, los resultados se ven a continuación:

4.4.1 Cortocircuito sin Alcaraván

A continuación, se presentan los niveles de cortocircuito monofásico y trifásico de las barras de las subestaciones 115 kV del Sistema de ENERCA 115 kV para el año 2033, sin tener en cuenta el proyecto Alcaraván en escenario de demanda máxima, despacho hidráulico y Térmico. (Ver resultados en el Anexo G).

Tabla 4.25 Resultados cortocircuito 2033 (sin proyecto Alcaraván)

	Trifásico (3F) (kA)		Monofásico (1F) (kA	
	Invierno	Verano	Invierno	Verano
Aguaclara	6,0	6,2	6,4	6,6
Aguazul	4,1	6,1	4,3	6,2
Morro	3,7	6,3	3,3	6,4
Chivor	10,5	10,7	12,1	12,3
San Antonio	9,9	10,9	10,4	11,1
TermoMechero	3,8	6,6	3,5	6,9
Paz de Ariporo	2,1	2,6	2,1	2,6
Santa Rosalía	0,6	0,6	0,6	0,6
San Luis Palenque	1,2	1,3	1,2	1,3
TermoYopal	4,3	8,8	5,0	11,1
Toquilla	4,5	5,1	3,2	3,5
Yopal	4,8	8,8	5,0	9,1
Yopalosa	2,7	3,6	2,7	3,6

4.4.2 Cortocircuito con Alcaraván

A continuación, se presentan los niveles de cortocircuito monofásico y trifásico de las barras de las subestaciones 115 kV del Sistema de ENERCA 115 kV para el año 2033, incluyendo el proyecto Alcaraván en escenario de demanda máxima y despacho hidráulico (El detalle de los resultados se incluye en el Anexo G).

Tabla 4.26 Resultados cortocircuito 2033 (Con proyecto Alcaraván)

	Trifásico (3F) (kA)		Monofásico (1F) (kA)	
	Invierno	Verano	Invierno	Verano
Aguaclara	6,181	6,299	6,549	6,633
Aguazul	5,743	6,961	5,544	6,214
Alcaraván	8,468	12,602	12,365	17,914
Chivor	10,6	10,711	12,189	12,283
Morro	5,149	7,798	4,723	7,725
Paz de Ariporo	2,452	2,757	2,641	2,884
San Antonio	10,614	11,726	10,962	11,739
San Luis de Palenque	1,282	1,367	1,307	1,376
Santa Rosalía	0,643	0,664	0,646	0,663
TermoMechero	5,342	8,25	4,983	8,446
Termoyopal	5,696	11,083	5,39	13,75
Toquilla	4,828	5,337	3,401	3,578
Yopal	7,637	12,742	8,914	14,506
Yopalosa	3,409	4,104	3,689	4,302

4.5 Comportamiento sistema ENERCA incorporando proyectos de generación con capacidad de transporte asignada

A continuación, se presenta el comportamiento del sistema eléctrico de ENERCA con la incorporación de los proyectos de generación que tienen capacidad de transporte asignada (Ver Tabla 2.4).

Se analiza el comportamiento de exportación del sistema ante la máxima generación de los nuevos proyectos y las plantas térmicas de TermoYopal y TermoMechero.

La mayoría de los proyectos son de tipo fotovoltaico, por lo tanto, la generación pico se encuentra a mediodía, como resultado se utiliza el valor de la demanda mínima de los años 2026, 2028 y 2033 multiplicada por un factor de 0,8901.

Los proyectos que se encuentran supeditados se simularon en el año 2028 y 2033.

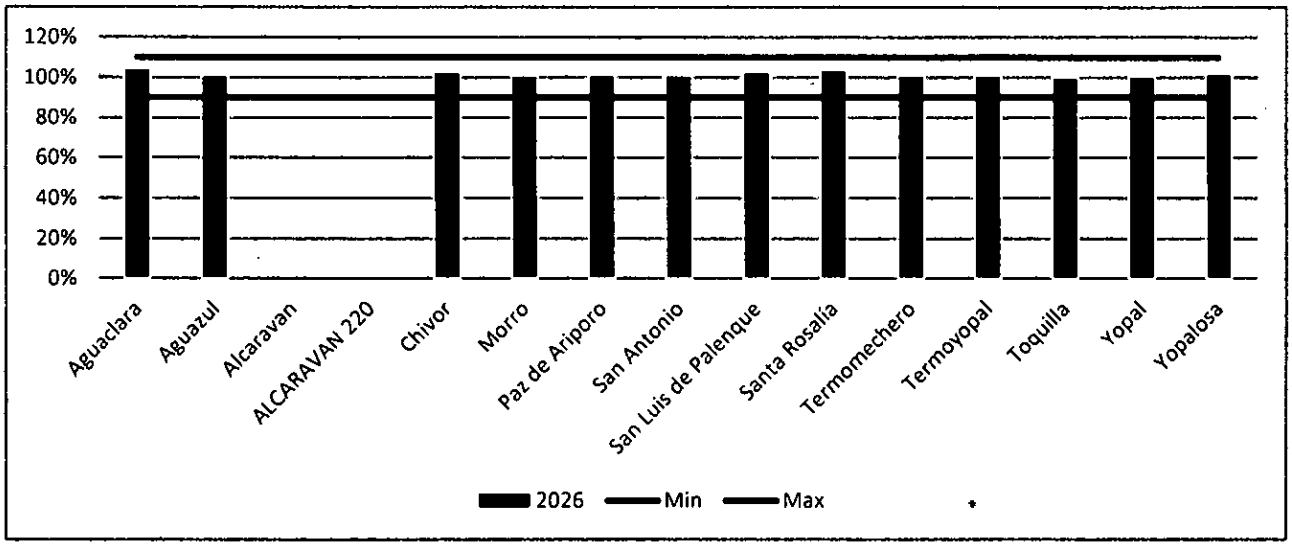
Para evaluar la confiabilidad del sistema, se realizan contingencias n-1 en las líneas de 115 kV que permite la exportación de potencia.

Las simulaciones tienen en cuenta todos los proyectos nombrados en la sección 4.3 y cuyos resultados se presentan a continuación y en detalle en el Anexo F.

4.5.1 Año 2026

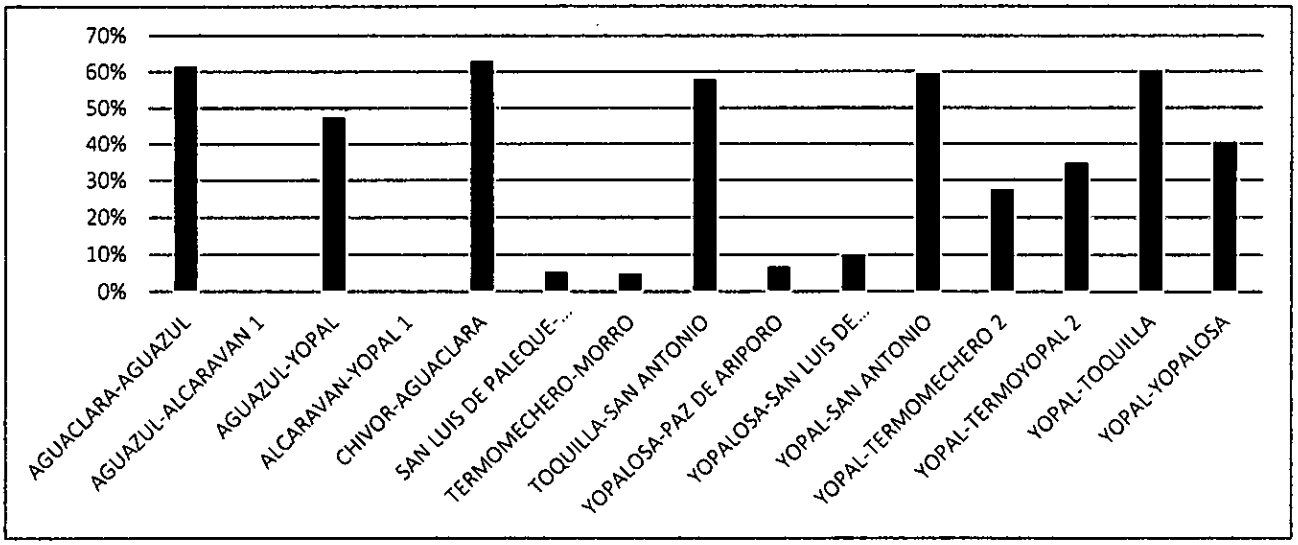
El sistema en estado estable con los nuevos proyectos de generación, presentan valores óptimos con respecto a la tensión operando entre los valores de 90% y 110%, cumpliendo con lo establecido en el Código de Redes.

Figura 4.27 Resultados análisis de estado estable 2026 (Tensiones %)



No se presenta sobrecargas en los elementos de 115 kV del sistema, permitiendo al sistema operar de forma óptima.

Figura 4.28 Resultado análisis de estado estable 2026 (Cargabilidad Transformadores - %)

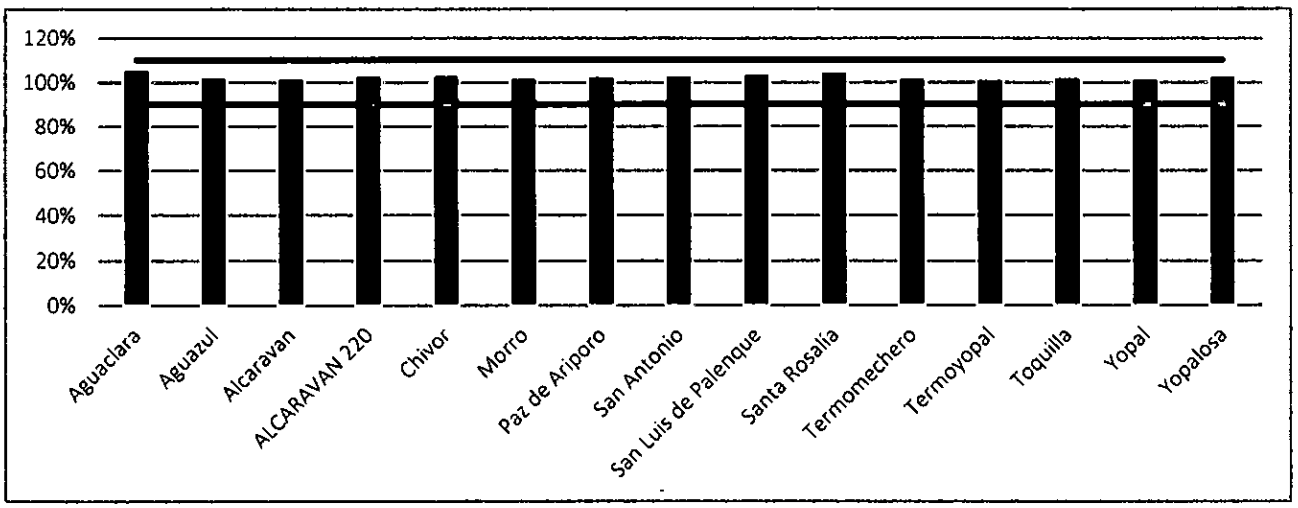


Se ha identificado que, en caso de una contingencia n-1 en una de las líneas de Chivor-Aguaclara 115 kV, se generará sobretensión en el nodo 115kV de Aguaclara, alcanzando un 114% de carga, lo que supera el límite superior del 110% establecido por el Código de Redes. En cuanto a las demás contingencias n-1, el sistema operó de manera óptima, cumpliendo con las restricciones establecidas por el Código de Redes.

4.5.2 Año 2028

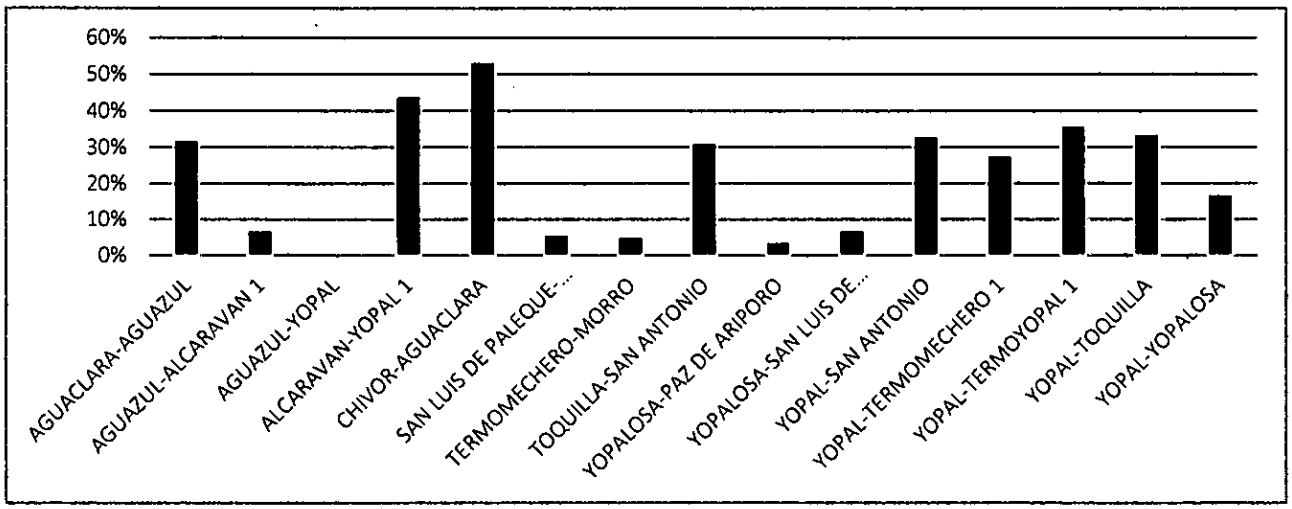
El sistema de 115 kV opera dentro de los rangos de óptimos entre 90% y 110%, cumpliendo los requisitos solicitados por el Código de Redes.

Figura 4.29 Resultados análisis de estado estable 2028 (Tensiones %)



No se presentan sobrecargas en los elementos de 115 kV del sistema en el año 2028.

Figura 4.30 Resultado análisis de estado estable 2028 (Cargabilidad Transformadores - %)

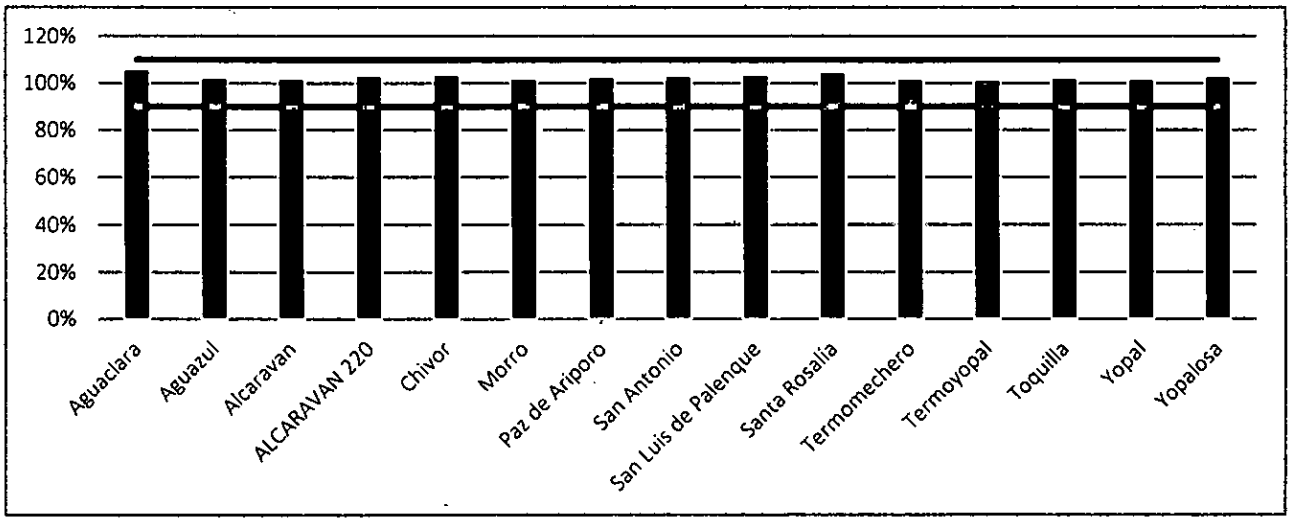


El sistema es capaz de superar los eventos de contingencia para la exportación de potencia, sin presentar inconvenientes en los límites de tensión o sobrecargas.

4.5.3 Año 2033

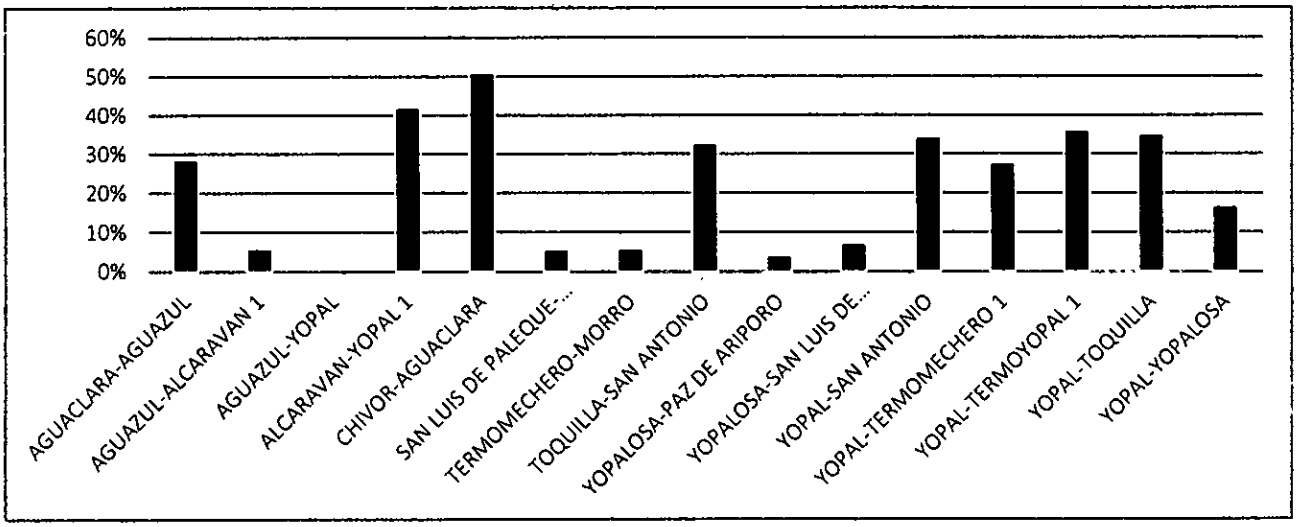
Los valores de tensión en 115 kV se encuentran operando de forma óptima, cumpliendo con las restricciones propuestas por el Código de Redes que sería la operación de los nodos entre el 90% y 110% de 115kV.

