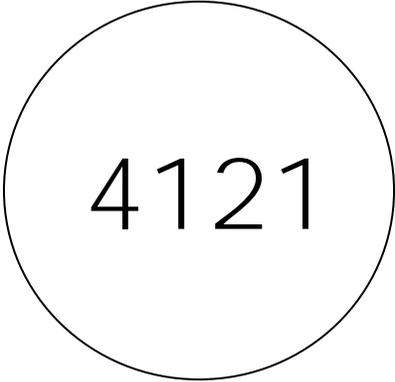


Documento CONPES

CONSEJO NACIONAL DE POLÍTICA ECONÓMICA Y SOCIAL
REPÚBLICA DE COLOMBIA
DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN



4121

CONCEPTO FAVORABLE A LA NACIÓN PARA OTORGAR GARANTÍA A
GECELCA S.A. E.S.P. PARA CONTRATAR OPERACIONES DE CRÉDITO
PÚBLICO INTERNO CON LA BANCA COMERCIAL HASTA POR LA SUMA DE
350.000 MILLONES DE PESOS DESTINADOS A FINANCIAR EL
MANTENIMIENTO EN LAS UNIDADES DE GENERACIÓN Y ACUERDOS DE
PAGO CON PROVEEDORES DE BIENES Y SERVICIOS REQUERIDOS POR LA
EMPRESA

Departamento Nacional de Planeación
Ministerio de Hacienda y Crédito Público
Ministerio de Minas y Energía

Versión aprobada

Bogotá, D.C., 27 de octubre de 2023

CONSEJO NACIONAL DE POLÍTICA ECONÓMICA Y SOCIAL
CONPES

Gustavo Francisco Petro Urrego
Presidente de la República

Francia Elena Márquez Mina
Vicepresidenta de la República

Luis Fernando Velasco Chaves
Ministro del Interior

Ricardo Bonilla González
Ministro de Hacienda y Crédito Público

Iván Velázquez Gómez
Ministro de Defensa Nacional

Guillermo Alfonso Jaramillo Martínez
Ministro de Salud y Protección Social

Ómar Andrés Camacho Morales
Ministro de Minas y Energía

Aurora Vergara Figueroa
Ministra de Educación Nacional

Marta Catalina Velasco Campuzano
Ministra de Vivienda, Ciudad y Territorio

María Constanza García Alicastro
Ministra de Transporte (E)

Astrid Bibiana Rodríguez Cortés
Ministra del Deporte

Francia Elena Márquez Mina
Ministra de Igualdad y Equidad

José Antonio Salazar Ramírez
Ministro de Relaciones Exteriores (E)

Néstor Iván Osuna Patiño
Ministro de Justicia y del Derecho

Jhenifer María Sindei Mojica Flórez
Ministra de Agricultura y Desarrollo Rural

Gloria Inés Ramírez Ríos
Ministra del Trabajo

Soraya Stella Caro Vargas
Ministra de Comercio, Industria y Turismo (E)

María Susana Muhamad González
Ministra de Ambiente y Desarrollo Sostenible

Óscar Mauricio Lizcano Arango
Ministro de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones

Juan David Correa Ulloa
Ministro de las Culturas, las Artes y los Saberes

Ángela Yesenia Olaya Requene
Ministra de Ciencia, Tecnología e Innovación

Jorge Iván González

Director General del Departamento Nacional de Planeación

Juan Miguel Gallego Acevedo
Subdirector General de Prospectiva y
Desarrollo Nacional

Martha Cecilia García Buitrago
Subdirectora General de Inversiones,
Seguimiento y Evaluación (E)

Tania Guzmán Pardo
Subdirectora General del Sistema General de
Regalías

Hugo Fernando Guerra Urrego
Subdirector General de Descentralización y
Desarrollo Territorial

Resumen ejecutivo

El presente documento somete a consideración del Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) el concepto favorable a la nación para otorgar garantía soberana a la empresa Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A E.S.P., (Gecelca), conforme a lo establecido en los artículos 2.2.1.6., 2.2.1.2.4.1 y 2.2.1.2.4.2 del Decreto 1068 de 2015¹, para que lleve a cabo la contratación de una operación de crédito público interno con la banca comercial hasta por la suma de trescientos cincuenta mil millones de pesos.

Tales recursos serán destinados a fortalecer la confiabilidad operacional de la empresa, mediante el desarrollo de mantenimientos a sus unidades de generación, así como a garantizar mantener la operación de la empresa a través del pago de bienes y servicios requeridos por la misma. Esta empresa de servicios públicos cuenta con una participación accionaria del Ministerio de Hacienda y Crédito Público de 99,99 % y tiene por objeto social la generación y comercialización de energía eléctrica.

En medio de la ocurrencia de diversas situaciones en el mercado eléctrico colombiano, como: (i) el incremento de los precios en el Mercado de Energía Mayorista durante el primer semestre del año 2023; (ii) la indisponibilidad en algunos periodos de las unidades de generación; (iii) los altos precios de los combustibles, principalmente del carbón, requeridos en la operación de la central Termoguajira, que implicó el uso de recursos financieros importantes para el aprovisionamiento de inventario en el segundo semestre de 2022; y (iv) la dificultad para monetizar el inventario de carbón; las finanzas de Gecelca se vieron fuertemente afectadas.

La empresa presenta una estrechez de caja que pone en riesgo la prestación del servicio de energía debido a la necesidad de efectuar los mantenimientos y compra de combustible requerida para su funcionamiento. Además, el elevado endeudamiento que la empresa ha alcanzado a la fecha, que apalancó el desarrollo de los proyectos de generación Gecelca 3 y Gecelca 3.2, más el cupo bancario utilizado para los esquemas de garantías para el Mercado de Energía Mayorista, ha llevado a la banca comercial a negar el incremento del cupo bancario para la empresa, así como a negarle autorizaciones de crédito de largo plazo que no tengan garantía de la nación.

Así, las limitadas, y cada vez más reducidas fuentes de financiación, han motivado a Gecelca a recurrir al apoyo del Gobierno nacional mediante garantía soberana, para de esta forma estructurar la operación de crédito que le permita financiar la operación de la

¹ Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Hacienda y Crédito Público.

vigencia 2023 con el fin de asegurar la disponibilidad de recursos de generación de la empresa para disminuir los riesgos de potenciales desabastecimiento de energía en el país en momentos de baja hidrología.

Clasificación: G3, H81, Q4.

Palabras clave: Gobierno nacional, empresa estatal, financiación, préstamo, garantía de la nación, crédito, energía.

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	9
2. ANTECEDENTES	10
2.1 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO	10
2.1 CARACTERÍSTICAS DE LA EMPRESA.....	11
2.2 CONDICIONES ACTUALES QUE LLEVARON A LA SOLICITUD DE CRÉDITO	13
2.1.1. Altos precios de bolsa en el MEM y dinámica operativa de las unidades de generación.....	13
2.1.2. Altos precios del combustible	20
2.2.1 Dificultad para monetizar el inventario de carbón	24
3. JUSTIFICACIÓN.....	25
3.1. Justificación técnica.....	25
3.2. Justificación económica y social	27
3.2.1. Identificación de beneficios.....	27
3.3. Situación financiera	28
3.4. Paz y salvo con la nación y contragarantías	37
3.5. Evaluación de las alternativas de financiación y justificación de la fuente seleccionada.....	37
4. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA.....	38
4.1. Objetivo general	38
4.2. Objetivos específicos	38
4.3. Componentes	38
4.3.1. Componente 1. Financiamiento del desarrollo de mantenimientos a las unidades de generación de la empresa para evitar su indisponibilidad y las consecuentes interrupciones en su operación.....	38
4.3.2. Componente 2. Financiamiento de las necesidades de liquidez de la empresa en relación con el pago de bienes y servicios que requiere para contribuir a la confiabilidad del servicio de energía eléctrica	43
4.4. Capacidad institucional y mecanismo de ejecución	44
4.5. Costos del programa.....	46
4.6. Programación de desembolsos	47
4.7. Seguimiento y evaluación	47

4.7.1. Indicadores del programa.....	47
4.7.2. Estrategia de seguimiento	48
5. RECOMENDACIONES.....	49
ANEXOS	51
Anexo A. Certificado de paz y salvo	51
Anexo B. Esquema de contragarantía	52
BIBLIOGRAFÍA	54

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Capacidad de generación de las unidades de generación de Gecelca	12
Tabla 2. Precio de la energía en bolsa: promedio y máximo por mes	13
Tabla 3. Contratos que respaldaron la Energía Firme Verificada por el ASIC a 2022.....	21
Tabla 4. Contratos que respaldaron la Energía Firme Verificada por el ASIC a 2023.....	21
Tabla 5. Contratos que respaldan la Obligación de Energía Firme	22
Tabla 6. Inventarios consolidados 2022	29
Tabla 7. Saldos de capital por pagar a entidades financieras.....	30
Tabla 8. Saldos en caja para los periodos en riesgo de liquidez.....	36
Tabla 9. Costos desagregados por componentes	46
Tabla 10. Indicadores del programa	48