Figura 4.31 Resultados análisis de estado estable 2033 (Tensiones %)



Los elementos de 115 kV, no presenta sobrecarga permitiéndole al sistema exportar la potencia que se encuentra generando en ese momento de forma óptima.

Figura 4.32 Resultado análisis de estado estable 2033 (Cargabilidad Transformadores - %)



Ante las diferentes contingencias n-1 en las líneas de 115 kV, el sistema es capaz de exportar la potencia de los proyectos de generación y plantas térmicas existentes, respetando el rango de operación solicitado por el Código de Redes.

La entrada de los nuevos proyectos de generación aumenta el valor de corto circuito máximo que se encontraban cuando se evaluaban los escenarios de despacho máximo con y sin Alcaraván, en la Tabla 4.27 se encuentran consignados los valores de corto circuitos encontrados:

Tabla 4.27 Resultados cortocircuito 2033 incorporando proyectos de generación

	Monofásico (1F) (kA)	Trifásico (3F) (kA)
Aguaclara	7,306	7,213
Aguazul	6,478	7,575
alcaraván	18,853	13,743
Chivor	12,803	11,367
Morro	7,847	8,108
Paz de Ariporo	2,924	2,86
San Antonio	11,829	11,953
San Luis de Palenque	1,389	1,405
Santa Rosalía	0,666	0,673
TermoMechero	8,593	8,599
TermoYopal	14,054	11,575
Toquilla	3,592	5,415
Yopal	15,008	13,726
Yopalosa	4,437	4,467

Basándonos en los resultados presentados en este capítulo, podemos concluir que el sistema de ENERCA, con la implementación de los proyectos propuestos en este documento, tendrá la capacidad de exportar la potencia generada en el área de influencia durante los diversos años evaluados, sin causar afectaciones en la operación de tensión ni sobrecargar los elementos de 115 kV.

Capítulo 5 RESULTADOS ANÁLISIS ECONÓMICO

Los proyectos por evaluar económicamente son:

Proyectos de Líneas:

- Segundo circuito Chivor -Aguaclara 115 kV: por la restricción de espacio físico en la Subestación Chivor 115 kV, se propone el circuito Chivor II – Aguaclara 115 kV.
- Segundo circuito Aguazul-Yopal 115 kV: proyecto que se requiere si el Proyecto Alcaraván no se lleva a cabo.
- Se evalúa las opciones de interconectar Yopal 115 kV y Paz de Ariporo 115 Kv a través de las siguientes opciones:
    - Opción 1: Segunda circuito Yopal-Yopalosa - Paz de Ariporo 115 kV
    - Opción 2: línea Yopal - Paz de Ariporo 115 kV

  No obstante, dada la restricción de espacio físico en la Subestación Yopal 115 kV y de no tener posibilidades de ampliación de la subestación, se plantean las siguientes opciones:
    - Opción 1: línea Alcaraván-Yopalosa - Paz de Ariporo 115 kV
    - opción 2: línea Alcaraván - Paz de Ariporo 115 kV

Proyectos de Transformación:

- Segundo transformador Aguaclara 115/34,5 kV
- Segundo transformador Aguazul 115/34,5/13,2 kV
- Para el norte de Casanare se evalúa las siguientes opciones:
    - Segundo transformador Paz de Ariporo 115/34,5/13,2 kV
    - Transformador Yopalosa 115/34,5/13,2 kV
- Transformador Alcaraván 115/34,5/13,2 kV

Proyectos de compensación:

- Instalación de un capacitor de 50 MVA en la Subestación Aguaclara.

Mediante la aplicación de la metodología detallada en el capítulo 3.2, se han obtenido los resultados que se presentan en la Tabla 5.1, destacándose el proyecto de instalación del capacitor de Aguaclara, con una relación beneficio-costo de 103.

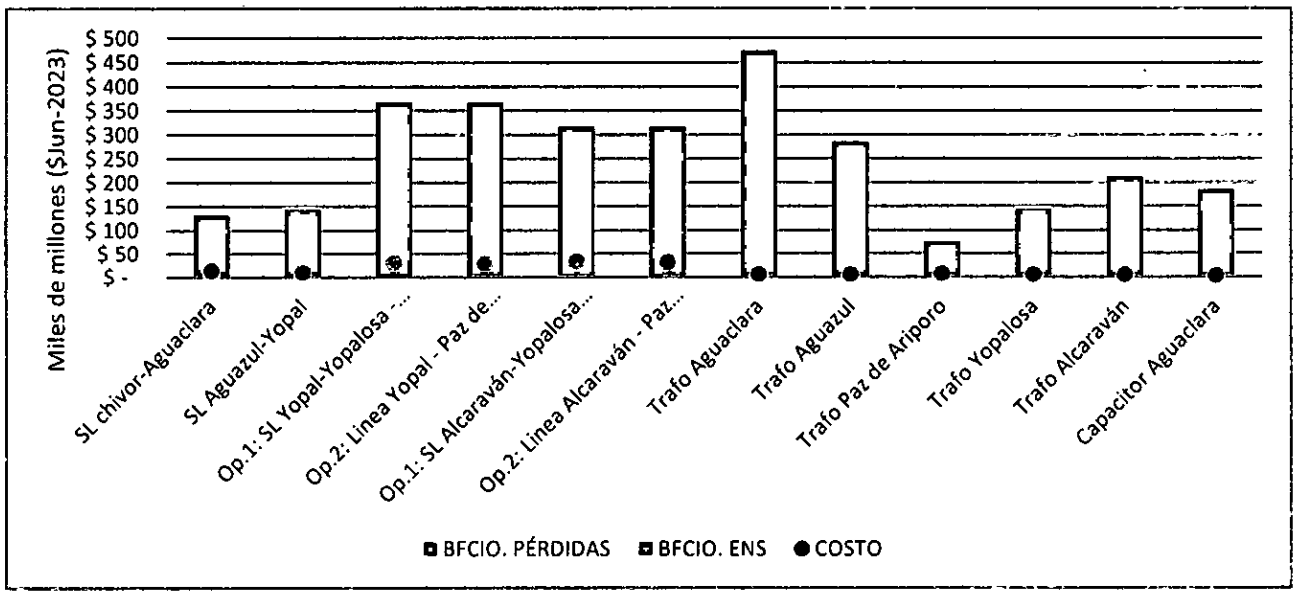
Los proyectos se justifican en mayor medida por la reducción de energía no suministrada (ENS), reducción de pérdidas.

El detalle de los cálculos realizado para cada proyecto se encuentra en el Anexo H.

Tabla 5.1 Relación B/C para cada proyecto propuesto

	Proyecto	B/C	Costo Total Inversión (Millones$ JUN 2023)
	Líneas		
1	Segundo circuito Chivor (o Chivor II) -Aguaclara 115 kV	10,00	$ 26.811
2	Segundo circuito Aguazul-Yopal 115 kV	14,72	$ 19.846
3.1	Opción 1: Segundo circuito Yopal-Yopalosa - Paz de Ariporo 115 kV	12,11	$ 61.564
3.2	Opción 2: línea Yopal - Paz de Ariporo 115 kV	12,98	$ 57.623
3.3	Opción 3: línea Alcaraván-Yopalosa - Paz de Ariporo 115 kV	9,68	$ 66.551
3.4	opción 4: línea Alcaraván - Paz de Ariporo 115 kV	10,27	$ 62.865
	Transformadores		
1	Aguaclara	89,44	$ 6.980
2	Aguazul	56,34	$ 6.631
3.1	Opción 1: Paz de Ariporo	11,52	$ 8.751
3.2	Opción 2: Yopalosa	29,84	$ 6.346
5	Alcaraván	55,60	$ 7.631
	Capacitor		
1	Aguaclara capacitor 50 MVAR	102,82	$ 2.374

Figura 5.1 Valoración de Costos y Beneficios (Pérdidas y ENS)



5.1 Segundo circuito Chivor (o Chivor II) - Aguaclara 115 kV

5.1.1 Costos de inversión del proyecto

En la siguiente tabla se presentan las unidades constructivas adoptadas en la resolución CREG 015 de 2018, capítulo 14 requeridas para el proyecto.

Tabla 5.2 Unidades constructivas para el desarrollo del proyecto

UC	Descripción UC	Cantidad	Costo Total ($JUN 2023)
N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión ($/m2)	11,25	$ 46.456.891
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	1	$ 861.602.887
N4T10	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 81 a 100 MVA	1	$ 608.440.991
N4S41	Módulo común/bahía tipo 1 (1 a 4 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	1	$ 700.956.638
N4S20	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra sencilla - tipo convencional	0,3	$ 83.526.214
N4P2	Control y protección Bahía de Transformador - N4	1	$ 213.261.899
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	1	$ 36.947.927
N3S11	Celda de llegada o salida - subestación tipo interior-aire	1	$ 402.640.280
N3P2	Control y protección Bahía de Transformador - N3	1	$ 137.190.186
N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión ($/m2)	11,25	$ 46.456.891
N4S41	Módulo común/bahía tipo 1 (1 a 4 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	1	$ 700.956.638
N4S41	Módulo común/bahía tipo 1 (1 a 4 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	1	$ 700.956.638
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	1	$ 861.602.887
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	1	$ 861.602.887
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	1	$ 36.947.927
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	1	$ 36.947.927
N4P1	Control y protección Bahía de Línea - N4	1	$ 205.624.790
N4P1	Control y protección Bahía de Línea - N4	1	$ 205.624.790
N4L81	km de conductor (3 fases) desnudo ACSR 336 kcmil	32	$ 2.224.819.833
N4L89	Cable de guarda	32	$ 205.573.866
N4L70	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito doble - suspensión	32	$ 3.661.022.169
N4L71	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito doble - retención	64	$ 12.247.619.849
N4L92	Sistema de puesta a tierra diseño típico para poste	96	$ 222.511.612
N4L93	Cable de fibra óptica All-Dielectric Self-Supporting (ADSS) monomodo	32	$ 1.501.533.641
Total			**$ 26.810.826.261**

Se anualizan las inversiones con la tasa del 12,09%, correspondiente al WACC de la actividad de distribución de energía eléctrica, el cual fue adoptado por la CREG mediante Resolución 215 de 2021. Se incluye el Activo No Eléctrico, AOM, y el valor de los terrenos, por tanto, los costos por inversión son:

Tabla 5.3 Costos de inversión del proyecto por año

Año	Costos [$ abr-2021]
2023	-
2024	-
2025	-
2026	-
2027	-
2028	$5.739.618.985
2029	$5.739.618.985
2030	$5.739.618.985
2031	$5.739.618.985
2032	$5.739.618.985
2033	$5.739.618.985
VNA Inversión	$13.302.493.770

5.1.2 Beneficios por aumento de confiabilidad

Se valoran los beneficios por aumento de la confiabilidad visto como la reducción de energía no suministrada (ENS). En demanda máxima despacho hidráulico sin considerar el proyecto Alcaraván se presentan los siguientes beneficios por reducción de ENS.

Tabla 5.4 Beneficios por energía no suministrada

Año	ENS (MWh)	Beneficio [$ Jun 2023]
2023		-
2024		-
2025		-
2026		-
2027		-
2028	18.645,8	$31.360.156.440
2029	18.645,8	$31.360.156.440
2030	18.645,8	$31.360.156.440
2031	18.645,8	$31.360.156.440
2032	18.645,8	$31.360.156.440
2033	26.286,9	$44.211.689.297
VNA ENS		**$76.344.234.939**

5.1.3 Beneficios por reducción de pérdidas

Se aprecian los beneficios derivados de la reducción de pérdidas, los cuales se calculan como la diferencia entre las pérdidas simuladas anuales antes y después de la implementación del proyecto.

A continuación, se detallan los beneficios asociados con la demanda máxima de despacho hidráulico, sin tener en cuenta la entrada del proyecto Alcaraván.

Tabla 5.5 Beneficios por reducción de pérdidas

Año	Pérdidas evitadas (MWh)	Beneficio [$ Jun 2023]
2023	-	-
2024	-	-
2025	-	-
2026	0	-
2027	0	-
2028	48.514	$13.955.415.534
2029	53.995	$15.532.103.712
2030	59.476	$17.108.791.890
2031	64.957	$18.685.480.067
2032	70.438	$20.262.168.245
2033	75.920	$21.838.856.423
VNA ENS		**$ 56.716.792.355**

5.2 Segundo circuito Aguazul-Yopal 115 kV

5.2.1 Costos de inversión del proyecto

En la siguiente tabla se presentan las unidades constructivas adoptadas en la resolución CREG 015 DE 2018, capítulo 14 requeridas para el proyecto.

Tabla 5.6 Unidades constructivas para el desarrollo del proyecto

UC	Descripción UC	Cantidad	Costo Total ($JUN 2023)
N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión ($/m2)	11,25	$ 46.456.891
N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión ($/m2)	11,25	$ 46.456.891
N4S41	Módulo común/bahía tipo 1 (1 a 4 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	1	$ 700.956.638
N4S42	Módulo común/bahía tipo 2 (5 a 8 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	1	$ 566.749.384
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	1	$ 861.602.887
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	1	$ 861.602.887
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	1	$ 36.947.927
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	1	$ 36.947.927
N4P1	Control y protección Bahía de Línea - N4	1	$ 205.624.790
N4P1	Control y protección Bahía de Línea - N4	1	$ 205.624.790
N4L81	km de conductor (3 fases) desnudo ACSR 336 kcmil	25,8	$ 1.793.760.990
N4L89	Cable de guarda	25,8	$ 165.743.930

UC	Descripción UC	Cantidad	Costo Total ($JUN 2023)
N4L70	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito doble - suspensión	26	$ 2.974.580.512
N4L71	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito doble - retención	52	$ 9.951.191.127
N4L92	Sistema de puesta a tierra diseño típico para poste	78	$ 180.790.685
N4L93	Cable de fibra óptica All-Dielectric Self-Supporting (ADSS) monomodo	25,8	$ 1.210.611.498
Total			**$ 19.845.649.756**

Se anualizan las inversiones con la tasa del 12,09%, correspondiente al WACC de la actividad de distribución de energía eléctrica, el cual fue adoptado por la CREG mediante Resolución 215 de 2021. Se incluye el Activo No Eléctrico, AOM, y el valor de los terrenos, por tanto, los costos por inversión son:

Tabla 5.7 Costos de inversión del proyecto por año

Año	Costos [$ abr-2021]
2023	-
2024	-
2025	-
2026	-
2027	-
2028	$4.237.582.624
2029	$4.237.582.624
2030	$4.237.582.624
2031	$4.237.582.624
2032	$4.237.582.624
2033	$4.237.582.624
VNA Inversión	$9.821.281.971

5.2.2 Beneficios por aumento de confiabilidad

Se valoran los beneficios por aumento de la confiabilidad visto como la reducción de energía no suministrada (ENS). En demanda máxima despacho hidráulico sin considerar el proyecto Alcaraván se presentan los siguientes beneficios por reducción de ENS.

Tabla 5.8 Beneficios por energía no suministrada

Año	ENS (MWh)	Beneficio [$ Jun 2023]
2023		-
2024		-
2025		-
2026		-
2027		-
2028	18.645,8	$31.360.156.440

Año	ENS (MWh)	Beneficio [$ Jun 2023]
2029	18.645,8	$31.360.156.440
2030	18.645,8	$31.360.156.440
2031	18.645,8	$31.360.156.440
2032	18.645,8	$31.360.156.440
2033	26.286,9	$44.211.689.297
VNA ENS		**$76.344.234.939**

5.2.3 Beneficios por reducción de pérdidas

Se aprecian los beneficios derivados de la reducción de pérdidas, los cuales se calculan como la diferencia entre las pérdidas simuladas anuales antes y después de la implementación del proyecto. A continuación, se detallan los beneficios asociados con la demanda máxima de despacho hidráulico, sin tener en cuenta la entrada del proyecto Alcaraván.

Tabla 5.9 Beneficios por reducción de pérdidas

Año	Pérdidas evitadas (MWh)	Beneficio [$ Jun 2023]
2023	-	-
2024	-	-
2025	-	-
2026	-	-
2027	-	-
2028	48.993	$ 14.093.267.926
2029	59.898	$ 17.230.160.656
2030	70.803	$ 20.367.053.385
2031	81.708	$ 23.503.946.115
2032	92.613	$ 26.640.838.845
2033	103.518	$ 29.777.731.574
VNA ENS		$ 68.216.272.298

5.3 Segundo circuito Yopal - Yopalosa- Paz de Ariporo 115 kV

5.3.1 Costos de inversión del proyecto

En la siguiente tabla se presentan las unidades constructivas adoptadas en la resolución CREG 015 DE 2018, capítulo 14 requeridas para el proyecto.

Tabla 5.10 Unidades constructivas para el desarrollo del proyecto

UC	Descripción UC	Cantidad	Costo Total ($JUN 2023)
N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión ($/m2)	11,25	$ 46.456.891
N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión ($/m2)	11,25	$ 46.456.891
N4S41	Módulo común/bahía tipo 1 (1 a 4 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	1	$ 700.956.638
N4S41	Módulo común/bahía tipo 1 (1 a 4 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	1	$ 700.956.638
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	1	$ 861.602.887
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	1	$ 861.602.887
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	1	$ 36.947.927
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	1	$ 36.947.927
N4P1	Control y protección Bahía de Línea - N4	1	$ 205.624.790
N4P1	Control y protección Bahía de Línea - N4	1	$ 205.624.790
N4L81	km de conductor (3 fases) desnudo ACSR 336 kcmil	54,5	$ 3.789.146.278
N4L89	Cable de guarda	54,5	$ 350.117.991
N4L70	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito doble - suspensión	55	$ 6.292.381.853
N4L71	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito doble - retención	109	$ 20.859.227.555
N4L92	Sistema de puesta a tierra diseño típico para poste	164	$ 380.124.004
N4L93	Cable de fibra óptica All-Dielectric Self-Supporting (ADSS) monomodo	54,5	$ 2.557.299.483
N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión ($/m2)	11,25	$ 46.456.891
N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión ($/m2)	11,25	$ 46.456.891
N4S42	Módulo común/bahía tipo 2 (5 a 8 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	1	$ 566.749.384
N4S41	Módulo común/bahía tipo 1 (1 a 4 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	1	$ 700.956.638
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	1	$ 861.602.887
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	1	$ 861.602.887
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	1	$ 36.947.927
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	1	$ 36.947.927
N4P1	Control y protección Bahía de Línea - N4	1	$ 205.624.790
N4P1	Control y protección Bahía de Línea - N4	1	$ 205.624.790
N4L81	km de conductor (3 fases) desnudo ACSR 336 kcmil	32	$ 2.224.819.833
N4L89	Cable de guarda	32	$ 205.573.866
N4L70	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito doble - suspensión	32	$ 3.661.022.169
N4L71	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito doble - retención	64	$ 12.247.619.849
N4L92	Sistema de puesta a tierra diseño típico para poste	96	$ 222.511.612
N4L93	Cable de fibra óptica All-Dielectric Self-Supporting (ADSS) monomodo	32	$ 1.501.533.641
Total			**$ 61.563.527.414**

Se anualizan las inversiones con la tasa del 12,09%, correspondiente al WACC de la actividad de distribución de energía eléctrica, el cual fue adoptado por la CREG mediante Resolución 215 de 2021.

Se incluye el Activo No Eléctrico, AOM, y el valor de los terrenos, por tanto, los costos por inversión son:

Tabla 5.11 Costos de inversión del proyecto por año

Año	Costos [$ abr-2021]
2023	-
2024	-
2025	-
2026	-
2027	-
2028	$13.103.236.237
2029	$13.103.236.237
2030	$13.103.236.237
2031	$13.103.236.237
2032	$13.103.236.237
2033	$13.103.236.237
VNA Inversión	$30.368.865.750

5.3.2 Beneficios por aumento de confiabilidad

Se valoran los beneficios por aumento de la confiabilidad visto como la reducción de energía no suministrada (ENS). En demanda máxima despacho hidráulico sin considerar el proyecto Alcaraván se presentan los siguientes beneficios por reducción de ENS.

Tabla 5.12 Beneficios por energía no suministrada

Año	ENS (MWh)	Beneficio [$ Jun 2023]
2023		-
2024		-
2025		-
2026		-
2027		-
2028	50.011	$135.703.730.025
2029	50.011	$135.703.730.025
2030	50.011	$135.703.730.025
2031	50.011	$135.703.730.025
2032	50.011	$135.703.730.025
2033	80.685	$84.113.358.056
VNA ENS		**$ 299.814.772.744**

5.3.3 Beneficios por reducción de pérdidas

Se aprecian los beneficios derivados de la reducción de pérdidas, los cuales se calculan como la diferencia entre las pérdidas simuladas anuales antes y después de la implementación del proyecto.

A continuación, se detallan los beneficios asociados con la demanda máxima de despacho hidráulico, sin tener en cuenta la entrada del proyecto Alcaraván.

Tabla 5.13 Beneficios por reducción de pérdidas

Año	Pérdidas evitadas (MWh)	Beneficio [$ Jun 2023]
2023	-	-
2024	-	-
2025	-	-
2026	-	-
2027	-	-
2028	48.760	$ 14.026.332.476
2029	59.690	$ 17.170.300.671
2030	70.620	$ 20.314.268.867
2031	81.549	$ 23.458.237.062
2032	92.479	$ 26.602.205.258
2033	103.408	$ 29.746.173.453
VNA ENS		**$ 68.047.903.935**

5.4 Línea Yopal - Paz de Ariporo 115 kV

5.4.1 Costos de inversión del proyecto

En la siguiente tabla se presentan las unidades constructivas adoptadas en la resolución CREG 015 DE 2018, capítulo 14 requeridas para el proyecto.

Tabla 5.14 Unidades constructivas para el desarrollo del proyecto

UC	Descripción UC	Cantidad	Costo Total ($JUN 2023)
N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión ($/m2)	11,25	$ 46.456.891
N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión ($/m2)	11,25	$ 46.456.891
N4S41	Módulo común/bahía tipo 1 (1 a 4 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	1	$ 700.956.638
N4S41	Módulo común/bahía tipo 1 (1 a 4 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	1	$ 700.956.638
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	1	$ 861.602.887
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	1	$ 861.602.887
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	1	$ 36.947.927
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	1	$ 36.947.927
N4P1	Control y protección Bahía de Línea - N4	1	$ 205.624.790
N4P1	Control y protección Bahía de Línea - N4	1	$ 205.624.790
N4L81	km de conductor (3 fases) desnudo ACSR 336 kcmil	86	$ 5.979.203.302
N4L89	Cable de guarda	86	$ 578.176.499

UC	Descripción UC	Cantidad	Costo Total ($JUN-2023)
N4L70	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito doble - suspensión	86	$ 9.838.997.079
N4L71	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito doble - retención	172	$ 32.915.478.343
N4L92	Sistema de puesta a tierra diseño típico para poste	258	$ 597.999.957
N4L93	Cable de fibra óptica All-Dielectric Self-Supporting (ADSS) monomodo	86	$ 4.035.371.661
Total			**$ 57.622.708.374**

Se anualizan las inversiones con la tasa del 12,09%, correspondiente al WACC de la actividad de distribución de energía eléctrica, el cual fue adoptado por la CREG mediante Resolución 215 de 2021. Se incluye el Activo No Eléctrico, AOM, y el valor de los terrenos, por tanto, los costos por inversión son:

Tabla 5.15 Costos de inversión del proyecto por año

Año	Costos [$ abr-2021]
2023	-
2024	-
2025	-
2026	-
2027	-
2028	$12.231.358.896
2029	$12.231.358.896
2030	$12.231.358.896
2031	$12.231.358.896
2032	$12.231.358.896
2033	$12.231.358.896
VNA Inversión	**$28.348.149.231**

5.4.2 Beneficios por aumento de confiabilidad

Se valoran los beneficios por aumento de la confiabilidad visto como la reducción de energía no suministrada (ENS). En demanda máxima despacho hidráulico sin considerar el proyecto Alcaraván se presentan los siguientes beneficios por reducción de ENS.

Tabla 5.16 Beneficios por energía no suministrada

Año	ENS (MWh)	Beneficio [$ Jun 2023]
2023		-
2024		-
2025		-
2026		-
2027		-
2028	50.011	$135.703.730.025

Año	ENS (MWh)	Beneficio [$ Jun 2023]
2029	50.011	$135.703.730.025
2030	50.011	$135.703.730.025
2031	50.011	$135.703.730.025
2032	50.011	$135.703.730.025
2033	80.685	$84.113.358.056
VNA ENS		**$ 299.814.772.744**

5.4.3 Beneficios por reducción de pérdidas

Se aprecian los beneficios derivados de la reducción de pérdidas, los cuales se calculan como la diferencia entre las pérdidas simuladas anuales antes y después de la implementación del proyecto. A continuación, se detallan los beneficios asociados con la demanda máxima de despacho hidráulico, sin tener en cuenta la entrada del proyecto Alcaraván.

Tabla 5.17 Beneficios por reducción de pérdidas

Año	Pérdidas evitadas (MWh)	Beneficio [$ Jun 2023]
2023	-	-
2024	-	-
2025	-	-
2026	-	-
2027	-	-
2028	48.703	$ 14.009.739.274
2029	59.678	$ 17.166.836.393
2030	70.653	$ 20.323.933.511
2031	81.628	$ 23.481.030.629
2032	92.604	$ 26.638.127.747
2033	103.579	$ 29.795.224.865
VNA ENS		**$ 68.086.724.050**

5.5 Línea Alcaraván - Yopalosa- Paz de Ariporo 115 kV

5.5.1 Costos de inversión del proyecto

En la siguiente tabla se presentan las unidades constructivas adoptadas en la resolución CREG 015 DE 2018, capítulo 14 requeridas para el proyecto.

Tabla 5.18 Unidades constructivas para el desarrollo del proyecto

UC	Descripción UC	Cantidad	Costo Total ($JUN 2023)
N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión ($/m2)	11,25	$ 46.456.891

UC	Descripción UC	Cantidad	Costo Total ($JUN 2023)
N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión ($/m2)	11,25	$ 46.456.891
N4S41	Módulo común/bahía tipo 1 (1 a 4 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	1	$ 700.956.638
N4S41	Módulo común/bahía tipo 1 (1 a 4 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	1	$ 700.956.638
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	1	$ 861.602.887
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	1	$ 861.602.887
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	1	$ 36.947.927
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	1	$ 36.947.927
N4P1	Control y protección Bahía de Línea - N4	1	$ 205.624.790
N4P1	Control y protección Bahía de Línea - N4	1	$ 205.624.790
N4L81	km de conductor (3 fases) desnudo ACSR 336 kcmil	54,5	$ 3.789.146.278
N4L89	Cable de guarda	54,5	$ 350.117.991
N4L70	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito doble - suspensión	55	$ 6.292.381.853
N4L71	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito doble - retención	109	$ 20.859.227.555
N4L92	Sistema de puesta a tierra diseño típico para poste	164	$ 380.124.004
N4L93	Cable de fibra óptica All-Dielectric Self-Supporting (ADSS) monomodo	54,5	$ 2.557.299.483
N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión ($/m2)	11,25	$ 46.456.891
N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión ($/m2)	11,25	$ 46.456.891
N4S42	Módulo común/bahía tipo 2 (5 a 8 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	1	$ 566.749.384
N4S41	Módulo común/bahía tipo 1 (1 a 4 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	1	$ 700.956.638
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	1	$ 861.602.887
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	1	$ 861.602.887
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	1	$ 36.947.927
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	1	$ 36.947.927
N4P1	Control y protección Bahía de Línea - N4	1	$ 205.624.790
N4P1	Control y protección Bahía de Línea - N4	1	$ 205.624.790
N4L81	km de conductor (3 fases) desnudo ACSR 336 kcmil	39,77	$ 2.765.033.899
N4L89	Cable de guarda	39,77	$ 255.489.771
N4L70	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito doble - suspensión	40	$ 4.576.277.711
N4L71	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito doble - retención	80	$ 15.309.524.811
N4L92	Sistema de puesta a tierra diseño típico para poste	120	$ 278.139.515
N4L93	Cable de fibra óptica All-Dielectric Self-Supporting (ADSS) monomodo	39,77	$ 1.866.124.778
Total			$ 66.551.036.929

Se anualizan las inversiones con la tasa del 12,09%, correspondiente al WACC de la actividad de distribución de energía eléctrica, el cual fue adoptado por la CREG mediante Resolución 215 de 2021. Se incluye el Activo No Eléctrico, AOM, y el valor de los terrenos, por tanto, los costos por inversión son:

Tabla 5.19 Costos de inversión del proyecto por año

Año	Costos [$ abr-2021]
2023	-
2024	-
2025	-
2026	-
2027	-
2028	$14.158.669.484
2029	$14.158.669.484
2030	$14.158.669.484
2031	$14.158.669.484
2032	$14.158.669.484
2033	$14.158.669.484
VNA Inversión	**$32.815.002.720**

5.5.2 Beneficios por aumento de confiabilidad

Se valoran los beneficios por aumento de la confiabilidad visto como la reducción de energía no suministrada (ENS). En demanda máxima despacho hidráulico sin considerar el proyecto Alcaraván se presentan los siguientes beneficios por reducción de ENS.

Tabla 5.20 Beneficios por energía no suministrada

Año	ENS (MWh)	Beneficio [$ Jun 2023]
2023		-
2024		-
2025		-
2026		-
2027		-
2028	67.071	$99.006.638.554
2029	67.071	$99.006.638.554
2030	67.071	$99.006.638.554
2031	67.071	$99.006.638.554
2032	67.071	$99.006.638.554
2033	58.866	$112.806.557.149
VNA ENS		$ 233.396.119.957

5.5.3 Beneficios por reducción de pérdidas

Se aprecian los beneficios derivados de la reducción de pérdidas, los cuales se calculan como la diferencia entre las pérdidas simuladas anuales antes y después de la implementación del proyecto.

A continuación, se detallan los beneficios asociados con la demanda máxima de despacho hidráulico, sin tener en cuenta la entrada del proyecto Alcaraván.

Tabla 5.21 Beneficios por reducción de pérdidas

Año	Pérdidas evitadas (MWh)	Beneficio [$ Jun 2023]
2023	-	-
2024	-	-
2025	-	-
2026	-	-
2027	-	-
2028	63.807	$ 18.354.529.844
2029	75.683	$ 21.770.903.827
2030	87.560	$ 25.187.277.811
2031	99.436	$ 28.603.651.794
2032	111.313	$ 32.020.025.778
2033	123.189	$ 35.436.399.761
VNA ENS		$ 84.104.360.885

5.6 Línea Alcaraván- Paz de Ariporo 115 kV

5.6.1 Costos de inversión del proyecto

En la siguiente tabla se presentan las unidades constructivas adoptadas en la resolución CREG 015 DE 2018, capítulo 14 requeridas para el proyecto.

Tabla 5.22 Unidades constructivas para el desarrollo del proyecto

UC	Descripción UC	Cantidad	Costo Total ($JUN 2023)
N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión ($/m2)	11,25	$ 46.456.891
N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión ($/m2)	11,25	$ 46.456.891
N4S41	Módulo común/bahía tipo 1 (1 a 4 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	1	$ 700.956.638
N4S41	Módulo común/bahía tipo 1 (1 a 4 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	1	$ 700.956.638
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	1	$ 861.602.887
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	1	$ 861.602.887
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	1	$ 36.947.927
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	1	$ 36.947.927
N4P1	Control y protección Bahía de Línea - N4	1	$ 205.624.790
N4P1	Control y protección Bahía de Línea - N4	1	$ 205.624.790
N4L81	km de conductor (3 fases) desnudo ACSR 336 kcmil	94,27	$ 6.554.180.177

UC	Descripción UC	Cantidad	Costo Total ($JUN 2023)
N4L89	Cable de guarda	94,27	$ 605.607.761
N4L70	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito doble - suspensión	94	$ 10.754.252.621
N4L71	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito doble - retención	189	$ 36.168.752.366
N4L92	Sistema de puesta a tierra diseño típico para poste	283	$ 655.945.690
N4L93	Cable de fibra óptica All-Dielectric Self-Supporting (ADSS) monomodo	94,27	$ 4.423.424.261
Total			**$ 62.865.341.143**

Se anualizan las inversiones con la tasa del 12,09%, correspondiente al WACC de la actividad de distribución de energía eléctrica, el cual fue adoptado por la CREG mediante Resolución 215 de 2021. Se incluye el Activo No Eléctrico, AOM, y el valor de los terrenos, por tanto, los costos por inversión son:

Tabla 5.23 Costos de inversión del proyecto por año

Año	Costos [$ abr-2021]
2023	-
2024	-
2025	-
2026	-
2027	-
2028	$13.340.780.123
2029	$13.340.780.123
2030	$13.340.780.123
2031	$13.340.780.123
2032	$13.340.780.123
2033	$13.340.780.123
VNA Inversión	**$30.919.412.061**

5.6.2 Beneficios por aumento de confiabilidad

Se valoran los beneficios por aumento de la confiabilidad visto como la reducción de energía no suministrada (ENS). En demanda máxima despacho hidráulico sin considerar el proyecto Alcaraván se presentan los siguientes beneficios por reducción de ENS.

Tabla 5.24 Beneficios por energía no suministrada

Año	ENS (MWh)	Beneficio [$ Jun 2023]
2023		-
2024		-
2025		-
2026		-
2027		-

Año	ENS (MWh)	Beneficio [$ Jun 2023]
2028	58.866	$99.006.638.554
2029	58.866	$99.006.638.554
2030	58.866	$99.006.638.554
2031	58.866	$99.006.638.554
2032	58.866	$99.006.638.554
2033	67.071	$112.806.557.149
VNA ENS		**$ 233.396.119.957**

5.6.3 Beneficios por reducción de pérdidas

Se aprecian los beneficios derivados de la reducción de pérdidas, los cuales se calculan como la diferencia entre las pérdidas simuladas anuales antes y después de la implementación del proyecto. A continuación, se detallan los beneficios asociados con la demanda máxima de despacho hidráulico, sin tener en cuenta la entrada del proyecto Alcaraván.

Tabla 5.25 Beneficios por reducción de pérdidas

Año	Pérdidas evitadas (MWh)	Beneficio [$ Jun 2023]
2023	-	-
2024	-	-
2025	-	-
2026	-	-
2027	-	-
2028	63.757	$ 18.340.171.827
2029	75.630	$ 21.755.436.009
2030	87.502	$ 25.170.700.190
2031	99.375	$ 28.585.964.372
2032	111.248	$ 32.001.228.554
2033	123.120	$ 35.416.492.736
VNA ENS		**$ 84.049.636.537**

5.7 Segundo transformador Aguaclara 115/34,5/13,2 kV

5.7.1 Costos de inversión del proyecto

En la siguiente tabla se presentan las unidades constructivas adoptadas en la resolución CREG 015 DE 2018, capítulo 14 requeridas para el proyecto.

Tabla 5.26 Unidades constructivas para el desarrollo del proyecto

UC	Descripción UC	Cantidad	Costo Total ($JUN 2023)
N4T16	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 31 a 40 MVA	1	$ 4.518.231.673
N4S41	Módulo común/bahía tipo 1 (1 a 4 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	1	$ 700.956.638
N4S20	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra sencilla - tipo convencional	0,25	$ 62.644.661
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	1	$ 861.602.887
N4P2	Control y protección Bahía de Transformador - N4	1	$ 213.261.899
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	1	$ 36.947.927
N3S11	Celda de llegada o salida - subestación tipo interior-aire	1	$ 402.640.280
N3P2	Control y protección Bahía de Transformador - N3	1	$ 137.190.186
N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión ($/m2)	11,25	$ 46.456.891
Total			$6.979.933.043

Se anualizan las inversiones con la tasa del 12,09%, correspondiente al WACC de la actividad de distribución de energía eléctrica, el cual fue adoptado por la CREG mediante Resolución 215 de 2021. Se incluye el Activo No Eléctrico, AOM, y el valor de los terrenos, por tanto, los costos por inversión son:

Tabla 5.27 Costos de inversión del proyecto por año

Año	Costos [$ abr-2021]
2023	-
2024	-
2025	-
2026	-
2027	-
2028	$1.511.656.911
2029	$1.511.656.911
2030	$1.511.656.911
2031	$1.511.656.911
2032	$1.511.656.911
2033	$1.511.656.911
VNA Inversión	$1.511.656.911

5.7.2 Beneficios por aumento de confiabilidad

Se valoran los beneficios por aumento de la confiabilidad visto como la reducción de energía no suministrada (ENS). En demanda máxima despacho hidráulico sin considerar el proyecto Alcaraván se presentan los siguientes beneficios por reducción de ENS.

Tabla 5.28 Beneficios por energía no suministrada

Año	ENS (MWh)	Beneficio [$ Jun 2023]
2023		-
2024		-
2025		-
2026	36.212	$60.905.090.495
2027	36.212	$60.905.090.495
2028	64.159	$107.907.570.946
2029	64.159	$107.907.570.946
2030	64.159	$107.907.570.946
2031	64.159	$107.907.570.946
2032	64.159	$107.907.570.946
2033	226.013	$380.129.615.817
VNA ENS		**$ 400.664.923.795**

5.7.3 Beneficios por reducción de pérdidas

Se aprecian los beneficios derivados de la reducción de pérdidas, los cuales se calculan como la diferencia entre las pérdidas simuladas anuales antes y después de la implementación del proyecto. A continuación, se detallan los beneficios asociados con la demanda máxima de despacho hidráulico, sin tener en cuenta la entrada del proyecto Alcaraván.