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Reservas hídricas SIN entre diciembre de 2021 y enero de 2023	14
Gráfico 2. Precio de bolsa real en relación con el presupuestado durante el primer semestre de 2023.....	15
Gráfico 3. Comparación entre precios de bolsa y disponibilidad de las unidades.....	15
Gráfico 4. Operación comercial presupuestada versus real	16
Gráfico 5. Inventario diario de carbón entre enero de 2022 y julio de 2023	22
Gráfico 6. Evolución del índice FOB de precios del carbón	23
Gráfico 7. Precio de oferta de las unidades TEG01 y TEG02.....	23
Gráfico 8. Generación y disponibilidad central Gecelca 3	24
Gráfico 9. Generación y disponibilidad de la central Termoguajira	25
Gráfico 10. Estructura financiera 2020-2034.....	28
Gráfico 11. Precios de bolsa proyectados para el segundo semestre 2023	31
Gráfico 12. Estructura de ingresos y gastos históricos y proyectados	33
Gráfico 13. Ebitda y Margen Ebitda 2021-2022, parcial junio 2023.....	34
Gráfico 14. Ebitda y Servicio de la Deuda 2023 - 2034 Cobertura de la deuda	35
Gráfico 15. Estimación de compras y consumos en de carbón en Termoguajira	44
Gráfico 16. Costo estimado de compras de carbón para la central Termoguajira	44

SIGLAS Y ABREVIACIONES

ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
BTU/lb	Unidad Térmica Británica por libra
CNO	Consejo Nacional de Operación
E.A.	Efectivo Anual
Ebitda	Utilidad antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización
ENFICC	Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
Foncontin	Fondo de Contingencias de las Entidades Estatales
G3	Unidad Gecelca 3.0
G3.2	Unidad Gecelca 3.2
GCM	Subárea Guajira Cesar Magdalena
Gecelca	Empresa Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A E.S.P.
kWh	Kilovatio-hora
MEM	Mercado de Energía Mayorista
MW	Megavatios
OEF	Obligaciones de Energía Firme
SIN	Sistema Interconectado Nacional
Tebsa	Termobarranquilla S.A. E.S.P.
TEG01	Unidad I
TEG02	Unidad II
Tn	Toneladas

1. INTRODUCCIÓN

Desde el segundo semestre de 2022 y durante el primer semestre del año 2023, los resultados de la empresa Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A E.S.P., (Gecelca), se han visto fuertemente afectados por múltiples causas concurrentes, impactando su flujo de caja y, por consiguiente, advirtiendo un riesgo en la continuidad de la ejecución de sus actividades de generación y comercialización de energía eléctrica en el Mercado de Energía Mayorista (MEM).

Las principales causas que originaron esta problemática comprenden: (i) la conjunción de los altos precios de bolsa en el MEM durante el primer trimestre semestre del año 2023, con la indisponibilidad, en algunos periodos, de las unidades de generación de las centrales de generación operadas por la empresa; (ii) los altos precios de los combustibles, principalmente del carbón requerido en la operación de la central Termoguajira, que implicó el uso de recursos financieros importantes para el aprovisionamiento de inventario en el segundo semestre de 2022; y (iii) la dificultad para monetizar el inventario de carbón.

En razón a lo anterior, y a fin de mitigar los riesgos que se puedan generar para los usuarios del servicio de energía eléctrica, el Ministerio de Minas y Energía solicitó ante el Departamento Nacional de Planeación el desarrollo del presente documento CONPES con el fin de implementar un esquema de solución que comprende, entre otros, un plan de liquidez, que busca financiar recursos de largo plazo, con garantía soberana, mediante un crédito interno por un monto de 350.000 millones de pesos, que se espera que sean desembolsados en 2023 y ejecutados desde su desembolso y durante el primer semestre de 2024. Lo anterior, conforme a lo establecido en el Decreto 1068 de 2015², especialmente en sus artículos 2.2.1.6., 2.2.1.2.4.1 y 2.2.1.2.4.2.

De esa manera, con la operación de crédito la empresa espera lograr asegurar la disponibilidad de recursos para su generación para disminuir los riesgos de potenciales desabastecimiento de energía en el país en momentos de baja hidrología. Ello, en la medida en que con los recursos indicados Gecelca espera gestionar la continuidad de la generación de energía, así como la prestación del servicio público de energía eléctrica. Lo anterior, a través de la ejecución de mantenimientos a sus unidades de generación y del pago de los bienes y servicios requeridos para ello.

El documento se estructura en cinco secciones, incluida esta introducción. La segunda sección presenta los antecedentes, en particular, las características principales de Gecelca y las circunstancias en las que se originó la coyuntura financiera desfavorable. En la tercera

² Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Hacienda y Crédito Público.

sección se desarrollan las justificaciones técnica, jurídica, socioeconómica y financiera que sustentan la necesidad del otorgamiento de garantía de la nación para la solicitud del crédito con la banca comercial. En la cuarta sección se plantean los objetivos, componentes y estrategias de seguimiento a la operación de crédito de largo plazo. Finalmente, la quinta sección concluye con las recomendaciones al CONPES.

2. ANTECEDENTES

La presente sección presenta, en primer lugar, la descripción del funcionamiento del sistema eléctrico nacional, una caracterización de la empresa y sus unidades de generación, propias y a cargo. Posteriormente, se desarrollan los problemas derivados de: (i) la conjunción de altos precios de bolsa con las indisponibilidades de los activos de generación, algunas de ellas por mantenimientos adelantados para alistar los activos de generación para una exigencia operativa superior esperada para el segundo semestre; (ii) los altos precios de los combustibles; y (iii) la dificultad para monetizar el inventario de carbón de la mina las palmeras de propiedad de la empresa.

2.1 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

Según el Documento CONPES 3947 *Estrategias de actuación y coordinación para reducir las afectaciones ante la eventual ocurrencia de un fenómeno de variabilidad climática: El Niño 2018 - 2019*³, en Colombia, el fenómeno del Niño se presenta con una reducción en la cantidad de precipitaciones y aumento de las temperaturas, especialmente en las regiones Caribe, Andina y en la parte norte de la región Pacífica. Durante los últimos cincuenta años, el fenómeno El Niño se ha manifestado con diferente intensidad, con registros de Niño débil en los periodos de 1994-1995 y 2002-2003; moderado para 1991-1992 y 2009-2010; y fuerte para 1972-1973, 1982-1983, 1997-1998 y 2015-2016.

En ese contexto y considerando que Colombia es un país que cuenta con una matriz eléctrica conformada en su mayoría por recursos de generación limpios, donde en épocas normales (entendidas como aquellas donde no hay variaciones climáticas fuertes) la generación proviene mayoritariamente de fuentes renovables, más del 60 % corresponde a generación con hidroeléctricas, el reto se presenta durante las temporadas secas, ya que se requiere contar con recursos de generación que no dependan del agua para su operación, dichos recursos provienen principalmente de generadores térmicos (sus fuentes de generación provienen de combustibles fósiles o del carbón).

³ Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3947.pdf>.

Por lo anterior y considerando lo establecido en leyes como la Ley 143 de 1994, la cual en su artículo 4 estableció que el Estado, en relación con el servicio de electricidad, tendrá como objetivos el abastecimiento de la demanda bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país, ante una declaración de ocurrencia de niño por parte de distintas agencias internacionales de energía como la NOAA para el periodo 2023-2024, se requiere garantizar que toda la capacidad instalada del país (entendida como los recursos que potencialmente pueden entregar energía al sistema) se encuentren en buenas condiciones y cuenten con los combustibles requeridos para generar energía eléctrica.

Ya que la empresa Gecelca, cuenta con centrales de generación (como se explica más adelante) que aportan energía durante la ocurrencia de fenómenos como El Niño, se requiere que sus equipos y combustibles, estén disponibles en caso de requerirse su despacho y entrega de energía al SIN.

2.1 CARACTERÍSTICAS DE LA EMPRESA

Gecelca es una empresa colombiana de servicios públicos mixta, constituida como sociedad por acciones, anónima, y sometida al régimen general de los servicios públicos domiciliarios. Fue creada en 2006 y comenzó su operación comercial en el MEM colombiano el 1 de febrero de 2007. A partir de esta fecha, ejerce sus actividades dentro del ámbito del derecho privado, teniendo como objeto principal la prestación de los servicios públicos de generación y comercialización de energía, así como la prestación de servicios conexos, complementarios y relacionados con las mismas actividades de servicios públicos, de acuerdo con el marco legal regulatorio vigente. La empresa está vinculada al Ministerio de Minas y Energía y tiene como socio mayoritario al Ministerio de Hacienda y Crédito con una participación equivalente al 99,99 % de su capital.

Las operaciones de Gecelca tienen base en el territorio colombiano, representando ante el MEM sus activos de generación y los de su subordinada, Gecelca 3 S.A.S. E.S.P. Dichos activos de generación están conformados por las unidades 1 y 2 de la central Termoguajira, que cuentan con una capacidad efectiva neta total de 290 megavatios (MW), que pueden usar carbón y/o gas natural como combustibles para generar, y por las unidades Gecelca 3 y Gecelca 3.2 de la central Gecelca 3, con una capacidad efectiva neta total de 437 (MW), que utilizan carbón como combustible para la generación.

Tabla 1. Capacidad de generación de las unidades de generación de Gecelca

Unidad de generación	Capacidad efectiva (megavatios)	Tipo de tecnología	Combustible principal	Combustible alternativo	Año de entrada en operación
Termoguajira 1	145	Turbovapor	Carbón	Gas natural	1983
Termoguajira 2	145	Turbovapor	Carbón	Gas natural	1987
Gecelca 3	164	Turbovapor	Carbón	No aplica	2015
Gecelca 3.2	273	Turbovapor	Carbón	No aplica	2018
Total	727	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica

Fuente: Gecelca (2023).