Tabla 5.29 Beneficios por reducción de pérdidas

Año	Pérdidas evitadas (MWh)	Beneficio [$ Jun 2023]
2023	-	-
2024	-	-
2025	-	-
2026	4.188	$ 1.204.697.264
2027	25.888	$ 7.446.899.942
2028	47.588	$ 13.689.102.620
2029	58.902	$ 16.943.532.741
2030	70.215	$ 20.197.962.862
2031	81.529	$ 23.452.392.983
2032	92.842	$ 26.706.823.104
2033	104.156	$ 29.961.253.225
VNA ENS		**$ 74.731.339.693**

5.8 Segundo transformador Aguazul 115/34,5/13,2 kV

5.8.1 Costos de inversión del proyecto

En la siguiente tabla se presentan las unidades constructivas adoptadas en la resolución CREG 015 DE 2018, capítulo 14 requeridas para el proyecto.

Tabla 5.30 Unidades constructivas para el desarrollo del proyecto

UC	Descripción UC	Cantidad	Costo Total ($JUN 2023)
N4T14	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 11 a 20 MVA	1	$ 3.954.523.861
N4S41	Módulo común/bahía tipo 1 (1 a 4 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	1	$ 700.956.638
N4S20	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra sencilla - tipo convencional	0,25	$ 62.644.661
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	1	$ 861.602.887
N4P2	Control y protección Bahía de Transformador - N4	1	$ 213.261.899
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	1	$ 36.947.927
N3S11	Celda de llegada o salida - subestación tipo interior-aire	1	$ 402.640.280
N3P2	Control y protección Bahía de Transformador - N3	1	$ 137.190.186
N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión ($/m2)	11,25	$ 46.456.891
N2S10	Celda de llegada de transformador - barra sencilla - subestación tipo interior-aire	1	$ 155.240.552
N2P1	Control y protección Bahía - N2	1	$ 59.306.801
Total			**$ 6.630.772.584**

Se anualizan las inversiones con la tasa del 12,09%, correspondiente al WACC de la actividad de distribución de energía eléctrica, el cual fue adoptado por la CREG mediante Resolución 215 de 2021. Se incluye el Activo No Eléctrico, AOM, y el valor de los terrenos, por tanto, los costos por inversión son:

Tabla 5.31 Costos de inversión del proyecto por año

Año	Costos [$ abr-2021]
2023	-
2024	-
2025	-
2026	$1.440.457.406
2027	$1.440.457.406
2028	$1.440.457.406
2029	$1.440.457.406
2030	$1.440.457.406
2031	$1.440.457.406

Año	Costos [$ abr-2021]
2032	$1.440.457.406
2033	$1.440.457.406
VNA Inversión	**$5.065.070.885**

5.8.2 Beneficios por aumento de confiabilidad

Se valoran los beneficios por aumento de la confiabilidad visto como la reducción de energía no suministrada (ENS). En demanda máxima despacho hidráulico sin considerar el proyecto Alcaraván se presentan los siguientes beneficios por reducción de ENS.

Tabla 5.32 Beneficios por energía no suministrada

Año	ENS (MWh)	Beneficio [$ Jun 2023]
2023		-
2024		-
2025		-
2026	29.861	$50.222.159.423
2027	29.861	$50.222.159.423
2028	32.107	$54.000.600.693
2029	32.107	$54.000.600.693
2030	32.107	$54.000.600.693
2031	32.107	$54.000.600.693
2032	32.107	$54.000.600.693
2033	87.849	$147.752.759.409
VNA ENS		**$ 212.067.413.851**

5.8.3 Beneficios por reducción de pérdidas

Se aprecian los beneficios derivados de la reducción de pérdidas, los cuales se calculan como la diferencia entre las pérdidas simuladas anuales antes y después de la implementación del proyecto. A continuación, se detallan los beneficios asociados con la demanda máxima de despacho hidráulico, sin tener en cuenta la entrada del proyecto Alcaraván.

Tabla 5.33 Beneficios por reducción de pérdidas

Año	Pérdidas evitadas (MWh)	Beneficio [$ Jun 2023]
2023	-	-
2024	-	-
2025	-	-
2026	3.749	$ 1.078.334.512
2027	25.011	$ 7.194.498.954
2028	46.273	$ 13.310.663.395

Año	Pérdidas evitadas (MWh)	Beneficio [$ Jun 2023]
2029	57.637	$ 16.579.622.308
2030	69.001	$ 19.848.581.221
2031	80.365	$ 23.117.540.134
2032	91.729	$ 26.386.499.047
2033	103.093	$ 29.655.457.960
VNA ENS		**$ 73.285.384.329**

5.9 Segundo transformador Paz de Ariporo 115/34,5/13,2 kV

5.9.1 Costos de inversión del proyecto

En la siguiente tabla se presentan las unidades constructivas adoptadas en la resolución CREG 015 DE 2018, capítulo 14 requeridas para el proyecto.

Tabla 5.34 Unidades constructivas para el desarrollo del proyecto

UC	Descripción UC	Cantidad	Costo Total ($JUN 2023)
N4T14	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 11 a 20 MVA	1	$ 2.509.923.638
N3L89	km de conductor (3 fases) ACSR 4/0 AWG	42	$ 1.633.541.889
N3L63	Poste de concreto de 14 m 750 kg Poste simple - Circuito doble - retención	84	$ 911.786.514
N3L61	Poste de concreto de 14 m 750 kg Poste simple - Circuito sencillo - retención	84	$ 901.286.840
N3L126	Sistema de puesta a tierra diseño típico para poste	168	$ 97.478.456
N4S41	Módulo común/bahía tipo 1 (1 a 4 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	1	$ 700.956.638
N4S20	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra sencilla - tipo convencional	0,3	$ 83.526.214
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	1	$ 861.602.887
N4P2	Control y protección Bahía de Transformador - N4	1	$ 213.261.899
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	1	$ 36.947.927
N3S11	Celda de llegada o salida - subestación tipo interior-aire	1	$ 402.640.280
N3P2	Control y protección Bahía de Transformador - N3	1	$ 137.190.186
N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión ($/m2)	11,25	$ 46.456.891
N2S10	Celda de llegada de transformador - barra sencilla - subestación tipo interior-aire	1	$ 155.240.552
N2P1	Control y protección Bahía - N2	1	$ 59.306.801
Total			**$ 8.751.147.614**

Se anualizan las inversiones con la tasa del 12,09%, correspondiente al WACC de la actividad de distribución de energía eléctrica, el cual fue adoptado por la CREG mediante Resolución 215 de 2021.

Se incluye el Activo No Eléctrico, AOM, y el valor de los terrenos, por tanto, los costos por inversión son:

Tabla 5.35 Costos de inversión del proyecto por año

Año	Costos [$ abr-2021]
2023	-
2024	-
2025	-
2026	$1.886.918.009
2027	$1.886.918.009
2028	$1.886.918.009
2029	$1.886.918.009
2030	$1.886.918.009
2031	$1.886.918.009
2032	$1.886.918.009
2033	$1.886.918.009
VNA Inversión	**$6.634.957.360**

5.9.2 Beneficios por reducción de pérdidas

Se aprecian los beneficios derivados de la reducción de pérdidas, los cuales se calculan como la diferencia entre las pérdidas simuladas anuales antes y después de la implementación del proyecto. A continuación, se detallan los beneficios asociados con la demanda máxima de despacho hidráulico, sin tener en cuenta la entrada del proyecto Alcaraván.

Tabla 5.36 Beneficios por reducción de pérdidas

Año	Pérdidas evitadas (MWh)	Beneficio [$ Jun 2023]
2023	-	-
2024	-	-
2025	-	-
2026	-	-
2027	21.279	$ 6.121.134.551
2028	42.558	$ 12.242.269.102
2029	58.082	$ 16.707.671.810
2030	73.605	$ 21.173.074.518
2031	89.128	$ 25.638.477.226
2032	104.652	$ 30.103.879.934
2033	120.175	$ 34.569.282.642
VNA ENS		**$ 76.455.148.206**

5.10 Transformador Yopalosa 115/34,5/13,2 kV

5.10.1 Costos de inversión del proyecto

En la siguiente tabla se presentan las unidades constructivas adoptadas en la resolución CREG 015 DE 2018, capítulo 14 requeridas para el proyecto.

Tabla 5.37 Unidades constructivas para el desarrollo del proyecto

UC	Descripción UC	Cantidad	Costo Total ($JUN 2023)
N4T14	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 11 a 20 MVA	1	$ 2.509.923.638
N4S41	Módulo común/bahía tipo 1 (1 a 4 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	1	$ 700.956.638
N3L89	km de conductor (3 fases) ACSR 4/0 AWG	13,5	$ 525.067.036
N3L63	Poste de concreto de 14 m 750 kg Poste simple - Circuito doble - retención	27	$ 293.074.237
N3L61	Poste de concreto de 14 m 750 kg Poste simple - Circuito sencillo - retención	27	$ 289.699.341
N3L126	Sistema de puesta a tierra diseño típico para poste	54	$ 31.332.361
N4S20	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra sencilla - tipo convencional	0,3	$ 83.526.214
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	1	$ 861.602.887
N4P2	Control y protección Bahía de Transformador - N4	1	$ 213.261.899
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	1	$ 36.947.927
N3S11	Celda de llegada o salida - subestación tipo interior-aire	1	$ 402.640.280
N3P2	Control y protección Bahía de Transformador - N3	1	$ 137.190.186
N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión ($/m2)	11,25	$ 46.456.891
N2S10	Celda de llegada de transformador - barra sencilla - subestación tipo interior-aire	1	$ 155.240.552
N2P1	Control y protección Bahía - N2	1	$ 59.306.801
Total			**$ 6.346.226.889**

Se anualizan las inversiones con la tasa del 12,09%, correspondiente al WACC de la actividad de distribución de energía eléctrica, el cual fue adoptado por la CREG mediante Resolución 215 de 2021. Se incluye el Activo No Eléctrico, AOM, y el valor de los terrenos, por tanto, los costos por inversión son:

Tabla 5.38 Costos de inversión del proyecto por año

Año	Costos [$ abr-2021]
2023	-
2024	-
2025	-
2026	$1.378.000.025

Año	Costos [$ abr-2021]
2027	$1.378.000.025
2028	$1.378.000.025
2029	$1.378.000.025
2030	$1.378.000.025
2031	$1.378.000.025
2032	$1.378.000.025
2033	$1.378.000.025
VNA Inversión	**$4.845.452.406**

5.10.2 Beneficios por calidad

Se valoran los beneficios de mejorar la calidad del servicio proporcionado a la carga industrial ubicada a 13.5 kilómetros de Yopalosa en contraste con los 42 kilómetros necesarios para conectarla desde Paz de Ariporo. El valor estimado se refiere a una carga de 6MW que debería ser deslastrada para equiparar la tensión de la carga al conectarla desde Yopalosa.

Tabla 5.39 Beneficios por energía no suministrada

Año	ENS (MWh)	Beneficio [$ Jun 2023]
2023		-
2024		-
2025		-
2026	10.775	$18.122.020.480
2027	10.775	$18.122.020.480
2028	10.775	$18.122.020.480
2029	10.775	$18.122.020.480
2030	10.775	$18.122.020.480
2031	10.775	$18.122.020.480
2032	10.775	$18.122.020.480
2033	10.775	$18.122.020.480
VNA ENS		**$ 63.722.341.181**

5.10.3 Beneficios por reducción de pérdidas

Se aprecian los beneficios derivados de la reducción de pérdidas, los cuales se calculan como la diferencia entre las pérdidas simuladas anuales antes y después de la implementación del proyecto. A continuación, se detallan los beneficios asociados con la demanda máxima de despacho hidráulico, sin tener en cuenta la entrada del proyecto Alcaraván.

Tabla 5.40 Beneficios por reducción de pérdidas

Año	Pérdidas evitadas (MWh)	Beneficio [$ Jun 2023]
2023	-	-
2024	-	-
2025	-	-
2026	1.481	$ 425.909.942
2027	24.070	$ 6.923.948.402
2028	46.660	$ 13.421.986.861
2029	61.965	$ 17.824.793.195
2030	77.271	$ 22.227.599.529
2031	92.577	$ 26.630.405.863
2032	107.882	$ 31.033.212.197
2033	123.188	$ 35.436.018.531
VNA		**$ 80.881.379.426**

5.11 Transformador Alcaraván 115/34,5/13,8 kV

5.11.1 Costos de inversión del proyecto

En la siguiente tabla se presentan las unidades constructivas adoptadas en la resolución CREG 015 DE 2018, capítulo 14 requeridas para el proyecto.

Tabla 5.41 Unidades constructivas para el desarrollo del proyecto

UC	Descripción UC	Cantidad	Costo Total ($JUN 2023)
N4T17	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 41 a 50 MVA	1	$ 4.934.275.858
N4S41	Módulo común/bahía tipo 1 (1 a 4 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	1	$ 700.956.638
N4S20	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra sencilla - tipo convencional	0,3	$ 83.526.214
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	1	$ 861.602.887
N4P2	Control y protección Bahía de Transformador - N4	1	$ 213.261.899
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	1	$ 36.947.927
N3S11	Celda de llegada o salida - subestación tipo interior-aire	1	$ 402.640.280
N3P2	Control y protección Bahía de Transformador - N3	1	$ 137.190.186
N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión ($/m2)	11,25	$ 46.456.891
N2S10	Celda de llegada de transformador - barra sencilla - subestación tipo interior-aire	1	$ 155.240.552
N2P1	Control y protección Bahía - N2	1	$ 59.306.801
Total			**$ 7.631.406.134**

Se anualizan las inversiones con la tasa del 12,09%, correspondiente al WACC de la actividad de distribución de energía eléctrica, el cual fue adoptado por la CREG mediante Resolución 215 de 2021. Se incluye el Activo No Eléctrico, AOM, y el valor de los terrenos, por tanto, los costos por inversión son:

Tabla 5.42 Costos de inversión del proyecto por año

Año	Costos [$ abr-2021]
2023	-
2024	-
2025	-
2026	-
2027	-
2028	$1.653.728.111
2029	$1.653.728.111
2030	$1.653.728.111
2031	$1.653.728.111
2032	$1.653.728.111
2033	$1.653.728.111
VNA Inversión	**$3.832.781.924**

5.11.2 Beneficios por aumento de confiabilidad

Se valoran los beneficios por aumento de la confiabilidad visto como la reducción de energía no suministrada (ENS). En demanda máxima despacho hidráulico sin considerar el proyecto Alcaraván se presentan los siguientes beneficios por reducción de ENS.

Tabla 5.43 Beneficios por energía no suministrada

Año	ENS (MWh)	Beneficio [$ Jun 2023]
2023		-
2024		-
2025		-
2026		-
2027		-
2028	28.239	$47.494.795.340
2029	28.239	$47.494.795.340
2030	28.239	$47.494.795.340
2031	28.239	$47.494.795.340
2032	28.239	$47.494.795.340
2033	63.904	$107.478.683.128
VNA ENS		**$ 127.169.099.810**

5.11.3 Beneficios por reducción de pérdidas

Se aprecian los beneficios derivados de la reducción de pérdidas, los cuales se calculan como la diferencia entre las pérdidas simuladas anuales antes y después de la implementación del proyecto. A continuación, se detallan los beneficios asociados con la demanda máxima de despacho hidráulico, sin tener en cuenta la entrada del proyecto Alcaraván.

Tabla 5.44 Beneficios por reducción de pérdidas

Año	Pérdidas evitadas (MWh)	Beneficio [$ Jun 2023]
2023	-	-
2024	-	-
2025	-	-
2026	-	-
2027	-	-
2028	67.038	$ 19.284.052.739
2029	78.324	$ 22.530.476.319
2030	89.610	$ 25.776.899.900
2031	100.895	$ 29.023.323.481
2032	112.181	$ 32.269.747.061
2033	123.467	$ 35.516.170.642
VNA ENS		**$ 85.934.720.564**

5.12 Instalación capacitor Aguaclara 50MVAR

5.12.1 Costos de inversión del proyecto

En particular, al evaluar el costo del capacitor que se propone instalar en la Subestación Aguaclara 115 kV, se hizo referencia al valor estipulado en la Resolución 097 de 2008. Asimismo, para calcular el costo asociado a la bahía correspondiente a este capacitor, se utilizó la cifra autorizada por la CREG en respuesta a la solicitud presentada por Codensa. Esta solicitud buscaba actualizar el costo anual por el uso de activos en el nivel de tensión 4, considerando la puesta en funcionamiento de la compensación capacitiva de 180 MVAR en la subestación Salitre 115 kV, que incluía el valor de una Bahía de conexión compensación configuración barra sencilla tipo convencional de 45 MVAR. Dicho valor se escaló para reflejar la bahía de 50 MVAR propuesta en el proyecto.

En la siguiente tabla se presentan las unidades constructivas requeridas para el proyecto.

Tabla 5.45 Unidades constructivas para el desarrollo del proyecto

UC	Descripción UC	Cantidad	Costo Total ($JUN 2023)
N4CR4	COMPENSACIÓN REACTIVA - CADACIDAD FINAL MAYOR DE 18 A 54 MVAr - NIVEL 4 Res 097 de 2008	1	$ 156.583.842

UC	Descripción UC	Cantidad	Costo Total ($JUN 2023)
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	1	$ 36.947.927
N4ESP	Bahía de conexión compensación configuración barra sencilla tipo convencional Res 037 de 2011	1	$ 2.180.517.932
Total			**$ 2.374.049.701**

Se anualizan las inversiones con la tasa del 12,09%, correspondiente al WACC de la actividad de distribución de energía eléctrica, el cual fue adoptado por la CREG mediante Resolución 215 de 2021. Se incluye el Activo No Eléctrico, AOM, y el valor de los terrenos, por tanto, los costos por inversión son:

Tabla 5.46 Costos de inversión del proyecto por año

Año	Costos [$ abr-2021]
2023	-
2024	-
2025	-
2026	$512.300.038
2027	$512.300.038
2028	$512.300.038
2029	$512.300.038
2030	$512.300.038
2031	$512.300.038
2032	$512.300.038
2033	$512.300.038
VNA Inversión	**$1.801.397.247**

5.12.2 Beneficios por aumento de confiabilidad

Se valoran los beneficios por aumento de la confiabilidad visto como la reducción de energía no suministrada (ENS). En demanda máxima despacho hidráulico sin considerar el proyecto Alcaraván se presentan los siguientes beneficios por reducción de ENS.