Gecelca informa que cuenta con una capacidad efectiva neta en el mercado de 727 (MW), lo que representa el 4 % de la capacidad de generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), así como 26 % de la capacidad efectiva térmica de la Región Caribe. Adicionalmente, la empresa tiene el 42,51 % de la participación accionaria de la empresa Termobarranquilla S.A. E.S.P. (Tebsa).

De acuerdo con la información remitida por la empresa, a través de estos recursos de generación, Gecelca presta servicios integrales de venta de energía eléctrica a usuarios no regulados, a otros agentes del MEM y en la bolsa de energía. Como agente comercializador de energía, la empresa tiene la representación comercial de la demanda del Grupo Ecopetrol, que consiste en la gestión de sus fronteras comerciales, y el proceso comercial de compra de energía, liquidación y facturación con terceros y la bolsa de energía. Con ello, se constituye en el cuarto comercializador de energía para la atención de la demanda no regulada en el SIN, atendiendo el 12 % de este mercado.

En adición a lo anterior, resulta relevante mencionar que Gecelca es propietaria de la mina de carbón a cielo abierto Las Palmeras, ubicada en el municipio de Puerto Libertador, Córdoba; la cual inició la extracción de carbón el 18 de junio de 2021. El carbón que se produce en la mina es subbituminoso de poder calorífico promedio de 8.500 Unidad Térmica Británica⁴ por libra (BTU/lb).

Con esta mina se cubren parcialmente los requerimientos de combustible de la central Gecelca 3, mitigando el riesgo de abastecimiento de combustible a largo plazo necesarios para la prestación del servicio de energía eléctrica. La capacidad de producción actual de la mina es de 600.000 toneladas (Tn) año, mientras que la central Gecelca 3 ha tenido consumos máximos anuales de 1.200.000 Tn.

⁴ BTU por las iniciales de su nombre en inglés: *British Thermal Unit*.

2.2 CONDICIONES ACTUALES QUE LLEVARON A LA SOLICITUD DE CRÉDITO

Desde el segundo semestre de 2022 y durante el primer semestre del año 2023, los resultados financieros de Gecelca se han visto fuertemente afectados por múltiples causas concurrentes, impactando su flujo de caja y, por consiguiente, la capacidad para hacer frente a sus obligaciones de pago.

Las principales causas que originaron esta problemática comprenden: (i) la conjunción de los altos precios de bolsa en el MEM durante el primer semestre del año 2023, junto con la indisponibilidad, en algunos periodos, de las unidades de generación, algunas de ellas por mantenimiento y otras por preparación ante el posible fenómeno de El Niño; (ii) los altos precios de los combustibles, principalmente del carbón requerido en la operación de la central Termogujira, que implicó el uso de recursos financieros importantes para el aprovisionamiento de inventario en el segundo semestre de 2022, así como de cara a la preparación para la estación de verano 2022-2023; y (iii) la dificultad para monetizar el inventario de carbón. A continuación, se desarrollan estas condiciones.

2.1.1. Altos precios de bolsa en el MEM y dinámica operativa de las unidades de generación

Altos precios de bolsa en el MEM

Desde el mes de septiembre de 2022 y durante el primer semestre del año 2023, se presentó un aumento considerable de los precios de bolsa en el MEM, llegando a un valor máximo de 917,7 pesos por Kilovatio-hora (kWh). En diciembre de 2022, el precio promedio de la bolsa de energía tuvo un incremento del 83,2 % respecto al precio promedio del mes anterior, pasando de 184,5 a 338,1 pesos por (kWh), aumento que se mantuvo durante los meses de enero y febrero de 2023 y, posteriormente, en los meses de mayo y junio de 2023, tal como se observa en la Tabla 2.

Tabla 2. Precio de la energía en bolsa: promedio y máximo por mes

(pesos por kWh)

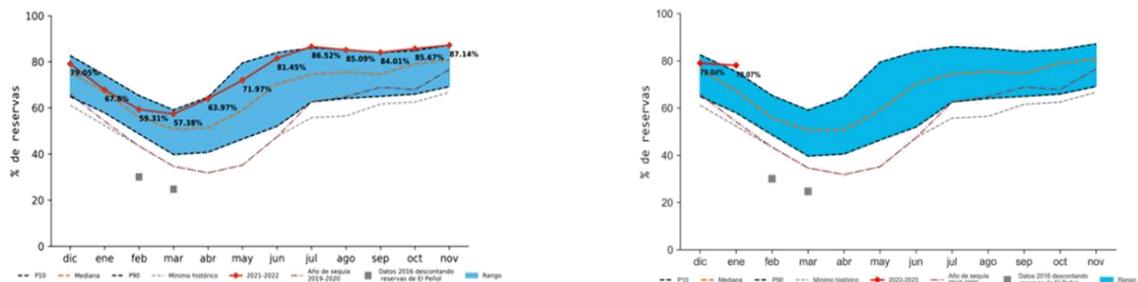
Mes	Precio promedio	Máximo precio horario de la energía en bolsa
Julio de 2022	109,4	407,6
Agosto de 2022	150,9	491,9
Septiembre de 2022	251,1	845,1
Octubre de 2022	298,1	917,1
Noviembre de 2022	184,5	342,6

Mes	Precio promedio	Máximo precio horario de la energía en bolsa
Diciembre de 2022	338,1	526,6
Enero de 2023	372,0	736,2
Febrero de 2023	526,7	866,5
Marzo de 2023	293,5	601,5
Abril de 2023	226,9	486,6
Mayo de 2023	569,7	907,8
Junio de 2023	461,0	917,7

Fuente: Gecelca (2023).

Lo anterior se presentó, en la estación de verano 2022-2023 y con un estado de los embalses en niveles máximos históricos como se muestra en las siguientes gráficas, con reservas hídricas, a corte del 30 de noviembre de 2022, en el 87,14 % y al 31 de diciembre de 2022 en el 79,04 % del volumen útil (CNO, 2023). Adicionalmente, hasta el mes de febrero de 2023 los informes del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales indicaban la finalización del Fenómeno de La Niña y el tránsito hacia condiciones neutrales que se extenderían durante el primer trimestre del año 2023. Ver Gráfico 1.

Gráfico 1. Reservas hídricas SIN entre diciembre de 2021 y enero de 2023



Fuente: Tomado de Consejo Nacional de Operación (CNO) (2023).

Lo anterior, de acuerdo con la información suministrada por Gecelca, coincidía con las perspectivas esperadas por la empresa respecto del comportamiento del MEM, para el que se tenían contempladas condiciones típicas de la época de verano partiendo con un nivel de embalse alto (finales del año 2022 y el primer semestre de 2023), No obstante, los precios de bolsa reales superaron los presupuestados en los meses de enero, febrero, mayo y junio, como se muestra en el Gráfico 2.

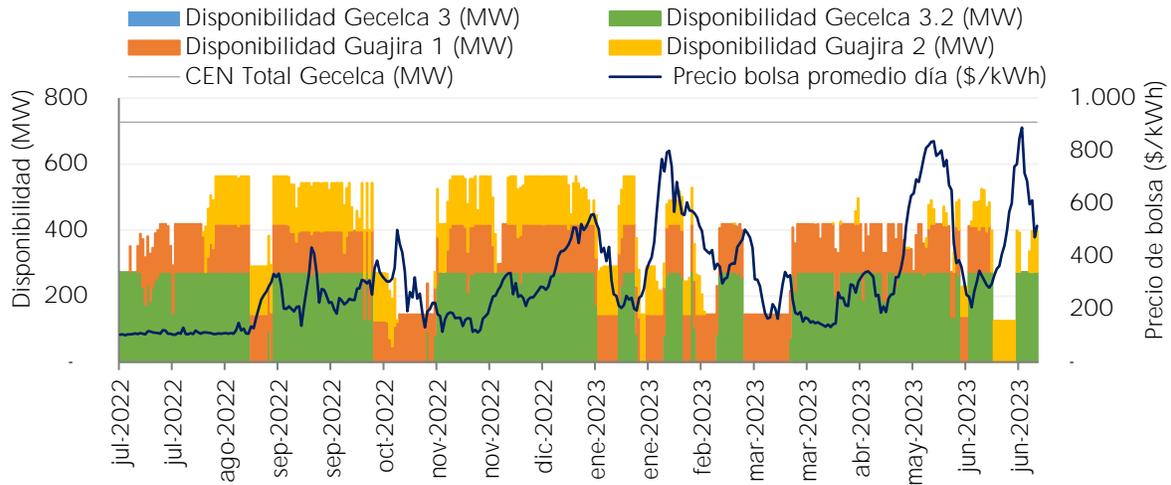
Gráfico 2. Precio de bolsa real en relación con el presupuestado durante el primer semestre de 2023



Fuente: Gecelca y XM (2023)⁵

Con los altos precios en la bolsa de energía, la empresa evidenció una afectación en los resultados, y consecuentemente, en la caja. Ello, debido a que coincidió con los trabajos para la reparación de la unidad de generación Gecelca 3, y con algunos eventos de indisponibilidad que tuvieron las unidades de generación como parte de su dinámica operativa durante este período. En él se presenta la comparación entre la disponibilidad promedio día de las unidades de generación y el precio de bolsa promedio día para el periodo comprendido entre julio de 2022 y junio de 2023.