Tabla 5.47 Beneficios por energía no suministrada

Año	ENS (MWh)	Beneficio [$ Jun 2023]
2023		-
2024		-
2025		-
2026	15.920	$26.775.285.259
2027	15.920	$26.775.285.259
2028	18.646	$31.360.156.440
2029	18.646	$31.360.156.440

Año	ENS (MWh)	Beneficio [$ Jun 2023]
2030	18.646	$31.360.156.440
2031	18.646	$31.360.156.440
2032	18.646	$31.360.156.440
2033	26.287	$44.211.689.297
VNA ENS		**$ 108.437.947.060**

5.12.3 Beneficios por reducción de pérdidas

Se aprecian los beneficios derivados de la reducción de pérdidas, los cuales se calculan como la diferencia entre las pérdidas simuladas anuales antes y después de la implementación del proyecto. A continuación, se detallan los beneficios asociados con la demanda máxima de despacho hidráulico, sin tener en cuenta la entrada del proyecto Alcaraván.

Tabla 5.48 Beneficios por reducción de pérdidas

Año	Pérdidas evitadas (MWh)	Beneficio [$ Jun 2023]
2023	-	-
2024	-	-
2025	-	-
2026	4.114	$ 1.183.496.146
2027	26.114	$ 7.511.794.763
2028	48.113	$ 13.840.093.381
2029	60.174	$ 17.309.525.760
2030	72.235	$ 20.778.958.138
2031	84.296	$ 24.248.390.517
2032	96.357	$ 27.717.822.895
2033	108.418	$ 31.187.255.274
VNA ENS		**$ 76.779.578.519**

Capítulo 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Análisis técnicos

1. Los resultados eléctricos obtenidos para el año 2023 (situación actual), muestran un buen desempeño técnico en condiciones normales de operación en los diferentes escenarios de demanda. No obstante, ante la contingencia sencilla de la línea Chivor – Aguaclara 115 kV presenta bajas tensiones en la barra de Aguaclara 115 kV (86,2 %). Con respecto a la cargabilidad de los diferentes equipos de transformación y transporte de energía para el año 2023, se observa que estos operan con un margen de capacidad adecuado.

2. Los resultados eléctricos obtenidos para el año 2026, muestran un buen desempeño técnico en el STR en condiciones normales de operación en los diferentes escenarios de demanda; sin embargo, a nivel de 34,5 kV se presentan tensiones por debajo de 0,9 p.u. en la zona Sur.

   Ante la contingencia sencilla de la línea Chivor – Aguaclara 115 kV en una condición de despacho de invierno y para los escenarios de demanda máxima y media el sistema de ENERCA no es superado.

   Se propone como solución a estos problemas, la instalación de compensación capacitiva de 50 MVAr en la subestación Aguaclara 115 kV.

3. En general y como resultado de los análisis de confiabilidad en los años 2023, 2026, 2028 y 2033 se ha observado un problema de capacidad firme de la transformación 115/34,5 kV, en la medida en que la salida de transformación 115/34,5 kV en las diferentes subestaciones ocasiona problemas de tensiones o la imposibilidad de atender toda la demanda.

   Se encuentran las siguientes opciones para solucionar las contingencias de transformación 115/34,5 kV en el sistema de ENERCA:

   - Instalación de un segundo transformador en la subestación Aguaclara 115/34,5/13,2 kV – 40/37/7 MVA.
   - Instalación de un segundo transformador en la subestación Aguazul 115/34,5/13,8 kV – 25/13/13 MVA.

4. El sistema de ENERCA requiere refuerzos en el STR, en particular ante la contingencia de la línea Chivor – Aguaclara 115 kV, aunado con la entrada de 450 MVA de generación local esperada para los próximos años. La solución de ese problema es la construcción de un refuerzo entre Aguaclara y Chivor, bien sea con un segundo circuito Chivor - Aguaclara 115 kV o Chivor II - Aguaclara 115 kV.

Sin embargo, también se presenta un problema capacidad firme de transformación en la subestación Aguaclara (en realidad en todas las subestaciones 115 kV de ENERCA, excepto Yopal). Para lo cual se analizaron dos proyectos como alternativas: a) Instalación de un segundo transformado en Aguaclara 115/34,5/13,2 kV; o b) la construcción de la nueva subestación Villanueva 115 kV y la línea Villanueva -Aguaclara 115 kV.

Los análisis realizados en este plan muestran que, con la construcción de la nueva Subestación Villanueva, se requiera la instalación del segundo transformador en Aguaclara.

En resumen, los dos proyectos que solucionan los dos problemas (refuerzo de interconexión y refuerzo de capacidad firme de transformación), no obstante, el Proyecto con Villanueva 115 kV resulta mucho más costoso.

Si se vislumbran nuevas demandas en Villanueva, sería importante realizar los estudios de conexión para establecer los refuerzos necesarios y hacer la evaluación económica que nos permita determinar si se amerita incluirlo como expansión adicional.

5. Ante la proyección de demanda de un parque industrial en la zona norte de ENERCA, se evalúa la alternativa de instalar un segundo transformador en la subestación Paz de Ariporo 115/34,5/13,2 kV – 15/10/5 MVA o instalar un transformador en la Subestación Yopalosa 115/34,5/13,2 kV - 15/10/5 MVA.

6. Para el análisis de 2028, se realiza una sensibilidad del sistema eléctrico de ENERCA con respecto a la puesta en operación del proyecto del STN/STR Alcaraván, el cual a la fecha de presentación de este informe se proyecta que Alcaraván 230 kV entre en operación en el 2027 (Convocatoria UPME 007-2021).

   Si el proyecto Alcaraván 230 kV y 115 kV no entrara en operación para el 2028, se analiza que:

   - En operación normal se presentan sobrecargas en los transformadores de Aguaclara y Aguazul; a nivel de 34,5 kV se presentan tensiones por debajo de 0.9 p.u. en las zonas Centro 1, Centro 2 y Sur.
   - Ante la contingencia sencilla de la línea Chivor – Aguaclara 115 kV en una condición de despacho hidráulico y para los escenarios de demanda máxima, media y mínima el sistema de ENERCA no es superado; situación similar en condición de despacho térmico en demanda máxima.

   Se encuentran las siguientes opciones para solucionar los problemas encontrados en este año:

   - Segunda línea Chivor (o Chivor II)– Aguaclara 115 kV de aproximadamente 32 km.
   - Segunda línea Aguazul – Yopal 115 kV de aproximadamente 25,8 km.

Si el proyecto Alcaraván 230 kV y 115 kV entra en operación para el 2028, se analiza que:

- En operación normal se analiza un buen desempeño técnico en el STR en los diferentes escenarios de demanda; sin embargo, a nivel de 34,5 kV con despacho hidráulico en todos los escenarios de demanda se presentan tensiones por debajo de 0,9 p.u. en la zona Sur y Centro 2.
- Ante la contingencia sencilla de la línea Chivor – Aguaclara 115 kV en una condición de despacho hidráulico y para los escenarios de demanda máxima y media, el sistema de ENERCA no es superado; esta misma contingencia en una condición de despacho término y escenario de demanda máximo se presenta sobrecarga en el transformador de Aguaclara de aproximadamente 106,3%.

Se encuentran las siguientes opciones para solucionar los problemas encontrados en este año:

- Segunda línea Chivor (o Chivor II) – Aguaclara 115 kV de aproximadamente 32 km.
- Instalación de un transformador 115/34,5/13,8 kV – 50/30/20 MVA en la Subestación Alcaraván 115 kV.

7. En general y como resultado de los análisis de confiabilidad en los años 2023, 2026, 2028 y 2033, ante una contingencia en la línea Yopal – Yopalosa 115 kV o Yopalosa – Paz de Ariporo, se ven afectadas las subestaciones 115 kV de Paz de Ariporo y San Luis de Palenque.

Se encuentran las siguientes opciones para solucionar esta problemática de radialidad de la Subestación Paz de Ariporo:

- ✓ Alternativa No. 1: Línea Yopal - Paz de Ariporo 115 kV
- ✓ Alternativa No. 2: Segundo circuito Yopal - Yopalosa- Paz de Ariporo 115 kV
- ✓ Alternativa No. 3: Línea Alcaraván - Paz de Ariporo 115 kV
- ✓ Alternativa No. 4: Línea Alcaraván - Yopalosa- Paz de Ariporo 115 kV

Las Alternativas No. 1 y No. 2 estarían sujetas a la confirmación de disponibilidad de espacio en la actual subestación Yopal 115 kV o de las posibilidades de ampliación de esta subestación.

Las Alternativas No. 3 y No. 4 estaría sujetas a la puesta en operación del proyecto STN/STR Alcaraván

8. Ante la contingencia Yopalosa – San Luis de Palenque 115 kV, se presenta energía no suministrada dado que este circuito es radial. Dada la demanda actual y proyectada para esta área, en caso de contingencia se deberán trasladar las cargas 34,5kV de la subestación San Luis de Palenque a la subestación Paz de Ariporo

9. De los cálculos de cortocircuito realizados para el año 2033 se concluye, que estos proyectos no tienen un impacto en los niveles de corriente de falla del sistema. No obstante, con la entrada en operación de Alcaraván aumenta su valor de corriente.

10. Al simular el año 2033 con las soluciones propuestas y el proyecto Alcaraván 230/115 kV, se observa un óptimo desempeño técnico en condiciones normales de operación y ante contingencias en el Sistema de Transmisión Regional de ENERCA.

11. El sistema de ENERCA para poder exportar la energía de los nuevos proyectos de generación es necesario tener los proyectos de Alcaraván 230/115 kV, la segunda línea Chivor (o Chivor II)-Aguaclara 115 kV y el banco de capacitores de 50 MVAr en Aguaclara 115 kV.

12. La entrada de diferentes proyectos fotovoltaicos superará a la potencia instalada de generadores síncronos, creando a futuros escenarios de variación de tensión debido a la naturaleza de la fuente de generación fotovoltaica.

6.2 Análisis económicos

Al evaluar económicamente las soluciones técnicas propuestas, según la metodología descrita en el numeral 3.2 de este documento, se obtiene las siguientes relaciones beneficio/costo:

	Proyecto	B/C	Costo Total Inversión (Millones$ JUN 2023)
	Líneas		
1	Segundo circuito Chivor (o Chivor II) -Aguaclara 115 kV	10,00	$ 26.811
2	Segundo circuito Aguazul-Yopal 115 kV	14,72	$ 19.846
3.1	Opción 1: Segundo circuito Yopal-Yopalosa - Paz de Ariporo 115 kV	12,11	$ 61.564
3.2	Opción 2: línea Yopal - Paz de Ariporo 115 kV	12,98	$ 57.623
3.3	Opción 3: línea Alcaraván-Yopalosa - Paz de Ariporo 115 kV	9,68	$ 66.551
3.4	opción 4: línea Alcaraván - Paz de Ariporo 115 kV	10,27	$ 62.865
	Transformadores		
1	Aguaclara	89,44	$ 6.980
2	Aguazul	56,34	$ 6.631
3.1	Opción 1: Paz de Ariporo	11,52	$ 8.751
3.2	Opción 2: Yopalosa	29,84	$ 6.346
5	Alcaraván	55,60	$ 7.631
	Capacitor		
1	Aguaclara capacitor 50 MVAR	102,82	$ 2.374

6.3 Recomendación

a) Se confirma la necesidad del Sistema de ENERCA por disponer del proyecto de Alcaraván 230/115 kV.

b) Al incorporar los proyectos de generación con capacidad de transporte otorgada, se observa un adecuado desempeño del sistema sujeto a la disposición de los proyectos: Capacitor Aguaclara, Proyecto Alcaraván y línea Chivor (o Chivor II) - Aguaclara 115 kV.

c) Se recomienda llevar a cabo los siguientes proyectos del STR para el periodo 2023-2033, por un monto total de inversiones de $139.484 millones ($ de junio de 2023):

Proyecto	FPO	Relación B/C	Costo Total Inversión (Millones$ JUN 2023)
Capacitor 50 MVAR Aguaclara	2026	102,82	$ 2.374
Transformador Yopalosa 115/34,5/13,2 kV	2026	29,84	$ 6.346
Transformador Aguaclara 115/34,5/13,2 kV	2026	89,44	$ 6.980
Transformado Aguazul 115/34,5/13,2 kV	2026	56,34	$ 6.631
Nueva línea Chivor II -Aguaclara 115 kV	2028	10,00	$ 26.811
Segunda línea Aguazul-Yopal 115 kV (*)	2028	14,72	$ 19.846
Transformador Alcaraván 115/34,5/13,2 kV	2028	55,60	$ 7.631
Línea Alcaraván - Paz de Ariporo 115 kV	2028	10,27	$ 62.865

(*) Se requiere en caso de no materializarse el Proyecto Alcaraván

Capítulo 7 ANEXOS

7.1 ANEXO A. Diagrama unifilar STN 2035

7.2 ANEXO B. Diagrama unifilar Área Nordeste

7.3 ANEXO C. Diagrama unifilar Área Boyacá – Casanare

7.4 ANEXO D. Proyección de demanda

7.5 ANEXO E. Parámetros eléctricos

7.6 ANEXO F. Análisis Técnicos

Los Resultados de los análisis técnicos, presentan la siguiente estructura

- 2023
  - VERANO
    - DMÁX/DMED/DMIN: FC y contingencias (pdf/excel)
  - INVIERNO
    - DMÁX/DMED/DMIN: FC y contingencias (pdf/excel)

- 2026
  - VERANO
    - DMÁX/DMED/DMIN: FC y contingencias (pdf/excel)
  - INVIERNO
    - DMÁX/DMED/DMIN: FC y contingencias (pdf/excel)

- 2028
  - VERANO (sin Alcaraván)
    - DMÁX/DMED/DMIN: FC y contingencias (pdf/excel)
  - INVIERNO (sin Alcaraván)
    - DMÁX/DMED/DMIN: FC y contingencias (pdf/excel)
  - VERANO (con Alcaraván)
    - DMÁX/DMED/DMIN: FC y contingencias (pdf/excel)

    - INVIERNO (con Alcaraván)
        - DMÁX/DMED/DMIN: FC y contingencias (pdf/excel)

- 2023
    - VERANO (sin Alcaraván)
        - DMÁX/DMED/DMIN: FC y contingencias (pdf/excel)
    - INVIERNO (sin Alcaraván)
        - DMÁX/DMED/DMIN: FC y contingencias (pdf/excel)
    - VERANO (con Alcaraván)
        - DMÁX/DMED/DMIN: FC y contingencias (pdf/excel)
    - INVIERNO (con Alcaraván)
        - DMÁX/DMED/DMIN: FC y contingencias (pdf/excel)

- Proyectos de Generación
    - 2026 Estado estable (pdf)
    - 2028 Estado estable (pdf)
    - 2033 Estado estable (pdf)
    - Valores eléctricos (2026, 2028, 2033) pdf

7.7 ANEXO G. Resultados Cortocircuito

7.8 ANEXO H. Valoración Económica

CQM
Consultoría SAS

Bogotá D.C., 26 de octubre de 2023

Señores:
EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE S.A. E.S.P. – ENERCA S.A. E.S.P.
Atn. Eider Ali León Moreno
Supervisor del Contrato
Carrera 19 No. 6 – 100 Edificio Emiro Sossa Pachecho
Yopal, Casanare

CERTIFICACIÓN DE APORTES A LA SEGURIDAD SOCIAL

Yo, CAMILO QUINTERO MONTAÑO, identificado con cédula de ciudadanía número 80.266.825 de Bogotá, quien obra en calidad de representante legal de CAMILO QUINTERO MONTAÑO CONSULTORIAS S.A.S con NIT 900.805.360-7, manifiesto bajo la gravedad de juramento que durante la vigencia el Contrato de Consultoría No. 211 de 2023 cuyo objeto es *"Realizar los estudios técnicos y económicos de planeamiento para determinar el plan de Expansión y reforzamiento del STR a 115 KV y SDL A 34.5 KV del sistema eléctrico de la empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P."* hemos efectuado los aportes a la seguridad social en forma oportuna por parte de todos los profesionales que participaron en el desarrollo de este.

Adicionalmente, certificamos que no somos responsables del pago de parafiscales (Servicio Nacional de Aprendizaje – SENA y el Instituto Colombiano de Bienestar Familiar – ICBF, dado que la empresa no tiene vinculado ningún empleado a nómina y sus trabajadores están contratados por medio de prestación de servicios.

Certificamos encontrarnos a Paz y Salvo por todo concepto, en especial el proveniente del pago a la totalidad de los trabajadores empleados en el desarrollo del contrato No. No. 211 de 2023.

Para constancia se firma a los veintiséis (26) días mes de octubre de 2023

Cordialmente,

Camilo Quintero Montaño
CC. 80.266.825. de Bogotá
Representante Legal CQM Consultoría SAS

Lady Angélica Correa Grimaldo
Contado Pública
T.P. 167132-T

PLANILLA INTEGRADA AUTOLIQUIDACIÓN APORTES
COMPROBANTE DE PAGO

Banco de Bogotá

DATOS GENERALES DEL APORTANTE

TIPO IDENTIFICACIÓN:	CEDULA DE CIUDADANIA	NÚMERO DE IDENTIFICACIÓN:	80266825
NOMBRE Ó RAZÓN SOCIAL:			CAMILO QUINTERO MONTANO
CIUDAD/MUNICIPIO:	BOGOTA DISTRITO CAPITAL	DEPARTAMENTO:	BOGOTA - DISTRITO CAPITAL
DIRECCIÓN:	CONJUNTO RESERVA DEL	TELÉFONO:	6316274
TIPO APORTANTE:	02-INDEPENDIENTE	CLASE APORTANTE:	I-INDEPENDIENTE
TIPO EMPRESA:	PRIVADA	ACTIVIDAD ECONOMICA:	Actividades reguladoras y
FORMA DE PRESENTACIÓN:	ÚNICO		
APORTANTE EXONERADO PAGO APORTES SALUD, SENA E ICBF (REFORMA TRIBUTARIA):			NO

DATOS GENERALES DE LA PLANILLA

NÚMERO PLANILLA:		7888322665	TIPO DE PLANILLA:		I-INDEPENDIENTES
PERIODO COTIZACIÓN	MES:	agosto	PERIODO COTIZACIÓN	MES:	agosto
OTROS SUBSISTEMAS:	AÑO:	2023	SALUD:	AÑO:	2023
DÍAS DE MORA:		0			
FECHA PAGO (aaaa/mm/dd):		2023/08/02	NÚMERO AUTORIZACIÓN:		80713081

LIQUIDACIÓN GENERAL

			TOTALES	
			COTIZANTES	TOTAL PAGADO
PENSIÓN				
ADMINISTRADORA				
NIT	CÓDIGO	NOMBRE		
800229739	230201	230201- PROTECCION	1	$ 1.122.000
SUBTOTAL:			1	**$ 1.122.000**
SALUD				
ADMINISTRADORA				
NIT	CÓDIGO	NOMBRE		
800251440	EPS005	EPS005-SANITAS S.A.	1	$ 825.000
SUBTOTAL:			1	**$ 825.000**
RIESGOS PROFESIONALES				
ADMINISTRADORA				
NIT	CÓDIGO	NOMBRE		
890903790	14-11	14-11 - ARL SURA	1	$ 34.500
SUBTOTAL:			1	**$ 34.500**

VALOR SIN MORA:	**$ 1.981.500**
VALOR MORA:	**$ 0**
TOTAL PAGADO:	**$ 1.981.500**

PLANILLA INTEGRADA AUTOLIQUIDACIÓN APORTES
COMPROBANTE DE PAGO

Banco de Bogotá

DATOS GENERALES DEL APORTANTE			
TIPO IDENTIFICACIÓN:	CEDULA DE CIUDADANIA	NÚMERO DE IDENTIFICACIÓN:	80266825
NOMBRE Ó RAZÓN SOCIAL:			CAMILO QUINTERO MONTANO
CIUDAD/MUNICIPIO:	BOGOTA DISTRITO CAPITAL	DEPARTAMENTO:	BOGOTA - DISTRITO CAPITAL
DIRECCIÓN:	CONJUNTO RESERVA DEL	TELÉFONO:	6316274
TIPO APORTANTE:	02-INDEPENDIENTE	CLASE APORTANTE:	I-INDEPENDIENTE
TIPO EMPRESA:	PRIVADA	ACTIVIDAD ECONOMICA:	Actividades reguladoras y
FORMA DE PRESENTACIÓN:	ÚNICO		
APORTANTE EXONERADO PAGO APORTES SALUD, SENA E ICBF (REFORMA TRIBUTARIA):			NO

DATOS GENERALES DE LA PLANILLA					
NÚMERO PLANILLA:	**7891117010**		TIPO DE PLANILLA:	I-INDEPENDIENTES	
PERIODO COTIZACIÓN	MES:	septiembre	PERIODO COTIZACIÓN	MES:	septiembre
OTROS SUBSISTEMAS:	AÑO:	2023	SALUD:	AÑO:	2023
DÍAS DE MORA:		0			
FECHA PAGO (aaaa/mm/dd):		2023/09/06	NÚMERO AUTORIZACIÓN:		143915413

NOVEDADES

ING	RET	TDE	TAE	TDP	TAP	COR	VSP	VST	SLN	COM	IGE	LMA	VAC	AVP	VCT	IRP

LIQUIDACIÓN GENERAL

			TOTALES	
			COTIZANTES	TOTAL PAGADO
PENSIÓN				
		ADMINISTRADORA		
NIT	CÓDIGO	NOMBRE		
800229739	230201	230201- PROTECCION	1	$ 1.122.000
		SUBTOTAL:	1	**$ 1.122.000**
SALUD				
		ADMINISTRADORA		
NIT	CÓDIGO	NOMBRE		
800251440	EPS005	EPS005-SANITAS S.A.	1	$ 825.000
		SUBTOTAL:	1	**$ 825.000**
RIESGOS PROFESIONALES				
		ADMINISTRADORA		
NIT	CÓDIGO	NOMBRE		
890903790	14-11	14-11 - ARL SURA	1	$ 34.500
		SUBTOTAL:	1	**$ 34.500**

VALOR SIN MORA:	**$ 1.981.500**
VALOR MORA:	**$ 0**
TOTAL PAGADO:	**$ 1.981.500**

PLANILLA INTEGRADA AUTOLIQUIDACIÓN APORTES
COMPROBANTE DE PAGO

Banco de Bogotá

DATOS GENERALES DEL APORTANTE

TIPO IDENTIFICACIÓN:	CEDULA DE CIUDADANIA	NÚMERO DE IDENTIFICACIÓN:	80266825
NOMBRE Ó RAZÓN SOCIAL:			CAMILO QUINTERO MONTANO
CIUDAD/MUNICIPIO:	BOGOTA DISTRITO CAPITAL	DEPARTAMENTO:	BOGOTA - DISTRITO CAPITAL
DIRECCIÓN:	CONJUNTO RESERVA DEL	TELÉFONO:	6316274
TIPO APORTANTE:	02-INDEPENDIENTE	CLASE APORTANTE:	I-INDEPENDIENTE
TIPO EMPRESA:	PRIVADA	ACTIVIDAD ECONOMICA:	Actividades reguladoras y
FORMA DE PRESENTACIÓN:	ÚNICO		
APORTANTE EXONERADO PAGO APORTES SALUD, SENA E ICBF (REFORMA TRIBUTARIA):			NO

DATOS GENERALES DE LA PLANILLA

NÚMERO PLANILLA:	**7895331688**	TIPO DE PLANILLA:	I-INDEPENDIENTES		
PERIODO COTIZACIÓN	MES:	octubre	PERIODO COTIZACIÓN	MES:	octubre
OTROS SUBSISTEMAS:	AÑO:	2023	SALUD:	AÑO:	2023
DÍAS DE MORA:		0			
FECHA PAGO (aaaa/mm/dd):		2023/10/03	NÚMERO AUTORIZACIÓN:		197229318

NOVEDADES

ING	RET	TDE	TAE	TDP	TAP	COR	VSP	VST	SLN	COM	IGE	LMA	VAC	AVP	VCT	IRP

LIQUIDACIÓN GENERAL

			TOTALES	
			COTIZANTES	TOTAL
PENSIÓN				
		ADMINISTRADORA		
NIT	CÓDIGO	NOMBRE		
800229739	230201	230201- PROTECCION	1	$ 1.122.000
		SUBTOTAL:	1	**$ 1.122.000**
SALUD				
		ADMINISTRADORA		
NIT	CÓDIGO	NOMBRE		
800251440	EPS005	EPS005-SANITAS S.A.	1	$ 825.000
		SUBTOTAL:	1	**$ 825.000**
RIESGOS PROFESIONALES				
		ADMINISTRADORA		
NIT	CÓDIGO	NOMBRE		
890903790	14-11	14-11 - ARL SURA	1	$ 34.500
		SUBTOTAL:	1	**$ 34.500**

VALOR SIN MORA:	**$ 1.981.500**
VALOR MORA:	**$ 0**
TOTAL PAGADO:	**$ 1.981.500**

compensar | miplanilla.com

PLANILLA INTEGRADA DE AUTOLIQUIDACION DE APORTES

DATOS DEL APORTANTE							
TIPO	NÚMERO	NOMBRE APORTANTE		DIRECCIÓN	TELÉFONO	CORREO	EXONERADO PAGO PARAFISCALES Y SALUD
CC	1022435334	JULY GISELL GOMEZ FAJARDO		Calle 7a # 73b - 98	2450529	jggomezf@unal.edu.co	
FORMA PRESENTACIÓN	CLASE APORTANTE	NOMBRE SUCURSAL	CÓDIGO	DEPARTAMENTO	CIUDAD / MUNICIPIO		
ÚNICA	I – Independiente			BOGOTÁ D. C.	BOGOTÁ, D.C.		SI

DATOS DE LA PLANILLA						
PLANILLA ASOCIADA	FECHA PAGO ASOCIADA (DIA/MES/AÑO)	TIPO PLANILLA	FECHA PAGO (DIA/MES/AÑO)	NÚMERO PLANILLA	CANTIDAD	
					EMPLEADOS	UPC
					1	0
PERIODO SALUD	PERIODO PENSIONES				TOTAL A PAGAR	
2023-07	2023-07	I	03/07/2023	68291728	$496.400	

TOTALES POR SUBSISTEMAS

TOTALES SALUD

Código EPS	Nombre	NIT	Cotización Obligatoria	UPC Adicional	Incapacidades		Licencia Maternidad		Días Mora	Valor Mora Cotización	Valor Mora UPC	Total a Pagar	No. Afiliados
					No. Autorización	Valor	No. Autorización	Valor					
EPS001	ALIANSALUD EPS S.A.	830113831-0	200.000	0		0		0	0	0	0	200.000	1

TOTALES PENSIÓN

Código AFP	Nombre	NIT	Cotización Obligatoria	Aporte Voluntario Afiliado	Aporte Voluntario Aportante	Aporte FSP - Solidaridad	Aporte FSP - Subsistencia	Días Mora	Valor Mora Cotización	Valor Mora FSP	Total a Pagar	No. Afiliados
25-14	Colpensiones	900336004-7	256.000	0	0	0	0	0	0		256.000	1

TOTALES RIESGOS LABORALES

Código ARL	Nombre	NIT	Cotización Obligatoria	Incapacidades		Aportes Otros sistemas	Valor Neto Cotizacion	Días Mora	Valor Mora Cotizacion	Subtotal Cotizacion	No. Radicado Saldo a Favor	Valor Saldo a Favor	Fondo Solidaridad	Total a Pagar	No. Afiliados
				No. Autorización	Valor										
14-11	ARL SURA	890903790-5	8.400				8.400	0	0	8.400			84	8.400	1

TOTALES CAJAS

Código CCF	Nombre	NIT	Valor Aporte	Días Mora	Valor Mora Aporte	Total a Pagar	No. Afiliados
CCF24	Compensar Caja	860066942-7	32.000	0	0	32.000	1

TOTALES PARAFISCALES

Valor Aporte	Días Mora	Valor Mora Aporte	Total a Pagar	No. Afiliados
SENA				
0	0	0	0	0
ICBF				
0	0	0	0	0
ESAP				
MEN				

TOTALES POR SUBSISTEMA

Tipo Administradora	No. Administradoras Reportadas	Valor antes de SIS, UPC, IPP y Mora	Total a Pagar
Salud	1	200.000	200.000
Pensión	1	256.000	256.000
Riesgos Laborales	1	8.400	8.400
CCF	1	32.000	32.000
ESAP	0	0	0
ICBF	0	0	0
MEN	0	0	0
SENA	0	0	0
TOTALES	4	496.400	496.400

Este documento está clasificado como PRIVADO por parte de Compensar Operador de Información

compensar | miplanilla.com

PLANILLA INTEGRADA DE AUTOLIQUIDACION DE APORTES

DATOS DEL APORTANTE							
TIPO	NÚMERO	NOMBRE APORTANTE		DIRECCIÓN	TELÉFONO	CORREO	EXONERADO PAGO PARAFISCALES Y SALUD
CC	1022435334	JULY GISELL GOMEZ FAJARDO		Calle 7a # 73b - 98	2450529	jggomezf@unal.edu.co	
FORMA PRESENTACIÓN	CLASE APORTANTE	NOMBRE SUCURSAL	CÓDIGO	DEPARTAMENTO	CIUDAD / MUNICIPIO		
ÚNICA	I – Independiente			BOGOTÁ D. C.	BOGOTÁ, D.C.		SI

DATOS DE LA PLANILLA					
PLANILLA ASOCIADA	FECHA PAGO ASOCIADA (DIA/MES/AÑO)	TIPO PLANILLA	FECHA PAGO (DIA/MES/AÑO)	NÚMERO PLANILLA	CANTIDAD
					EMPLEADOS: 1 / UPC: 0
PERIODO SALUD	PERIODO PENSIONES				TOTAL A PAGAR
2023-07	2023-07	I	03/07/2023	68291728	$496.400

DETALLE POR COTIZANTE

INFORMACIÓN COTIZANTE							INFORMACIÓN NOVEDADES													PENSIÓN							SALUD			RIESGOS LABORALES				CCF			PARAFISCALES				
Tipo	No. de Identificación	Apellidos y Nombres	Cotizante	Subtipo	Extranjero	Cotiza en el exterior	Colombiano en el exterior	IRG	RET	TDE	TAE	TDP	TAP	VSP	VST	SLN	IGE	LMA	VAC	AVP	VCT	IRL	CORRECCIÓN	Cód. AFP	IBC AFP	Cotización	Voluntario Afiliado	Voluntario Aportante	Fondo pensional de solidaridad	Fondo pensional de subsistencia	Cód. EPS	IBC EPS	Cotización / Valor UPC	Cód. ARL	IBC ARL	Clase de Riesgo	Cotización	Código CCF	IBC CCF	Aporte CCF	IBC otros parafiscales	Aporte SENA	Aporte ICBF	Aporte ESAP	Aporte MEN
CC	1022435334	GOMEZ FAJARDO JULY GISELL	59	0			N																	25-14	1.600.000	256.000	0	0	0	0	EPS001	1.600.000	200.000	14-11	1.600.000	1	8.400	CCF24	1.600.000	32.000	0	0	0	0	0

PAGADA

Este documento está clasificado como PRIVADO por parte de Compensar Operador de Información

compensar | miplanilla.com

PLANILLA INTEGRADA DE AUTOLIQUIDACION DE APORTES

DATOS DEL APORTANTE						
TIPO	NÚMERO	NOMBRE APORTANTE		DIRECCIÓN	TELÉFONO	CORREO	EXONERADO PAGO PARAFISCALES Y SALUD
CC	1022435334	JULY GISELL GOMEZ FAJARDO		Calle 7a # 73b - 98	2450529	jggomezf@unal.edu.co	
FORMA PRESENTACIÓN	CLASE APORTANTE	NOMBRE SUCURSAL	CÓDIGO	DEPARTAMENTO	CIUDAD / MUNICIPIO		
ÚNICA	I – Independiente			BOGOTÁ D. C.	BOGOTÁ, D.C.		SI

DATOS DE LA PLANILLA						
PLANILLA ASOCIADA	FECHA PAGO ASOCIADA (DIA/MES/AÑO)	TIPO PLANILLA	FECHA PAGO (DIA/MES/AÑO)	NÚMERO PLANILLA	CANTIDAD	
					EMPLEADOS	UPC
					1	0
PERIODO SALUD	PERIODO PENSIONES				TOTAL A PAGAR	
2023-08	2023-08	I	02/08/2023	69826372	$496.400	

TOTALES POR SUBSISTEMAS

TOTALES SALUD												
Código EPS	Nombre	NIT	Cotización Obligatoria	UPC Adicional	Incapacidades		Licencia Maternidad		Días Mora	Valor Mora Cotización	Valor Mora UPC	Total a Pagar	No. Afiliados
					No. Autorización	Valor	No. Autorización	Valor					
EPS001	ALIANSALUD EPS S.A.	830113831-0	200.000	0		0		0	0	0	0	200.000	1

TOTALES PENSIÓN												
Código AFP	Nombre	NIT	Cotización Obligatoria	Aporte Voluntario Afiliado	Aporte Voluntario Aportante	Aporte FSP - Solidaridad	Aporte FSP - Subsistencia	Días Mora	Valor Mora Cotización	Valor Mora FSP	Total a Pagar	No. Afiliados
25-14	Colpensiones	900336004-7	256.000	0	0	0	0	0	0		256.000	1

TOTALES RIESGOS LABORALES														
Código ARL	Nombre	NIT	Cotización Obligatoria	Incapacidades		Aportes Otros Sistemas	Valor Neto Cotización	Días Mora	Valor Mora Cotización	Subtotal Cotización	No. Radicado Saldo a Favor	Valor Saldo a Favor	Fondo Solidaridad	Total a Pagar	No. Afiliados
				No. Autorización	Valor										
14-11	ARL SURA	890903790-5	8.400				8.400	0	0	8.400			84	8.400	1

TOTALES CAJAS							
Código CCF	Nombre	NII	Valor Aporte	Días Mora	Valor Mora Aporte	Total a Pagar	No. Afiliados
CCF24	Compensar Caja	860066942-7	32.000	0	0	32.000	1

TOTALES PARAFISCALES				
Valor Aporte	Días Mora	Valor Mora Aporte	Total a Pagar	No. Afiliados
SENA				
0	0	0	0	0
ICBF				
0	0	0	0	0
ESAP				
MEN				

TOTALES POR SUBSISTEMA			
Tipo Administradora	No. Administradoras Reportadas	Valor antes de IGE, LMA, IRP y Mora	Total a Pagar
Salud	1	200.000	200.000
Pensión	1	256.000	256.000
Riesgos Laborales	1	8.400	8.400
CCF	1	32.000	32.000
ESAP	0	0	0
ICBF	0	0	0
MEN	0	0	0
SENA	0	0	0
TOTALES	4	496.400	496.400

Este documento está clasificado como PRIVADO por parte de Compensar Operador de Información

compensar | miplanilla.com

PLANILLA INTEGRADA DE AUTOLIQUIDACION DE APORTES

DATOS DEL APORTANTE							
TIPO	NÚMERO	NOMBRE APORTANTE		DIRECCIÓN	TELEFONO	CORREO	EXONERADO PAGO PARAFISCALES Y SALUD
CC	1022435334	JULY GISELL GOMEZ FAJARDO		Calle 7a # 73b - 98	2450529	jggomezf@unal.edu.co	
FORMA PRESENTACIÓN	CLASE APORTANTE	NOMBRE SUCURSAL	CÓDIGO	DEPARTAMENTO	CIUDAD / MUNICIPIO		
ÚNICA	I – Independiente			BOGOTÁ D. C.	BOGOTÁ. D.C.		SI

DATOS DE LA PLANILLA					
PLANILLA ASOCIADA	FECHA PAGO ASOCIADA (DIA/MES/AÑO)	TIPO PLANILLA	FECHA PAGO (DIA/MES/AÑO)	NÚMERO PLANILLA	CANTIDAD
					EMPLEADOS: 1 / UPC: 0
PERIODO SALUD	PERIODO PENSIONES				TOTAL A PAGAR
2023-08	2023-08	I	02/08/2023	69826372	$496.400

ETALLE POR COTIZANTE

INFORMACIÓN COTIZANTE							INFORMACIÓN NOVEDADES																PENSIÓN						SALUD			RIESGOS LABORALES				CCF			PARAFISCALES				
Tipo	No. de Identificación	Apellidos y Nombres	Cotizante	Int. Ext.	Extranjero	Colombiano Exterior	VSP	IGE	ITE	IRL	IDP	IVP	IVT	ISL	IHE	IMA	IVC	IVS	IAP	IAS	IGP	IVT	IAL	CORTE/CCF	Cód. AFP	IBC AFP	Cotización	Voluntario	Voluntario aportante	Fondo pensional de solidaridad	Fondo pensional de subsistencia	Cód. EPS	IBC EPS	Cotización / UPC	Cód. ARL	IBC ARL	Clase de Riesgo	Cotización	Código CCF	IBC CCF	Aporte CCF	IBC otros parafiscales	Aporte ESAP	Aporte MINT	Aporte CESAP	Aporte MEN
CC	1022435334	GOMEZ FAJARDO JULY GISELL	58	0		N																	25-14	1.600.000	256.000	0	0	0	0	EPS001	1.600.000	200.000	14-11	1.600.000	1	8.400	CCF24	1.600.000	32.000	0	0	0	0	0

PAGADA

Este documento está clasificado como PRIVADO por parte de Compensar Operador de Información

compensar | miplanilla.com

PLANILLA INTEGRADA DE AUTOLIQUIDACION DE APORTES

DATOS DEL APORTANTE						
TIPO	NÚMERO	NOMBRE APORTANTE	DIRECCIÓN	TELÉFONO	CORREO	EXONERADO PAGO PARAFISCALES Y SALUD
CC	1022435334	JULY GISELL GOMEZ FAJARDO	Calle 7a # 73b - 98	2450529	jggomezf@unal.edu.co	
FORMA PRESENTACIÓN	CLASE APORTANTE	NOMBRE SUCURSAL / CÓDIGO	DEPARTAMENTO	CIUDAD / MUNICIPIO		
ÚNICA	I - Independiente		BOGOTÁ D. C.	BOGOTA, D.C.		SI