Gráfico 3. Comparación entre precios de bolsa y disponibilidad de las unidades



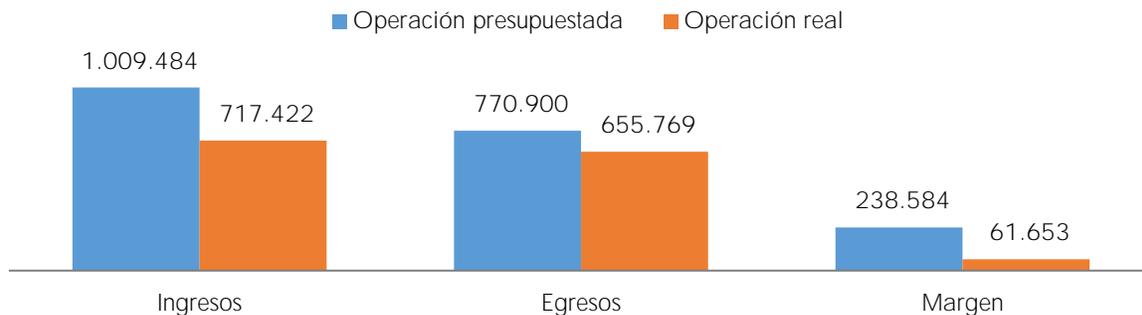
⁵ Precio de Bolsa Nacional Proyectado: corresponde al precio de bolsa utilizado para el presupuesto de GECELCA de la vigencia 2023. Precio de Bolsa Nacional: es el promedio mensual del precio de bolsa nacional horario publicado por el ASIC (XM) en los archivos soportes de la liquidación de las transacciones.

Fuente: Gecelca (2023).

En ese sentido cuando se presentan periodos de altos precios en la bolsa, el costo de operación del sistema, para la empresa Gecelca, se incrementa. Esta condición combinada con la indisponibilidad de las unidades por mantenimientos, así como con las necesidades de cubrir los compromisos de ventas en contratos, generó altos costos de venta que impactaron la caja de la empresa en gran medida.

En el Gráfico 4 se muestra la comparación del margen de operación comercial esperado de acuerdo con el presupuesto elaborado a finales del año 2022, en relación con el margen de operación comercial real para el primer semestre del año 2023. La anterior información permite observar que en la operación comercial se han obtenido 177.000 millones de pesos menos de lo presupuestado.

Gráfico 4. Operación comercial presupuestada versus real



Fuente: Gecelca (2023).

Los altos costos de operación del sistema generaron una fuerte presión sobre el capital de trabajo de los agentes del MEM, y afectaron los cupos de crédito y las condiciones de financiación en el mercado. Esto último, debido a mayores requerimientos de garantías por las transacciones en la bolsa de energía entregadas al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y a los proveedores de la operación comercial, con el consecuente uso a tope del cupo de crédito que la banca asignó a la empresa. Lo anterior significa que los generadores venden su energía en contratos de largo plazo o en la bolsa. En el caso de las ventas en contratos, los contratos se suscriben con una anticipación de 1 a 3 años y buscan garantizar un ingreso a un precio definido. Por su parte, en la bolsa las ventas de energía dependen del precio de bolsa horario, de la disponibilidad y el precio ofertado de las unidades de generación.

Gecelca vende su energía en estos dos mercados, bolsa y contratos. Para tomar la decisión de ventas en contratos se realiza un análisis del mercado incluyendo el balance energético y la perspectiva de precios de mediano y largo plazo. Para la atención de los

contratos de venta de energía de largo plazo, se podrían presentar cuatro condiciones, a saber: (i) si hay precios de bolsa bajos se atienden las obligaciones de venta provenientes de contratos con las compras en la bolsa, obteniendo un margen de contribución variable correspondiente al diferencial entre el precio de bolsa y el precio de los contratos; (ii) si los precios de bolsa están altos⁶, los contratos se atienden con la generación de las unidades, de modo que el margen es la diferencia entre el precio de venta del contrato y el costo variable de producción; (iii) si los precios de bolsa están altos⁷ y la disponibilidad de las unidades de generación no es suficiente para atender los contratos, la diferencia se atiende con compras en bolsa y como el margen es negativo se afecta la caja de la empresa; y (iv) compras en contratos a otros agentes, en la que el margen es el diferencial de precios de los contratos, y en casos excepcionales, se utilizan como respaldo para mitigar el riesgo de exposición en bolsa.

Del periodo objeto de análisis, principalmente durante los meses de octubre de 2022 y el primer semestre de 2023, fue necesario atender los contratos a precios de bolsa altos debido a la disminución en la disponibilidad de las unidades de generación de Gecelca por las actividades de mantenimiento realizadas, que no permitían cubrir la totalidad de los compromisos de ventas en contratos. Lo anterior, implicó un incremento en el costo de atención de estos.

Dinámica operativa de las unidades

A continuación, se presenta el estado de cada unidad de generación de Gecelca, las principales actividades del programa de mantenimiento y los montos estimados para su ejecución, así como la ruta crítica del referido programa. Es importante mencionar que el programa de mantenimiento actual considera las condiciones del mercado de energía y su impacto en los resultados de la operación; además, tiene como objetivo operar las unidades de generación durante el mayor tiempo posible hasta el segundo trimestre de 2024, optimizando el tiempo de paradas de mantenimientos programados. Las cifras e información aquí contenida provienen de la empresa.

Central Termogujira: Unidad Termogujira 1 (TEG 01)

La TEG01 ha operado de manera continua y estable después del *overhaul* realizado en el 2020. Sin embargo, un evento operativo afectó la turbina en el 2021. Luego de su entrada en servicio en el mes de junio de 2022 y hasta la fecha, la unidad ha presentado un factor de disponibilidad promedio de 89 %, en específico, durante el primer semestre de

⁶ Esto significa que superan los costos variables de las unidades de generación.

⁷ De manera consecuente, esto implica que superan los costos variables de las unidades de generación.

2023 presentó una disponibilidad comercial promedio de 124 (MW) y actualmente se encuentra en servicio luego de finalizado el mantenimiento anual programado realizado en el mes de junio, entre el 12 de junio y el 6 de julio de 2023, con miras a la preparación para el Fenómeno de El Niño. Durante el antedicho mes se ejecutaron alrededor de 588 actividades correctivas y preventivas para minimizar las posibilidades de salidas forzadas. Durante el primer semestre de 2023, la unidad ha registrado un factor de disponibilidad promedio del 87 %.

Así, una vez realizadas las principales actividades, del mantenimiento anual programado a los equipos principales y auxiliares de la unidad, que abarcan: (i) medición de espesores de tuberías de caldera y cambios de acuerdo a necesidad; (ii) medición de espesores de tubería del condensador; (iii) lavado a presión con *hidrojet* de tubos del condensador e inspección de ebonitado; y adicionalmente (iv) planeación, programación y ejecución de todos los mantenimientos correctivos, preventivos y predictivos ejecutados durante la parada; actualmente, la unidad se encuentra disponible y en servicio cumpliendo el despacho de acuerdo con los requerimientos del sistema.

Central Termogujira: Unidad Termogujira 2 (TEG02)

La TEG02 ha mantenido una operación estable durante los últimos tres años, con un factor de disponibilidad promedio del 82 %. En el primer semestre de 2023 se presentó una afectación de la disponibilidad por fallas reiterativas en tuberías de caldera como resultado de un evento puntual de contaminación con cloruros. Por lo anterior, se requirió ejecutar cambios de tuberías en diversas zonas de la caldera durante aproximadamente cuatro meses, de febrero a mayo de 2023, y posteriormente, realizar un proceso de ajustes menores para estabilizar su disponibilidad por esta causa durante el mes de junio.

Finalizado el proceso de estabilización, durante la operación de la unidad se presentó disminución de su capacidad a 125 MW por un evento independiente en una válvula de turbina, para lo cual se requirió un mantenimiento programado, el cual fue ejecutado del 29 de julio al 5 de agosto. El citado mantenimiento programado incluyó, principalmente, trabajos en las válvulas de turbina con el fin de recuperar la capacidad parcial de la unidad. La ruta crítica de la parada son los trabajos en turbina.

Central Gecelca 3: Unidad Gecelca 3 (G3)

En marzo del año 2022, durante un proceso de arranque de la unidad se registraron disparos por altas vibraciones en turbina que impidieron su puesta en servicio. Luego del proceso de inspección y pruebas ejecutadas siguiendo el protocolo establecido para este tipo de eventos, y sin poder determinar una causa de las vibraciones, el fabricante recomendó proceder al desarme de la turbina, encontrándose una afectación en las últimas etapas del

rotor de alta y media presión, así como una deflexión. Adicionalmente se encontró afectación en las primeras etapas del rotor de baja presión.

Es importante resaltar que este evento fue imprevisto, por lo cual no era posible anticipar a partir de la planeación de actividades de mantenimiento ni del seguimiento de protocolos de operación normales. Para el restablecimiento de la G3 actualmente se adelanta el proceso de reparación de los componentes afectados con *GE Power*, líder mundial en fabricación de turbinas y prestación de servicios de reparación y suministro de partes. Adicionalmente, se adelanta un análisis de causa raíz de la falla a fin de determinar las actividades requeridas para evitar la ocurrencia de un evento similar en el futuro. Se estima el restablecimiento operativo de la unidad en el último trimestre de 2023.

Durante el año 2023 se ha continuado el proceso de reparación de la turbina de la unidad para el restablecimiento de la operación. Paralelamente a este proceso se continúa con la planeación, programación y ejecución de mantenimiento correctivos, preventivos y predictivos a los otros equipos principales y auxiliares de la unidad.

Central Gecelca 3: Unidad Gecelca 3.2 (G3.2)

Entre los años 2020 y 2022, la G3.2 registró un factor de disponibilidad promedio del 82 % sin presentar mayores afectaciones. Durante el primer trimestre de 2023 se presentaron eventos reiterativos en fallas de tuberías de caldera en zonas que, por diseño del fabricante, no estaban protegidos con refractario. Por lo anterior, se realizaron revisiones con una firma especializada en calderas de lecho fluidizado y con el fabricante, y se programaron algunas actividades recomendadas, así como ajustes de parámetros operativos, los cuales continúan en proceso de monitoreo y seguimiento. Con lo anterior, se logró una mejora del 98 % de la disponibilidad, al pasar de 116 MW, en el primer trimestre de este año, a 230MW en el segundo trimestre del año en curso. Actualmente, la unidad se encuentra en servicio.

Con corte al 30 de junio de 2023, la unidad ha registrado un factor de disponibilidad promedio de 65 % en virtud de eventos presentados en fallas de tuberías de caldera en el primer trimestre del año 2023. Durante el segundo trimestre del mismo año, se logró una mejora del factor de disponibilidad y se alcanzó un 85 % de disponibilidad promedio, en virtud de las reparaciones ejecutadas; la ejecución de otras actividades incluidas en el programa de mantenimiento, relacionadas con un *assessment* realizado por un firma especializada en operación y mantenimiento de calderas de lecho fluidizado, y ajustes a los flujos de aire y monitoreo de diferentes parámetros operativos, de acuerdo con las recomendaciones recibidas por el fabricante.

Actualmente, la unidad tiene pendiente un mantenimiento anual durante el cual se ejecutarán otras actividades del plan de acción, tales como escaneo total de caldera, el uso

de recubrimientos especiales, entre otros, así como recomendaciones recibidas del *assessment*. Este mantenimiento se encuentra reprogramado en virtud de las condiciones actuales del mercado debido al fenómeno de El Niño. Las actividades de la ruta crítica de este mantenimiento se encuentran concentradas en los trabajos a realizar en la caldera antes mencionados.

2.1.2. Altos precios del combustible

Como se observaba en capítulos anteriores, las unidades de generación de Gecelca dependen en gran medida de la contratación de carbón como combustible de generación. En ese sentido, los altos precios de los combustibles, principalmente del carbón, requerido en la operación de la central Termoguajira, implicaron el uso de recursos financieros importantes para el aprovisionamiento de inventario en el segundo semestre de 2022, como preparación para la estación de verano 2022-2023.

Como se mencionó al inicio de la sección de antecedentes, las unidades de Termoguajira pueden generar energía utilizando carbón, gas o la mezcla de ambos combustibles. En la operación se ha utilizado principalmente carbón, que, a su vez, es el combustible con el que se respaldan las Obligaciones de Energía Firme (OEF) del cargo por confiabilidad; mientras que el gas se utiliza como soporte operativo para el arranque de las unidades y para facilitar los mantenimientos de algunos equipos utilizados en la combustión con carbón.

Respecto al carbón utilizado en dicha central, es importante tener en cuenta que el poder calorífico mínimo del carbón que pueden utilizar estas unidades es de 11.000 BTU/lb que por esta característica y la ubicación de la central se constituye como carbón tipo exportación, lo cual hace que su precio esté ligado a la variación del precio del carbón en el mercado internacional.

Para garantizar el combustible tanto de las OEF asignadas como de la operación de las unidades, Gecelca realiza procesos de contratación con productores-comercializadores de carbón. Con el objeto de armonizar estos requerimientos con la operación, se acude a mecanismos de cubrimiento como las opciones de compra de carbón que permiten gestionar de una mejor manera el riesgo de inventario.

En la Tabla 3 se presentan los contratos que respaldaron la Energía Firme Verificada por el ASIC⁸ para las vigencias de diciembre de 2021 a noviembre de 2022 de diciembre de 2022 a noviembre de 2023. De igual forma, en la Tabla 4 se presentan los contratos que respaldan la Obligación de Energía Firme (OEF) de la vigencia comprendida entre diciembre de 2023 y noviembre de 2024, información entregada al momento de la asignación de OEF. El proceso de verificación anual de Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) para esta vigencia iniciará en diciembre de 2023.

Tabla 3. Contratos que respaldaron la Energía Firme Verificada por el ASIC a 2022

Central	Año de suscripción	Tipo de contrato	Cantidad contratada para respaldar ENFICC [Tn]
Termoguajira	2018	Contrato de suministro firme	91.666
Termoguajira	2018	Contrato de opción	553.762
Termoguajira	2021	Contrato de suministro firme	50.000
Termoguajira	No aplica	Inventario	226.197
Total			921.625

Fuente: Gecelca (2023).

Tabla 4. Contratos que respaldaron la Energía Firme Verificada por el ASIC a 2023

Central	Año de suscripción	Tipo de contrato	Cantidad contratada para respaldar ENFICC [Tn]
Termoguajira	2018	Contrato de suministro firme	26.327
Termoguajira	2018-2019	Contratos de opción	586.726
Termoguajira	2022	Contratos de suministro firme	110.109
Termoguajira	-	Inventario	238.378
Total			961.540

Fuente: Gecelca (2023).

⁸ El proceso de Verificación Anual de Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) se realiza en diciembre de cada año t para la vigencia del cargo por confiabilidad comprendida entre diciembre del año t hasta noviembre del año $t+1$, el cual está establecido en la Resolución 127 de 2020 de la Comisión Reguladora de Energía y Gas. Este proceso se realiza posterior al momento de asignación de la Obligación de Energía Firme (OEF).

Tabla 5. Contratos que respaldan la Obligación de Energía Firme

Central	Año de suscripción	Tipo de contrato	Cantidad contratada para respaldar OEF [Tn]
Termoguajira	2022	Contratos de opción	811.085
Total			811.085

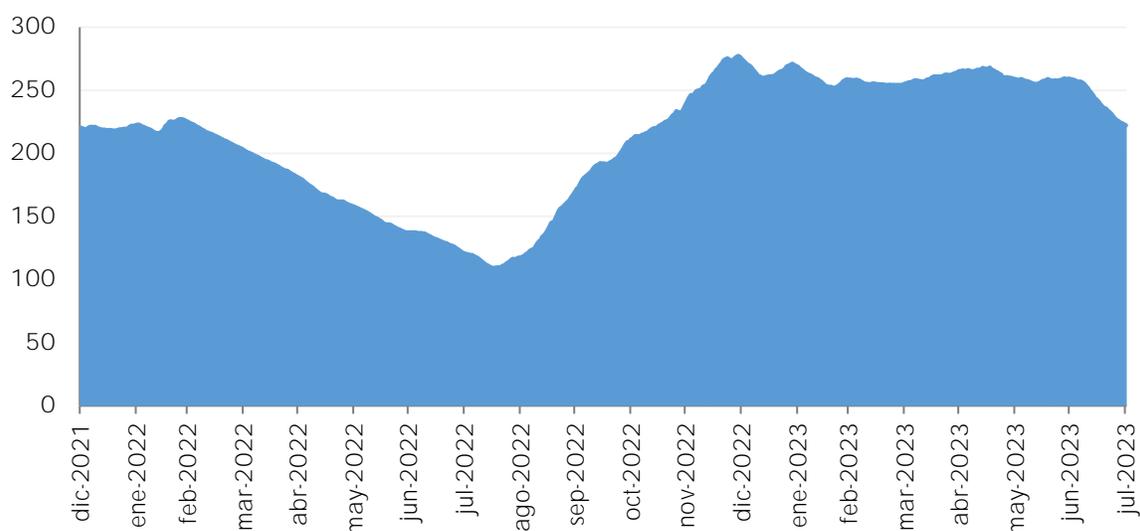
Fuente: Gecelca (2023).

Los contratos de suministro firme suscritos antes del año 2022 pasaron de precios de 350.000 pesos por Tn a finales de 2021 hasta valores alrededor de 1.000.000 pesos por Tn en el segundo semestre de 2022. Lo anterior, considerando que el precio de los contratos de suministro firme como de la compra mínima establecida en el contrato de opción se indexaban con el índice de precios de carbón FOB Colombia publicado por *Platts*, y ante el incremento en el precio del carbón a nivel internacional esto impactó directamente los contratos de Gecelca para compra de carbón.

Los precios de los contratos suscritos en el año 2022 estuvieron en el rango de 944.000 pesos por Tn a 980.000 pesos por Tn, los cuales se requirieron para reponer el inventario que había llegado a niveles mínimos en agosto de 2022, como se observa en el Gráfico 5.

Gráfico 5. Inventario diario de carbón entre enero de 2022 y julio de 2023

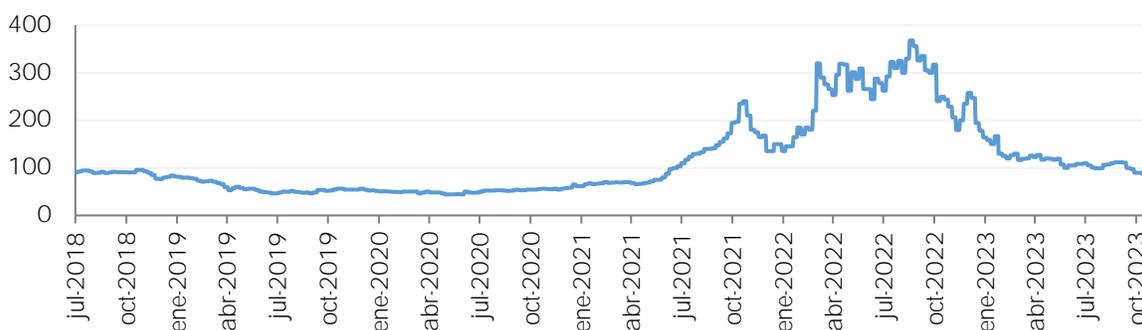
(Miles de Tn)



Fuente: Gecelca (2023).