DATOS DE LA PLANILLA					
PLANILLA ASOCIADA	FECHA PAGO ASOCIADA (DIA/MES/AÑO)	TIPO PLANILLA	FECHA PAGO (DIA/MES/AÑO)	NÚMERO PLANILLA	CANTIDAD
					EMPLEADOS: 1 / UPC: 0
PERIODO SALUD	PERIODO PENSIONES				TOTAL A PAGAR
2023-09	2023-09	I	08/09/2023	70788167	$570.900

TOTALES POR SUBSISTEMAS

TOTALES SALUD

Código EPS	Nombre	NIT	Cotización Obligatoria	UPC Adicional	Incapacidades		Licencia Maternidad		Días Mora	Valor Mora Cotización	Valor Mora UPC	Total a Pagar	No. Afiliados
					No. Autorización	Valor	No. Autorización	Valor					
EPS001	ALIANSALUD EPS S.A.	830113831-0	230.000	0		0		0	0	0	0	230.000	1

TOTALES PENSIÓN

Código AFP	Nombre	NIT	Cotizacion Obligatoria	Aporte Voluntario Afiliado	Aporte Voluntario Aportante	Aporte FSP - Solidaridad	Aporte FSP - Subsistencia	Días Mora	Valor Mora Cotización	Valor Mora FSP	Total a Pagar	No. Afiliados
25-14	Colpensiones	900336004-7	294.400	0	0	0	0	0	0		294.400	1

TOTALES RIESGOS LABORALES

Código ARI	Nombre	NIT	Cotización Obligatoria	Incapacidades		Aportes Otros Sistemas	Valor Neto Cotización	Días Mora	Valor Mora Cotizacion	Subtotal Cotización	No. Radicado Saldo a Favor	Valor Saldo a Favor	Fondo Solidaridad	Total a Pagar	No. Afiliados
				No. Autorización	Valor										
14-11	ARL SURA	860903790-5	9.700				9.700	0	0	9.700			97	9.700	1

TOTALES CAJAS

Código CCF	Nombre	NIT	Valor Aporte	Días Mora	Valor Mora Aporte	Total a Pagar	No. Afiliados
CCF24	Compensar Caja	860066942-7	36.800	0	0	36.800	1

TOTALES PARAFISCALES

Valor Aporte	Días Mora	Valor Mora Aporte	Total a Pagar	No. Afiliados
SENA				
0	0	0	0	0
ICBF				
0	0	0	0	0
ESAP				
MEN				

TOTALES POR SUBSISTEMA

Tipo Administradora	No. Administradoras Reportadas	Valor antes de IGE, LMA, IRP y Mora	Total a Pagar
Salud	1	230.000	230.000
Pensión	1	294.400	294.400
Riesgos Laborales	1	9.700	9.700
CCF	1	36.800	36.800
ESAP	0	0	0
ICBF	0	0	0
MEN	0	0	0
SENA	0	0	0
TOTALES	4	570.900	570.900

Este documento está clasificado como PRIVADO por parte de Compensar Operador de Información

compensar | miplanilla.com

PLANILLA INTEGRADA DE AUTOLIQUIDACION DE APORTES

DATOS DEL APORTANTE						
TIPO	NÚMERO	NOMBRE APORTANTE	DIRECCIÓN	TELÉFONO	CORREO	EXONERADO PAGO PARAFISCALES Y SALUD
CC	1022435334	JULY GISELL GOMEZ FAJARDO	Calle 7a # 73b - 98	2450529	jggomezf@unal.edu.co	
FORMA PRESENTACIÓN	CLASE APORTANTE	NOMBRE SUCURSAL / CÓDIGO	DEPARTAMENTO	CIUDAD / MUNICIPIO		
ÚNICA	I - Independiente		BOGOTÁ D. C.	BOGOTÁ, D.C.		SI

DATOS DE LA PLANILLA						
PLANILLA ASOCIADA	FECHA PAGO ASOCIADA (DIA/MES/AÑO)	TIPO PLANILLA	FECHA PAGO (DIA/MES/AÑO)	NÚMERO PLANILLA	CANTIDAD	
					EMPLEADOS	UPC
					1	0
PERIODO SALUD	PERIODO PENSIONES				TOTAL A PAGAR	
2023-09	2023-09	I	08/09/2023	70788167	$570.900	

ETALLE POR COTIZANTE

INFORMACIÓN COTIZANTE								INFORMACIÓN NOVEDADES																PENSIÓN							SALUD			RIESGOS LABORALES				CCF			PARAFISCALES				
Tipo	No. de Identificación	Apellidos y Nombres	Cotizante	Subtipo	Extranjero	Cotiza en el exterior	Estudiante	ING	RET	TDE	TAE	TDP	TAP	VSP	VST	SLN	IGE	LMA	VAC	AVP	VCT	IRL	CORRECCIÓN	Cód. AFP	IBC AFP	Cotización	Voluntario Afiliado	Voluntario Aportante	Fondo pensional de solidaridad	Fondo pensional de subsistencia	Cód. EPS	IBC EPS	Cotización / Valor UPC	Cód. ARL	IBC ARL	Clase de Riesgo	Cotización	Código CCF	IBC CCF	Aporte CCF	IBC otros parafiscales	Aporte SENA	Aporte ICBF	Aporte ESAP	Aporte MEN
CC	1022435334	GOMEZ FAJARDO JULY GISELL	59	0			N																	25-14	1.840.000	294.400	0	0	0	0	EPS001	1.840.000	230.000	14-11	1.840.000	1	9,700	CCF24	1.840.000	36.800	0	0	0	0	0

PAGADA

Este documento está clasificado como PRIVADO por parte de Compensar Operador de Información

PLANILLA INTEGRADA AUTOLIQUIDACIÓN APORTES
COMPROBANTE DE PAGO

Bancolombia

DATOS GENERALES DEL APORTANTE			
TIPO IDENTIFICACIÓN:	CEDULA DE CIUDADANIA	NÚMERO DE IDENTIFICACIÓN:	1032384737
NOMBRE Ó RAZÓN SOCIAL:	MAGDA LORENA TRIVINO CABRERA		TRIVINO CABRERA
CIUDAD/MUNICIPIO:	BOGOTA DISTRITO CAPITAL	DEPARTAMENTO:	BOGOTA - DISTRITO CAPITAL
DIRECCIÓN:	CALLE 22B NO. 58-21 INT 6	TELÉFONO:	4281314
TIPO APORTANTE:	02-INDEPENDIENTE	CLASE APORTANTE:	I-INDEPENDIENTE
TIPO EMPRESA:	PRIVADA	ACTIVIDAD ECONOMICA:	Actividades de arquitectura e
FORMA DE PRESENTACIÓN:	ÚNICO		
APORTANTE EXONERADO PAGO APORTES SALUD, SENA E ICBF (REFORMA TRIBUTARIA):			NO

DATOS GENERALES DE LA PLANILLA					
NÚMERO PLANILLA:	**7888105494**		TIPO DE PLANILLA:		I-INDEPENDIENTES
PERIODO COTIZACIÓN	MES:	julio	PERIODO COTIZACIÓN	MES:	julio
OTROS SUBSISTEMAS:	AÑO:	2023	SALUD:	AÑO:	2023
DÍAS DE MORA:		0			
FECHA PAGO (aaaa/mm/dd):		2023/08/08	NÚMERO AUTORIZACIÓN:		89304863

LIQUIDACIÓN GENERAL

			TOTALES	
			COTIZANTES	TOTAL
PENSIÓN				
ADMINISTRADORA				
NIT	CÓDIGO	NOMBRE		
800229739	230201	230201- PROTECCION	1	$ 1.154.000
SUBTOTAL:			1	**$ 1.154.000**
SALUD				
ADMINISTRADORA				
NIT	CÓDIGO	NOMBRE		
800251440	EPS005	EPS005-SANITAS S.A.	1	$ 848.400
SUBTOTAL:			1	**$ 848.400**
RIESGOS PROFESIONALES				
ADMINISTRADORA				
NIT	CÓDIGO	NOMBRE		
890903790	14-11	14-11 - ARL SURA	1	$ 35.500
SUBTOTAL:			1	**$ 35.500**

VALOR SIN MORA:	**$ 2.037.900**
VALOR MORA:	**$ 0**
TOTAL PAGADO:	**$ 2.037.900**

PLANILLA INTEGRADA AUTOLIQUIDACIÓN APORTES
COMPROBANTE DE PAGO

Bancolombia

DATOS GENERALES DEL APORTANTE

TIPO IDENTIFICACIÓN:	CEDULA DE CIUDADANIA	NÚMERO DE IDENTIFICACIÓN:	1032384737
NOMBRE Ó RAZÓN SOCIAL:	MAGDA LORENA TRIVINO CABRERA		TRIVINO CABRERA
CIUDAD/MUNICIPIO:	BOGOTA DISTRITO CAPITAL	DEPARTAMENTO:	BOGOTA - DISTRITO CAPITAL
DIRECCIÓN:	CALLE 22B NO. 58-21 INT 6	TELÉFONO:	4281314
TIPO APORTANTE:	02-INDEPENDIENTE	CLASE APORTANTE:	I-INDEPENDIENTE
TIPO EMPRESA:	PRIVADA	ACTIVIDAD ECONOMICA:	Actividades de arquitectura e
FORMA DE PRESENTACIÓN:	ÚNICO		
APORTANTE EXONERADO PAGO APORTES SALUD, SENA E ICBF (REFORMA TRIBUTARIA):			NO

DATOS GENERALES DE LA PLANILLA

NÚMERO PLANILLA:	**7891762684**	TIPO DE PLANILLA:	I-INDEPENDIENTES		
PERIODO COTIZACIÓN	MES:	agosto	PERIODO COTIZACIÓN	MES:	agosto
OTROS SUBSISTEMAS:	AÑO:	2023	SALUD:	AÑO:	2023
DÍAS DE MORA:		1			
FECHA PAGO (aaaa/mm/dd):		2023/09/12	NÚMERO AUTORIZACIÓN:		155252849

NOVEDADES

ING	RET	TDE	TAE	TDP	TAP	COR	VSP	VST	SLN	COM	IGE	LMA	VAC	AVP	VCT	IRP

LIQUIDACIÓN GENERAL

			TOTALES	
			COTIZANTES	TOTAL PAGADO
PENSIÓN				
		ADMINISTRADORA		
NIT	CÓDIGO	NOMBRE		
800229739	230201	230201- PROTECCION	1	$ 1.155.400
		SUBTOTAL:	1	**$ 1.155.400**
SALUD				
		ADMINISTRADORA		
NIT	CÓDIGO	NOMBRE		
800251440	EPS005	EPS005-SANITAS S.A.	1	$ 849.400
		SUBTOTAL:	1	**$ 849.400**
RIESGOS PROFESIONALES				
		ADMINISTRADORA		
NIT	CÓDIGO	NOMBRE		
890903790	14-11	14-11 - ARL SURA	1	$ 35.600
		SUBTOTAL:	1	**$ 35.600**

VALOR SIN MORA:	**$ 2.037.900**
VALOR MORA:	**$ 2.500**
TOTAL PAGADO:	**$ 2.040.400**

PLANILLA INTEGRADA AUTOLIQUIDACIÓN APORTES
COMPROBANTE DE PAGO

Bancolombia

DATOS GENERALES DEL APORTANTE

TIPO IDENTIFICACIÓN:	CEDULA DE CIUDADANIA	NÚMERO DE IDENTIFICACIÓN:	1032384737
NOMBRE Ó RAZÓN SOCIAL:	MAGDA LORENA TRIVINO CABRERA		TRIVINO CABRERA
CIUDAD/MUNICIPIO:	BOGOTA DISTRITO CAPITAL	DEPARTAMENTO:	BOGOTA - DISTRITO CAPITAL
DIRECCIÓN:	CALLE 22B NO. 58-21 INT 6	TELÉFONO:	4281314
TIPO APORTANTE:	02-INDEPENDIENTE	CLASE APORTANTE:	I-INDEPENDIENTE
TIPO EMPRESA:	PRIVADA	ACTIVIDAD ECONOMICA:	Actividades de arquitectura e
FORMA DE PRESENTACIÓN:	ÚNICO		
APORTANTE EXONERADO PAGO APORTES SALUD, SENA E ICBF (REFORMA TRIBUTARIA):			NO

DATOS GENERALES DE LA PLANILLA

NÚMERO PLANILLA:	**7896246226**		TIPO DE PLANILLA:		I-INDEPENDIENTES
PERIODO COTIZACIÓN	MES:	septiembre	PERIODO COTIZACIÓN	MES:	septiembre
OTROS SUBSISTEMAS:	AÑO:	2023	SALUD:	AÑO:	2023
DÍAS DE MORA:		0			
FECHA PAGO (aaaa/mm/dd):		2023/10/04	NÚMERO AUTORIZACIÓN:		200043208

NOVEDADES

ING	RET	TDE	TAE	TDP	TAP	COR	VSP	VST	SLN	COM	IGE	LMA	VAC	AVP	VCT	IRP

LIQUIDACIÓN GENERAL

			TOTALES	
			COTIZANTES	TOTAL
PENSIÓN				
		ADMINISTRADORA		
NIT	CÓDIGO	NOMBRE		
800229739	230201	230201- PROTECCION	1	$ 1.360.000
		SUBTOTAL:	1	**$ 1.360.000**
SALUD				
		ADMINISTRADORA		
NIT	CÓDIGO	NOMBRE		
800251440	EPS005	EPS005-SANITAS S.A.	1	$ 1.000.000
		SUBTOTAL:	1	**$ 1.000.000**
RIESGOS PROFESIONALES				
		ADMINISTRADORA		
NIT	CÓDIGO	NOMBRE		
890903790	14-11	14-11 - ARL SURA	1	$ 41.800
		SUBTOTAL:	1	**$ 41.800**

VALOR SIN MORA:	**$ 2.401.800**
VALOR MORA:	**$ 0**
TOTAL PAGADO:	**$ 2.401.800**

PLANILLA INTEGRADA AUTOLIQUIDACIÓN APORTES
COMPROBANTE DE PAGO

Bancolombia

DATOS GENERALES DEL APORTANTE

TIPO IDENTIFICACIÓN:	CEDULA DE CIUDADANIA	NÚMERO DE IDENTIFICACIÓN:	1032384737
NOMBRE Ó RAZÓN SOCIAL:		MAGDA LORENA TRIVINO CABRERA	TRIVINO CABRERA
CIUDAD/MUNICIPIO:	BOGOTA DISTRITO CAPITAL	DEPARTAMENTO:	BOGOTA - DISTRITO CAPITAL
DIRECCIÓN:	CALLE 22B NO. 58-21 INT 6	TELÉFONO:	4281314
TIPO APORTANTE:	02-INDEPENDIENTE	CLASE APORTANTE:	I-INDEPENDIENTE
TIPO EMPRESA:	PRIVADA	ACTIVIDAD ECONOMICA:	Actividades de arquitectura e
FORMA DE PRESENTACIÓN:	ÚNICO		
APORTANTE EXONERADO PAGO APORTES SALUD, SENA E ICBF (REFORMA TRIBUTARIA):			NO

DATOS GENERALES DE LA PLANILLA

NÚMERO PLANILLA:		7898997563	TIPO DE PLANILLA:		N-CORRECCIONES
PERIODO COTIZACIÓN	MES:	septiembre	PERIODO COTIZACIÓN	MES:	septiembre
OTROS SUBSISTEMAS:	AÑO:	2023	SALUD:	AÑO:	2023
DÍAS DE MORA:		0			
FECHA PAGO (aaaa/mm/dd):		2023/10/04	NÚMERO AUTORIZACIÓN:		200072952

NÚMERO DE LA PLANILLA ASOCIADA:	7896246226	FECHA DE PAGO DE LA PLANILLA ASOCIADA:	2023/10/04

LIQUIDACIÓN GENERAL

			TOTALES	
			COTIZANTES	TOTAL
PENSIÓN				
		ADMINISTRADORA		
NIT	CÓDIGO	NOMBRE		
800229739	230201	230201- PROTECCION	1	$ 0
		SUBTOTAL:	1	**$ 0**
SALUD				
		ADMINISTRADORA		
NIT	CÓDIGO	NOMBRE		
800251440	EPS005	EPS005-SANITAS S.A.	1	$ 0
		SUBTOTAL:	1	**$ 0**
RIESGOS PROFESIONALES				
		ADMINISTRADORA		
NIT	CÓDIGO	NOMBRE		
890903790	14-11	14-11- ARL SURA	1	$ 515.000
		SUBTOTAL:	1	**$ 515.000**

VALOR SIN MORA:	**$ 515.000**
VALOR MORA:	**$ 0**
TOTAL PAGADO:	**$ 515.000**

ach SOI | Pagos de Seguridad Social

PLAN

DATOS GENERALES DEL APORTANTE

TIPO IDENTIFICACIÓN:	CEDULA DE CIUDADANIA	NÚMERO DE IDENTIFICACIÓN:	
NOMBRE Ó RAZÓN SOCIAL:			NICOLAS CAM
CIUDAD/MUNICIPIO:	BOGOTA DISTRITO CAPITAL	DEPARTAMENTO:	BO(
DIRECCIÓN:	CLL 45 # 45 84	TELÉFONO:	
TIPO APORTANTE:	02-INDEPENDIENTE	CLASE APORTANTE:	
TIPO EMPRESA:	PRIVADA	ACTIVIDAD ECONOMICA:	Actividades regulac
FORMA DE PRESENTACIÓN:	ÚNICO		

APORTANTE EXONERADO PAGO APORTES SALUD, SENA E ICBF (REFORMA TRIBUTARIA):

ADMINISTRADORA		No. COTIZANTES	C(
CÓDIGO	NOMBRE		
230301	230301-PORVENIR	1	
SUBTOTALES:			

ADMINISTRADORA		No. COTIZANTES	INCAPACID ENFERM	
CÓDIGO	NOMBRE		NÚMERO AUTORIZACIÓN	
EPS017	EPS017-FAMISANAR	1		
SUBTOTALES:				

ADMINISTRADORA		No. COTIZANTES	
CÓDIGO	NOMBRE		NÚME
14-11	14-11 - ARL SURA	1	
SUBTOTALES:			

DATOS DEL COTIZANTE	NOVEDADES	

PLANILLA INTEGRADA AUTOLIQUIDACIÓN APORTES
COMPROBANTE DE PAGO

Bancoomeva

DATOS GENERALES DEL APORTANTE

TIPO IDENTIFICACIÓN:	CEDULA DE CIUDADANIA	NÚMERO DE IDENTIFICACIÓN:	1032467654
NOMBRE Ó RAZÓN SOCIAL:			NICOLAS CAMILO TORRES HERNANDEZ
CIUDAD/MUNICIPIO:	BOGOTA DISTRITO CAPITAL	DEPARTAMENTO:	BOGOTA - DISTRITO CAPITAL
DIRECCIÓN:	CLL 45 # 45 84	TELÉFONO:	3111111
TIPO APORTANTE:	02-INDEPENDIENTE	CLASE APORTANTE:	I-INDEPENDIENTE
TIPO EMPRESA:	PRIVADA	ACTIVIDAD ECONOMICA:	Actividades reguladoras y
FORMA DE PRESENTACIÓN:	ÚNICO		
APORTANTE EXONERADO PAGO APORTES SALUD, SENA E ICBF (REFORMA TRIBUTARIA):			NO

DATOS GENERALES DE LA PLANILLA

NÚMERO PLANILLA:	**4509236139**	TIPO DE PLANILLA:	I-INDEPENDIENTES		
PERIODO COTIZACIÓN	MES: agosto	PERIODO COTIZACIÓN	MES:	agosto	
OTROS SUBSISTEMAS:	AÑO: 2023	SALUD:	AÑO:	2023	
DÍAS DE MORA:	0				
FECHA PAGO (aaaa/mm/dd):	2023/08/22	NÚMERO AUTORIZACIÓN:	9995516367		

NOVEDADES

ING	RET	TDE	TAE	TDP	TAP	COR	VSP	VST	SLN	COM	IGE	LMA	VAC	AVP	VCT	IRP

LIQUIDACIÓN GENERAL

			TOTALES	
			COTIZANTES	TOTAL PAGADO
PENSIÓN				
		ADMINISTRADORA		
NIT	CÓDIGO	NOMBRE		
800224808	230301	230301-PORVENIR	1	$ 185.600
		SUBTOTAL:	1	**$ 185.600**
SALUD				
		ADMINISTRADORA		
NIT	CÓDIGO	NOMBRE		
830003564	EPS017	EPS017-FAMISANAR	1	$ 145.000
		SUBTOTAL:	1	**$ 145.000**
RIESGOS PROFESIONALES				
		ADMINISTRADORA		
NIT	CÓDIGO	NOMBRE		
890903790	14-11	14-11 - ARL SURA	1	$ 6.100
		SUBTOTAL:	1	**$ 6.100**

VALOR SIN MORA:	**$ 336.700**
VALOR MORA:	**$ 0**
TOTAL PAGADO:	**$ 336.700**

CERTIFICADO DE PAGO PARA EL COTIZANTE

Certificamos que NICOLAS CAMILO con documento CEDULA DE CIUDADANIA 1032467654, realizó el pago de aportes a la seguridad social del Señor (a) NICOLAS CAMILO TORRES HERNANDEZ con documento CC 1032467654, como se detalla a continuación:

DATOS GENERALES DE LA PLANILLA			
Número de Planilla	4514107231	Tipo de Planilla	I-INDEPENDIENTES
Periodo Cotizado Otros	SEPTIEMBRE/2023	Periodo Cotización Salud	SEPTIEMBRE/2023
Fecha Pago	2023/09/25	Número de Autorización	9995918490

APORTES REALIZADOS A SEGURIDAD SOCIAL			
PENSIÓN		Administradora	230301 - PORVENIR
Días	30	Tarifa	16,000 %
Indicador tarifa especial	Normal		

SALUD		Administradora	EPS017 - FAMISANAR
Días	30	Tarifa	12,500 %

RIESGOS PROFESIONALES		Administradora	14-11 - ARL SURA
Días	30	Tarifa	0,522 %
Clase de Riesgo	1		

Cotizante exonerado pago aportes salud, SENA e ICBF (Reforma Tributaria): NO

Planilla Pagada

compensar | miplanilla.com

CERTIFICADO DE APORTES AL SISTEMA DE PROTECCIÓN SOCIAL

La empresa **NICOLAS JIMENEZ PEREZ**, identificada con **CC** número **1026305564**, aportó por el empleado **NICOLAS JIMENEZ PEREZ** identificado(a) con **CC** número **1026305564** quien se encuentra registrado(a) a la fecha por concepto de aportes obligatorios al sistema General de Seguridad Social mediante la Planilla Integrada de Liquidación de aportes, el periodo de pensión de 07 - 2023 de la siguiente forma.

CODIGO	NOMBRE ADMINISTRADORA	COTIZANTE	ONG	DET	TDE	TAM	TDP	TAP	VSP	VST	SLN	IGE	LMA	VAC	AVP	VCT	IRP	CORRECCION	DIAS	IBC	TARIFA APORTE	COTIZACIÓN Y/O APORTE	FSP SOLIDARIDAD	FSP SUBSISTENCIA	PERIODO	NUMERO DE PLANILLA	FECHA DE PAGO	EXONERADO
14-11	ARL SURA	57															0		30	$1,160,000	0.00522	$6,100	$0	$0	Julio - 2023	69717573	31/07/2023	NO
230301	Porvenir	57															0		30	$1,160,000	0.16000	$185,600	$0	$0	Julio - 2023	69717573	31/07/2023	NO
EPS005	Sanitas EPS	57															0		30	$1,160,000	0.12500	$145,000	$0	$0	Julio - 2023	69717573	31/07/2023	NO

El presente certificado se expide a los **8** días del mes **Agosto** de **2023**

Este documento está clasificado como privado por parte de Compensar Operador de Información.

compensar | miplanilla.com

CERTIFICADO DE APORTES AL SISTEMA DE PROTECCIÓN SOCIAL

La empresa **NICOLAS JIMENEZ PEREZ**, identificada con **CC** número **1026305564**, aportó por el empleado **NICOLAS JIMENEZ PEREZ** identificado(a) con **CC** número **1026305564** quien se encuentra registrado(a) a la fecha por concepto de aportes obligatorios al sistema General de Seguridad Social mediante la Planilla Integrada de Liquidación de aportes, el periodo de pensión de 08 - 2023 de la siguiente forma.

CODIGO	NOMBRE ADMINISTRADORA	COTIZANTE	INGRESO	RETIRO	TDE	TAE	TDP	TAP	VSP	VST	SLN	IGE	LMA	VAC	AVP	VCT	IRP	CORRECION	DIAS	IBC	TARIFA APORTE	COTIZACIÓN Y/O APORTE	FSP SOLIDARIDAD	FSP SUBSISTENCIA	PERIODO	NUMERO DE PLANILLA	FECHA DE PAGO	EXTERIOR
14-11	ARL SURA	57															0		30	$1,160,000	0.00522	$6,100	$0	$0	Agosto - 2023	69834215	02/08/2023	NO
230301	Porvenir	57															0		30	$1,160,000	0.16000	$185,600	$0	$0	Agosto - 2023	69834215	02/08/2023	NO
EPS005	Sanitas EPS	57															0		30	$1,160,000	0.12500	$145,000	$0	$0	Agosto - 2023	69834215	02/08/2023	NO

PAGADO

El presente certificado se expide a los **6** días del mes **Septiembre** de **2023**

Este documento está clasificado como privado por parte de Compensar Operador de Información.

compensar | miplanilla.com

CERTIFICADO DE APORTES AL SISTEMA DE PROTECCIÓN SOCIAL

La empresa **NICOLAS JIMENEZ PEREZ**, identificada con **CC** número **1026305564**, aportó por el empleado **NICOLAS JIMENEZ PEREZ** identificado(a) con **CC** número **1026305564** quien se encuentra registrado(a) a la fecha por concepto de aportes obligatorios al sistema General de Seguridad Social mediante la Planilla Integrada de Liquidación de aportes, el periodo de pensión de 09 - 2023 de la siguiente forma.

CODIGO	NOMBRE ADMINISTRADORA	COTIZANTE	ING	RET	TDE	TAE	TDP	TAP	VSP	VST	SLN	IGE	LMA	VAC	AVP	VCT	VRP	CORRECCIÓN	DIAS	IBC	TARIFA APORTE	COTIZACIÓN Y/O APORTE	FSP SOLIDARIDAD	FSP SUBSISTENCIA	PERIODO	NUMERO DE PLANILLA	FECHA DE PAGO	EXTRANJERO
14-11	ARL SURA	57															0		30	$1,160,000	0.00522	$6,100	$0	$0	Septiembre - 2023	70725157	18/09/2023	NO
230301	Porvenir	57															0		30	$1,160,000	0.16000	$185,600	$0	$0	Septiembre - 2023	70725157	18/09/2023	NO
EPS005	Sanitas EPS	57															0		30	$1,160,000	0.12500	$145,000	$0	$0	Septiembre - 2023	70725157	18/09/2023	NO

El presente certificado se expide a los **9** días del mes **Octubre** de **2023**

Este documento está clasificado como privado por parte de Compensar Operador de Información.

UNIDAD ADMINISTRATIVA ESPECIAL **JUNTA CENTRAL DE CONTADORES**

Certificado No:

P 1 2 3 5 A 4 5 4 4 3 A 5 C 6 C

LA REPUBLICA DE COLOMBIA

MINISTERIO DE COMERCIO, INDUSTRIA Y TURISMO

UNIDAD ADMINISTRATIVA ESPECIAL

JUNTA CENTRAL DE CONTADORES

CERTIFICA A:
QUIEN INTERESE

Que el contador público **LADY ANGELICA CORREA GRIMALDO** identificado con CÉDULA DE CIUDADANÍA No 53117933 de BOGOTA, D.C. (BOGOTA D.C) Y Tarjeta Profesional No 167132-T SI tiene vigente su inscripción en la Junta Central de Contadores y desde la fecha de Inscripción.

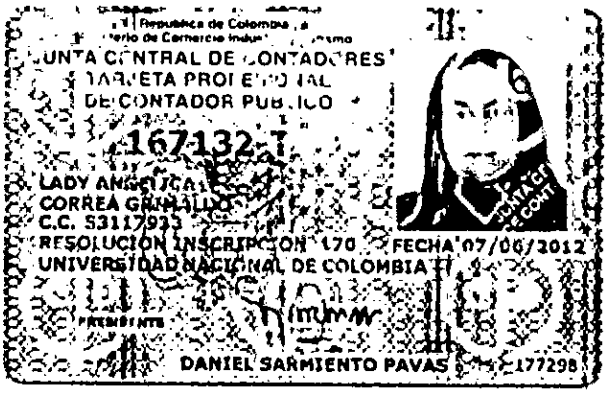
NO REGISTRA ANTECEDENTES DISCIPLINARIOS **********
****
****

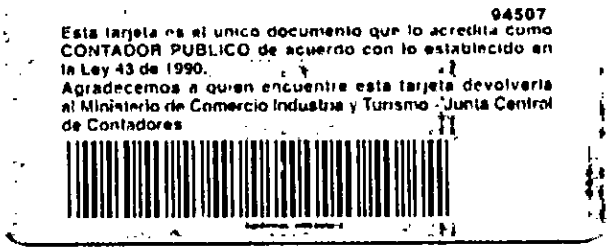
Dado en BOGOTA a los 26 días del mes de Octubre de 2023 con vigencia de (3) Meses, contados a partir de la fecha de su expedición.

DIRECTOR GENERAL

ESTE CERTIFICADO DIGITAL TIENE PLENA VALIDEZ DE CONFORMIDAD CON LO ESTABLECIDO EN EL ARTICULO 2 DE LA LEY 527 DE 1999, DECRETO UNICO REGLAMENTARIO 1074 DE 2015 Y ARTICULO 6 PARAGRAFO 3 DE LA LEY 962 DEL 2005

Para confirmar los datos y veracidad de este certificado, lo puede consultar en la página web www.jcc.gov.co digitando el número del certificado


República de Colombia
Ministerio de Comercio Industria y Turismo
JUNTA CENTRAL DE CONTADORES
TARJETA PROFESIONAL
DE CONTADOR PUBLICO
167132-T
LADY ANGELICA
CORREA GRIJALDO
C.C. 53117933
RESOLUCION INSCRIPCION 170 FECHA 07/06/2012
UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
PRESIDENTE
DANIEL SARMIENTO PAVAS
177298


94507
Esta tarjeta es el unico documento que lo acredita como CONTADOR PUBLICO de acuerdo con lo establecido en la Ley 43 de 1990.
Agradecemos a quien encuentre esta tarjeta devolverla al Ministerio de Comercio Industria y Turismo - Junta Central de Contadores

CQM
Consultoría SAS

Bogotá D.C., 26 de octubre de 2023

Señores:
EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE S.A. E.S.P. – ENERCA S.A. E.S.P.
Atn. Eider Ali Leon Moreno
Supervisor del Contrato
Carrera 19 No. 6 – 100 Edificio Emiro Sossa Pachecho
Yopal, Casanare

CERTIFICADO PAZ Y SALVO PAGO HONORARIOS A CONSTRATISTAS

Por medio de la presente CQM CONSULTORÍA SAS certifica que para la ejecución del contrato No. 211 de 2023 que tiene como objeto "Realizar los estudios técnicos y económicos de planeamiento para determinar el plan de Expansión y reforzamiento del STR a 115 KV y SDL A 34.5 KV del sistema eléctrico de la empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P." contrato a CAMILO QUINTERO MONTAÑO identificada con cedula de ciudadanía 80.266.825 de Bogotá, quien da paz y salvo del pago de los honorarios correspondientes a la ejecución de este.

Cordialmente,

Camilo Quintero Montaño
C.C. 80.266.825 de Bogotá
Representante Legal CQM Consultoría S.A.S.

☎ (571)6316274 Cel. 320 847 3393 *e-mail:* camilo.quinterom@cqmconsultoriasas.com
✉ Carrera 46 No. 22B – 20 Oficina 504 Edificio Salitre Office, Bogotá D. C. Colombia

CQM
Consultoría SAS

Bogotá D.C., 26 de octubre de 2023

Señores:
EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE S.A. E.S.P. – ENERCA S.A. E.S.P.
Atn. Eider Ali Leon Moreno
Supervisor del Contrato
Carrera 19 No. 6 – 100 Edificio Emiro Sossa Pachecho
Yopal, Casanare

CERTIFICADO PAZ Y SALVO PAGO HONORARIOS A CONSTRATISTAS

Por medio de la presente CQM CONSULTORÍA SAS certifica que para la ejecución del contrato No. 211 de 2023 que tiene como objeto "Realizar los estudios técnicos y económicos de planeamiento para determinar el plan de Expansión y reforzamiento del STR a 115 KV y SDL A 34.5 KV del sistema eléctrico de la empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P." contrato a JULY GISELL GOMEZ FAJARDO identificada con cedula de ciudadanía 1.022.435.334 de Bogotá, quien da paz y salvo del pago de los honorarios correspondientes a la ejecución de este.

Cordialmente,

Camilo Quintero Montaño
C.C. 80.266.825 de Bogotá
Representante Legal CQM Consultoría S.A.S.

July Gisell Gomez Fajardo
C.C. 1.022.435.334 de Bogotá
Profesional de proyecto

CQM
Consultoría SAS

Bogotá D.C., 26 de octubre de 2023

Señores:
EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE S.A. E.S.P. – ENERCA S.A. E.S.P.
Atn. Eider Ali Leon Moreno
Supervisor del Contrato
Carrera 19 No. 6 – 100 Edificio Emiro Sossa Pachecho
Yopal, Casanare

CERTIFICADO PAZ Y SALVO PAGO HONORARIOS A CONSTRATISTAS

Por medio de la presente CQM CONSULTORÍA SAS certifica que para la ejecución del contrato No. 211 de 2023 que tiene como objeto "Realizar los estudios técnicos y económicos de planeamiento para determinar el plan de Expansión y reforzamiento del STR a 115 KV y SDL A 34.5 KV del sistema eléctrico de la empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P." contrato a MAGDA LORENA TRIVIÑO CABRERA identificada con cedula de ciudadanía 1.032.384.737 de Bogotá, quien da paz y salvo del pago de los honorarios correspondientes a la ejecución de este.

Cordialmente,

Camilo Quintero Montaño
C.C. 80.266.825 de Bogotá
Representante Legal CQM Consultoría S.A.S.

Magda Triviño

Magda Lorena Triviño Cabrera
C.C. 1.032.384.737 de Bogotá
Subgerente CQM Consultoría S.A.S.

CQM
Consultoría SAS

Bogotá D.C., 26 de octubre de 2023

Señores:
EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE S.A. E.S.P. – ENERCA S.A. E.S.P.
Atn. Eider Ali Leon Moreno
Supervisor del Contrato
Carrera 19 No. 6 – 100 Edificio Emiro Sossa Pachecho
Yopal, Casanare

CERTIFICADO PAZ Y SALVO PAGO HONORARIOS A CONSTRATISTAS

Por medio de la presente CQM CONSULTORÍA SAS certifica que para la ejecución del contrato No. 211 de 2023 que tiene como objeto "Realizar los estudios técnicos y económicos de planeamiento para determinar el plan de Expansión y reforzamiento del STR a 115 KV y SDL A 34.5 KV del sistema eléctrico de la empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P." contrato a NICOLAS CAMILO TORRES HERNANDEZ identificado con cedula de ciudadanía 1.032.467.654 de Bogotá, quien da paz y salvo del pago de los honorarios correspondientes a la ejecución de este.

Cordialmente,

Camilo Quintero Montaño
C.C. 80.266.825 de Bogotá
Representante Legal CQM Consultoría S.A.S.

Nicolás Camilo Torres Hernández
C.C. 1.032.467.654 de Bogotá
Profesional de proyecto

CQM
Consultoría SAS

Bogotá D.C., 26 de octubre de 2023

Señores:
EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE S.A. E.S.P. – ENERCA S.A. E.S.P.
Atn. Eider Ali Leon Moreno
Supervisor del Contrato
Carrera 19 No. 6 – 100 Edificio Emiro Sossa Pachecho
Yopal, Casanare

CERTIFICADO PAZ Y SALVO PAGO HONORARIOS A CONSTRATISTAS

Por medio de la presente CQM CONSULTORÍA SAS certifica que para la ejecución del contrato No. 211 de 2023 que tiene como objeto "Realizar los estudios técnicos y económicos de planeamiento para determinar el plan de Expansión y reforzamiento del STR a 115 KV y SDL A 34.5 KV del sistema eléctrico de la empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P." contrato a NICOLAS JIMENEZ PEREZ identificado con cedula de ciudadanía 1.026.305.564 de Bogotá, quien da paz y salvo del pago de los honorarios correspondientes a la ejecución de este.

Cordialmente,

Camilo Quintero Montaño
C.C. 80.266.825 de Bogotá
Representante Legal CQM Consultoría S.A.S.

Nicolás Jiménez Pérez

Nicolás Jiménez Pérez
C.C. 1.026.305.564 de Bogotá
Profesional de proyecto