Gráfico 6. Evolución del índice FOB de precios del carbón

(USD por Tn)



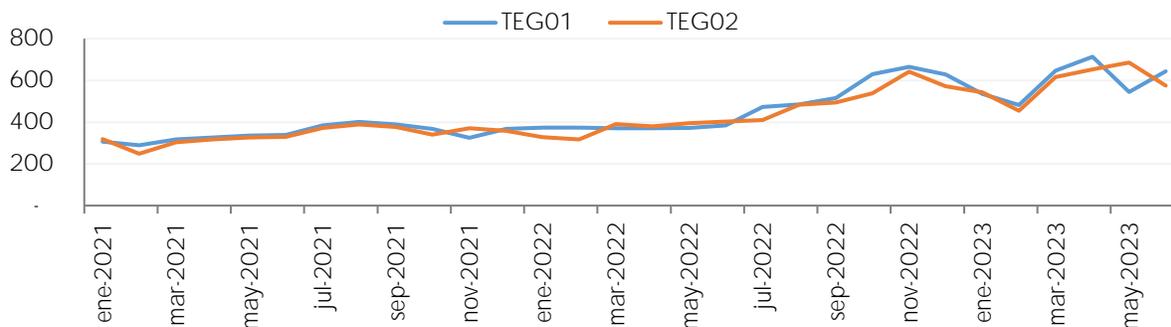
Fuente: Gecelca (2023).

De acuerdo con lo anterior, es necesario aclarar que los contratos de carbón para la vigencia comprendida entre diciembre de 2021 y noviembre de 2022 tenían una duración mayor a un año y el precio de estos contratos se indexaba con la variación (al alza o a la baja) del precio internacional del carbón. Adicionalmente, las compras de corto plazo realizadas en el año 2022 tenían el efecto del precio internacional del carbón.

En el primer semestre del 2023, la central Termoguajira presentó un alto inventario de carbón, el cual ha estado cercano a la capacidad del almacenamiento de la planta de 270.000 Tn; este nivel de inventario se acentuó con la disminución de la generación de la TEG02 desde el mes de febrero de 2023. Los mayores precios de carbón incrementaron el costo de inventario, por lo que el costo variable de las unidades de Termoguajira pasó de 350 pesos por kWh a inicios de 2022 a 600 pesos por kWh a finales de ese mismo año, perdiendo competitividad e incrementando el costo de cobertura en contratos cuando las condiciones del MEM así lo requirieron como se muestra a continuación:

Gráfico 7. Precio de oferta de las unidades TEG01 y TEG02

(pesos por kWh)



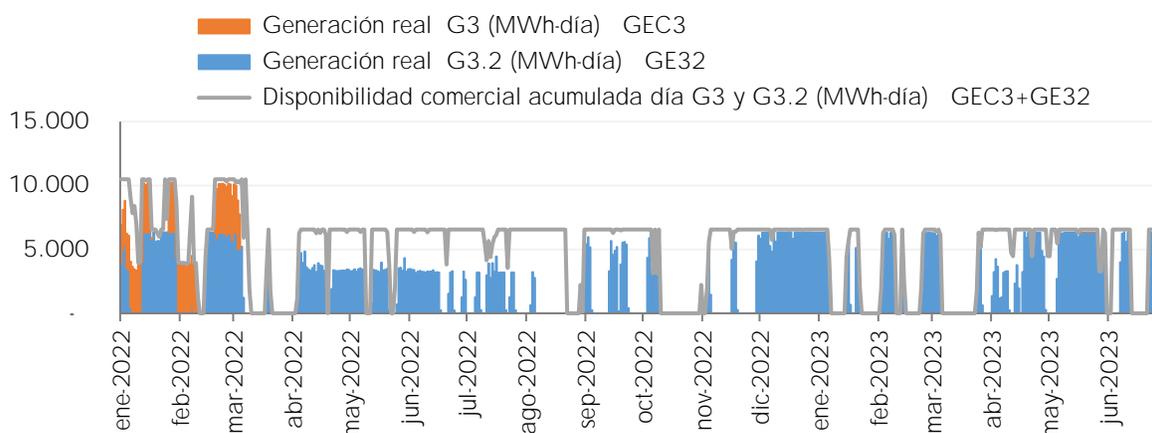
Fuente: Gecelca (2023).

Finalmente, es importante precisar que en Termoguajira se tuvo una afectación por el incremento en el precio del carbón mientras que en la central Gecelca 3 no hubo afectación por esta razón, pero si se presentaron dificultades para monetizar el inventario al solo contar con una de las unidades desde marzo de 2022.

2.2.1 Dificultad para monetizar el inventario de carbón

Durante el segundo semestre de 2022 y el primero de 2023, Gecelca realizó 3 procesos de venta de carbón de la Mina Las Palmeras, los cuales no resultaron exitosos. Por ello y ante el alto inventario en el patio de la central Gecelca 3 por la indisponibilidad de la unidad Gecelca 3 durante su mantenimiento correctivo desde marzo de 2022, la empresa decidió trasladar algunas cantidades de carbón a la central Termoguajira para intentar monetizarlo, así como para mitigar el riesgo de inventario por encima de la capacidad autorizada de la mina Las Palmeras⁹. Ver Gráfico 8 y Gráfico 9.

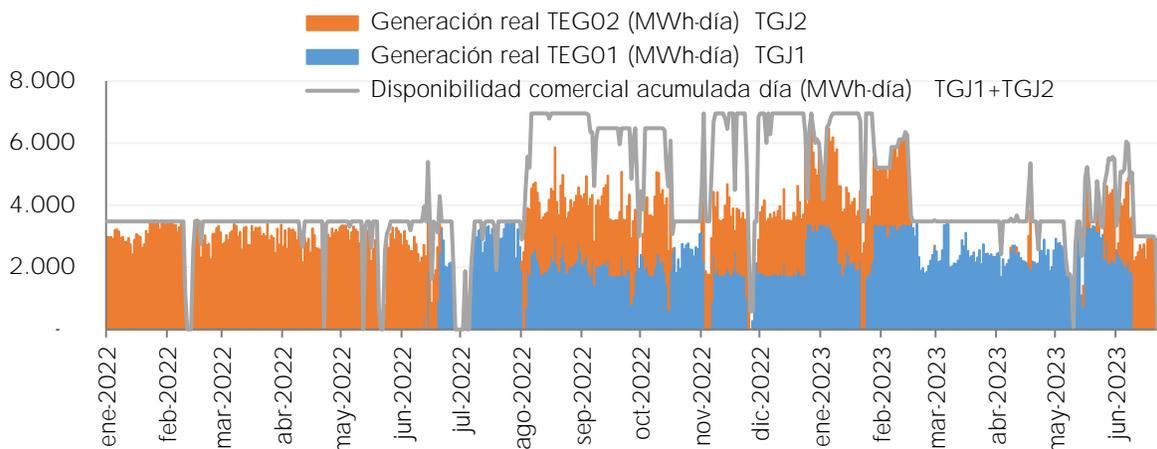
Gráfico 8. Generación y disponibilidad central Gecelca 3



Fuente: Gecelca (2023).

⁹ A través de la Licencia Ambiental otorgada mediante Resolución No. 1.5183 del 13 de abril del 2011, la Corporación Autónoma de los Valles del Sinú y del San Jorge autorizó unas áreas específicas para el ejercicio de las labores mineras entre las cuales se encuentra el almacenamiento de carbón.

Gráfico 9. Generación y disponibilidad de la central Termoguajira



Fuente: Gecelca (2023).

Lo anterior, significa que los consumos de ambas centrales fueron bajos para lograr la monetización del carbón. Así, teniendo en cuenta que: (i) el inventario de carbón en las centrales de generación corresponde al combustible que se utilizará para la generación, dado que se debe contar con un *stock* mínimo que permita su reposición (que incluye el tiempo requerido para contar con el combustible necesario para la generación de las unidades); que (ii) el combustible almacenado se monetiza en la medida en que las unidades son despachadas; y que (iii) el carbón adquirido para la central Termoguajira como preparación para la estación de verano 2022-2023 estuvo marcado por los altos precios de los contratos, que no se monetizó por el bajo consumo de la central; se puede concluir que la empresa no logró monetizar gran parte de su inventario de carbón, y que ello afectó negativamente su caja.

3. JUSTIFICACIÓN

En las siguientes subsecciones se presentan las justificaciones técnica, económica, financiera y social, así como la evaluación sobre la capacidad de pago de Gecelca y su nivel de endeudamiento teniendo en cuenta su situación financiera, su plan de financiación por fuentes de recursos y el cronograma de gastos anuales, que sustentan la necesidad del otorgamiento de la garantía de la nación a la operación de crédito

3.1. Justificación técnica

Gecelca ha demostrado ser una de las empresas líderes en generación y comercialización de energía eléctrica, otorgando solidez, confiabilidad, seguridad, disponibilidad y respaldo al sistema eléctrico colombiano (Gecelca, 2022). Adicionalmente,

por la ubicación de sus plantas en la Costa Atlántica ayuda a dar soporte al sistema en esa región, ante eventos de interrupciones por transmisión del sistema nacional.

Asimismo, la empresa le brinda al SIN una capacidad de generación térmica que permite un balance en la relación hidráulico-térmica de la matriz de generación en el país, lo cual le otorga un papel relevante a la hora de respaldar el antedicho sistema durante eventos de hidrología crítica. Como se espera que, con una probabilidad del 89 %, ocurra un Fenómeno de El Niño durante el segundo semestre de 2023 (Ludescher, Meng, Fan, Bunde, & Joachim, 2023); existe la necesidad de garantizar la operación continua de la empresa, así como asegurar la adecuada prestación del servicio público domiciliario de generación de energía con calidad.

Pese a lo anterior, y como se señaló en el capítulo de antecedentes se han presentado diversas situaciones que han llevado a que la empresa Gecelca presente dificultades financieras que afectan sus condiciones operativas. Por una parte, los altos precios de bolsa conllevaron a unas mayores necesidades de combustible para generar, lo cual impuso mayores requerimientos de sus unidades operativas, con unos mayores costos del combustible requerido para operar.

Ahora bien, para poder gestionar su funcionamiento durante la temporada seca en el país, un adecuado mantenimiento de las unidades de generación es imperioso para que la confiabilidad del sistema eléctrico del país cuente con todos los recursos de Gecelca y así permitir que la demanda de energía del país no se vea afectada en su normal funcionamiento, por lo cual sin los recursos del presente crédito no se podrían llevar a cabo las actividades de mantenimiento y las unidades de generación no podrían brindar su respaldo al sistema eléctrico colombiano.

Así mismo, mantener la operación de la empresa a través del pago de bienes y servicios requeridos por Gecelca, a través de la compra de carbón, considerando que las unidades de generación de la empresa Gecelca generan a partir de dicho energético, resulta en una necesidad para que las unidades de generación entreguen energía al sistema y el país pueda superar las necesidades energéticas derivadas de la temporada seca acaecida durante el fenómeno de El Niño.

En este orden de ideas, los recursos requeridos están destinados a financiar los mantenimientos de las unidades de generación y a satisfacer las exigencias de la operación con el fin de garantizar el respaldo al sistema de energía y la generación de recursos necesaria para la prestación del servicio de energía eléctrica durante la época de bajas hidrologías, durante la temporada seca asociada al fenómeno de El Niño.

En virtud de lo anterior, se requiere un valor estimado de 150 mil millones de pesos. Para lo cual se estableció un programa de mantenimientos para ambas centrales con miras a realizar actividades de mantenimiento y minimizar la indisponibilidad de las unidades, discriminados en dos partes.

Una primera parte del programa de mantenimientos se hará sobre la central Gecelca 3 (que abarca las unidades G3 y G3.2), para las que se estima un valor de 143 mil millones de pesos. El resto del presupuesto se destinará a financiar actividades que se pueden realizar con las unidades en mínimo técnico, y para servicios de mantenimiento rutinarios, programados y compra de repuestos. Por otro lado, una segunda parte del antedicho programa se realizará para la central Termoguajira (unidades TEG01 y TEG02) y se estima que tenga un valor de un valor de 7 mil millones de pesos que se destinarán a financiar servicios de mantenimiento rutinarios, programados y a la compra de repuestos requeridos en ese contexto. Finalmente, el monto restante de 200 mil millones de pesos se utilizará principalmente para el suministro de combustible, teniendo en cuenta lo mencionado en la sección 2.3.2.

3.2. Justificación económica y social

3.2.1. Identificación de beneficios

Gecelca deberá asumir el costo de la operación de crédito por 350 mil millones de pesos, el cual será determinado por la tasa de interés acordada con la banca comercial. Esta tasa se establecerá siguiendo los parámetros de riesgo y de las políticas de crédito internas del banco al que Gecelca acuda. Dicha tasa, deberá ser una tasa competitiva, que será definida por el banco, y en cuya definición se tienen en cuenta variables como la tasa representativa del mercado, la tasa de intervención del Banco de la República de Colombia, la tasa de inflación, y otros criterios que resulten pertinentes.

En este sentido, el costo real en el que incurriría Gecelca al contratar la operación de crédito con la banca comercial se podrá determinar una vez la empresa cuente con las herramientas, la capacidad y el respaldo brindado por la nación. Esta garantía le permitirá a Gecelca ser considerada sujeta de crédito ante los bancos comerciales, y de esta forma poder negociar las condiciones de financiamiento sobre las cuales se efectuará la operación, que además, al contar con garantía de la nación, se espera que sean más favorables.

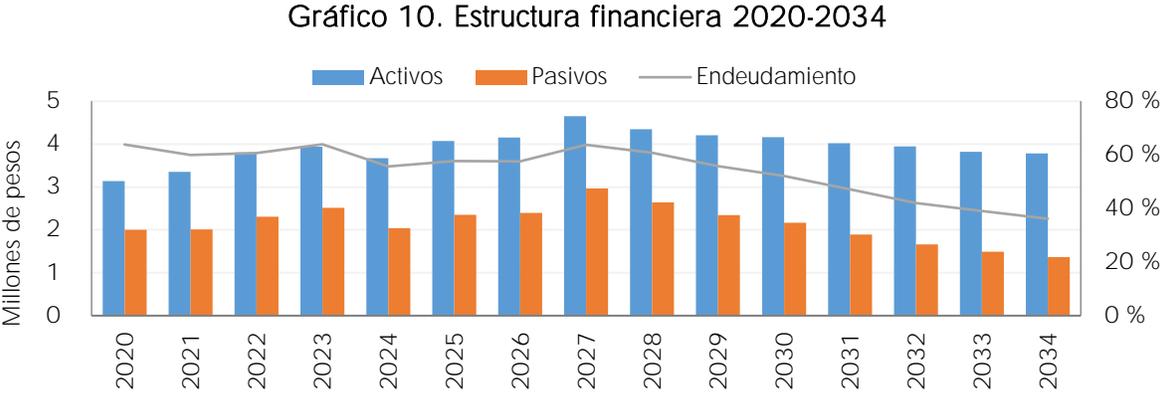
De acuerdo con las proyecciones de Gecelca, el mayor impacto en el beneficio generado por la deuda se refleja principalmente en el corto plazo, a través de los saldos positivos de la caja, cumpliendo con las obligaciones de pago y dando continuidad a la operación. Por otra parte, el impacto en el largo plazo se refleja en los márgenes positivos

de la operación a partir del año 2024, permitiendo la continuidad la prestación del servicio público de energía eléctrica.

En ese sentido, se espera que la empresa recupere los niveles de liquidez que le permitirán alcanzar valores en el indicador de razón corriente promedio de 1,02 veces en los próximos 5 años. En cuanto a los ingresos por ventas de energía se esperan que en los próximos 5 años sean del orden de 2,25 billones de pesos, que, comparados con los costos y gastos promedios de la operación en el mismo periodo, correspondientes a 2,00 billones de pesos, habiliten una utilidad operacional positiva promedio de aproximadamente 170 mil millones de pesos, a diferencia de lo que se daría en un escenario sin endeudamiento.

3.3. Situación financiera

Como se refleja en el Gráfico 10, a corte de diciembre 31 de 2022 Gecelca registró en cifras consolidadas activos totales por un monto de 3,80 billones de pesos, pasivos por 2,31 billones de pesos y un patrimonio de 1,50 billones de pesos. En cuanto al nivel de ingresos operacionales estos fueron de 1,4 billones de pesos con un margen operacional del 3,52 % y un nivel de endeudamiento del 60,6 %.



Fuente: Gecelca (2023).

Dada la naturaleza de la operación de Gecelca, la mayor concentración de su activo se encuentra en cartera, es decir, en cuentas por cobrar a clientes, las cuales cerraron, a 31 de diciembre de 2022, en 216.637 millones de pesos, con una rotación de 55 días, la cual se espera sea de aproximadamente de 52 días para los próximos 12 años. Por su parte, a corte del 31 de diciembre de 2022, las cuentas comerciales por cobrar presentaron un incremento que obedece principalmente al cobro realizado al cliente Ecopetrol, equivalente a 104.091 millones de pesos.

Para el año 2022 Gecelca y la empresa Ecopetrol firmaron un contrato marco para la comercialización de energía. El objeto del contrato es regular las condiciones del servicio de

comercialización para la atención de la demanda no regulada del Grupo Ecopetrol. El saldo al 31 de diciembre de 2022 por el antedicho contrato corresponde a Cargos *Passthrough*, por 100.726 millones de pesos, así como al Margen de comercialización por un monto de 3.365 millones de pesos.

Ahora bien, el saldo total de las cuentas por cobrar suma 216.637 millones de pesos y corresponde a cobros por ventas de energía y combustible a empresas del sector, usuarios no regulados y bolsa. En su mayoría, tales cuentas tienen un vencimiento promedio entre 30 y 60 días, no generan intereses y se encuentran libres de restricciones, salvo por las provenientes de transacciones en bolsa, dado que alimentan, en primera medida, las reservas a realizar en el encargo fiduciario de recaudo, administración y fuente de pago con la Fiduciaria Bogotá S.A.

A corte fiscal 2022 se destacan, principalmente, los siguientes clientes: (i) Caribemar de la Costa SAS E.S.P. por un valor 5.132 millones; (ii) Empresas Públicas de Medellín por un monto de 11.194 millones de pesos; (iii) Air-e, con 4.571 millones de pesos; (iv) Proenergy por un valor de 8.289 millones de pesos; y (v) XM S.A. E.S.P., como administrador del mercado de energía MEM, por un monto de 42.845 millones de pesos. Frente a XM S.A. E.S.P., debe indicarse que el saldo de su cuenta por cobrar incluye la cartera diferida de bolsa por un valor de 2.037 millones de pesos, de acuerdo con la Resolución 101029 de 2022¹⁰ de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, a la cual se acogieron los comercializadores de energía. El inventario asciende a la suma de 450,7 millones de pesos y está representado, principalmente, en materias primas para la generación de energía. En la Tabla 6, se detalla por rubro el inventario al cierre de la vigencia 2022.

Tabla 6. Inventarios consolidados 2022

(Cifras en millones de pesos)

Rubro	Monto
Carbón en Plantas de Generación	272.331
Carbón en Mina Las Palmeras	87.833
Materiales y suministros	84.184
En poder de terceros	5.454
En tránsito	899

Fuente: Gecelca (2022).

¹⁰ Por la cual se adoptan medidas transitorias para ajustar los precios e indexadores de contratos de energía de largo plazo y diferir las obligaciones de pago de los comercializadores.

En cuanto al activo de largo plazo, con una concentración histórica del 84,1 % dentro del activo total, se encuentra representado en mayor cuantía, por la propiedad planta y equipo dentro de la cual aproximadamente el 90 % del total de activos fijos, como plantas de generación, entre otros, se consideran productivos y, suman 1,84 billones de pesos. Seguido se encuentran los vinculados económicos, es decir por las participaciones accionarias y económicas que Gecelca tiene sobre la sociedad Tebsa. A corte fiscal 2022, estos representaron un total de 661.876 millones de pesos.

Los pasivos de Gecelca, con una concentración histórica del 83,6 % en el largo plazo, se incrementaron al pasar de 2,01 billones de pesos en 2021 a 2,31 billones de pesos al cierre de 2022. Se estima que, a diciembre de 2023, con la financiación pretendida los pasivos totales asciendan a 2,52 billones de pesos. Este incremento del 15 % correspondería al comportamiento que registraron las cuentas de préstamos por pagar en el rubro de financiamiento interno, el cual asciende a los 1,4 billones de pesos, como se puede validar en la Tabla 7.

Tabla 7. Saldos de capital por pagar a entidades financieras

Entidad financiera	Monto en millones de pesos colombianos	Moneda en la que se adquirió el pasivo
Bancolombia Panamá ^(a)	447.245	USD
Bancolombia	419.052	Pesos colombianos
Davivienda	249.999	Pesos colombianos
Banco de Bogotá	102.000	Pesos colombianos
Banco de Bogotá	142.000	Pesos colombianos
Banco de Occidente	44.000	Pesos colombianos
Total	1.404.296	

Fuente: Gecelca (2023).

Nota ^(a): A corte del 31 de diciembre del 2022 el saldo de capital por pagar a Bancolombia Panamá es de USD 93 millones.

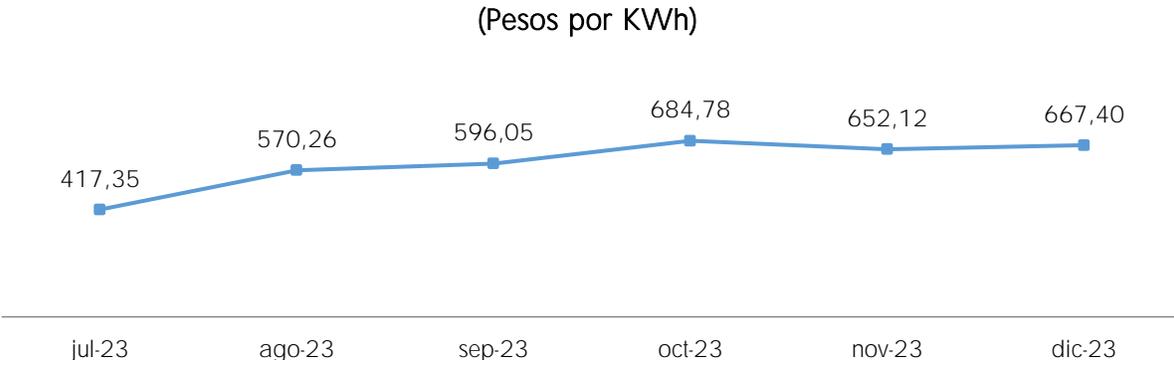
Otro de los pasivos más representativos de la empresa, son las cuentas por pagar a proveedores, que al cierre del 2022 se incrementaron en más de 300 mil millones de pesos, como producto de contabilizar el efecto neto de las obligaciones adquiridas por el contrato marco con Ecopetrol (las cuentas por pagar derivadas del contrato marco para la atención de la demanda de Ecopetrol al cierre del año 2022 correspondieron a 116.574 millones de pesos, mientras que al cierre del año 2021 este contrato no existía por lo que estas cuentas por cobrar por este concepto eran de 0 pesos); así como por mayores cuentas por pagar por el suministro del carbón (al corte de la vigencia 2022 las cuentas por pagar por carbón

ascendieron a 150.121 millones de pesos, mientras que al cierre de la vigencia 2021 el mismo concepto correspondió a 11.238 millones de pesos); y a la tendencia del pasivo por concepto de compra del suministro de carbón. Con relación a lo último, se espera que tal pasivo se modifique en el tiempo conforme suceda la transformación de la Central Termogujira a Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), en el marco de la política de Transición Energética Justa del Gobierno nacional.

Dicha transformación también traerá unas utilidades negativas por el orden de los 150.459 millones de pesos, para los periodos 2026 y 2027, pérdidas generadas por los gastos financieros de las operaciones de endeudamiento que se espera adquirir para apalancar las inversiones en proyectos enmarcados en el proceso de transformación energética y de diversificación de la matriz de generación de energía. Dichas pérdidas que son de carácter temporal y cuya recuperación se proyecta por medio de la operación y la generación de utilidades positivas de estos mismos proyectos.

En línea con las ventas históricas de la empresa, entre los años 2018 y 2022 se evidencian tendencias positivas. En 2022 los ingresos operacionales a corte del 31 de diciembre cerraron en 1,4 billones de pesos. Se prevé que esta cifra, registre un aumento proyectado para el cierre 2023, con 2,09 billones de pesos, como consecuencia de un mayor precio de la energía (ver Gráfico 11), y una cantidad de venta de energía superior frente a la del 2022. La proyección de los precios de bolsa para el año 2023 considera las cifras reales a corte de mayo y estimados de junio a diciembre 2023.

Gráfico 11. Precios de bolsa proyectados para el segundo semestre 2023



Fuente: Gecelca (2023).

El precio de bolsa proyectado para el segundo semestre del año 2023, junto con el restablecimiento operativo de la unidad Gecelca 3 para el último trimestre del año, explica el incremento de ingresos proyectados para 2023 por 683 mil millones de pesos, de los

cuales: (i) por contratos de ventas ya suscritos son 154 mil millones de pesos (23 %); (ii) por ventas de energía en la bolsa hay 518 mil millones de pesos (76 %); y (iii) por ventas de gas corresponden 11 mil millones de pesos (1 %). A corte de mayo de 2023, se han causado 147 mil millones de pesos por concepto de venta de energía en bolsa y se espera que para el resto de año se causen 679 mil millones de pesos más, como consecuencia principalmente de los altos precios de bolsa y de la mayor disponibilidad de las unidades de generación en el último trimestre del año, para un total de 826 mil millones de pesos.

Se proyecta que dicho comportamiento se mantenga hasta el año 2027. Sin embargo, debido a la transición energética de la central Termoguajira, consistente en la renovación de las unidades que la componen para generar con FNCER, en el marco de la Política de transición energética justa del Gobierno nacional y del *Plan estratégico de la empresa*, se espera que se produzca un cambio en la estructura de costos que incida en una estabilidad del margen operacional, así como un incremento en la eficiencia de la operación, que posibilite que la disminución de los costos y gastos de la operación sea más que proporcional a la disminución de los ingresos.

Sobre lo anterior, se espera que el promedio de ingresos de la empresa entre 2024 y 2027, sea de 2,41 billones de pesos, mientras que el promedio de los ingresos entre 2028 y 2033 descienda a 1,65 billones de pesos, lo que implica una disminución del 32 % en ese rubro. Así también, se prevé que el costo y gasto operacional promedio entre 2024 y 2027 sea de 2,24 billones de pesos, mientras que el costo y gasto operacional del 2028 al 2033 sea de 1,39 billones de pesos; lo que se traduce en una disminución del 38 %.

Por lo anterior, el año 2027 se convierte en un año de transición gracias a la entrada de los nuevos proyectos estimados para el año 2028. A ese respecto, en el año 2027 se proyectan pérdidas por 71 mil millones de pesos producto, principalmente, de los mayores gastos financieros correspondiente a los intereses de los créditos contraídos por la empresa. Se estima que tales pérdidas sean revertidas en los 2 años siguientes (2028 y 2029) con una utilidad promedio anual de 85 mil millones de pesos, producto del ajuste a la baja esperado en la estructura de costos, gracias al cambio tecnológico y operativo, que incidirá en el margen operacional del 10 % promedio anual mencionado anteriormente.

En conclusión, como puede estimarse a partir de la información del Gráfico 12, a partir del 2028 la nueva estructura de ingresos y costos fortalece el margen operacional, ubicándose en un promedio del 10,85 % desde el 2024 y hasta el 2034.

Gráfico 12. Estructura de ingresos y gastos históricos y proyectados



Fuente: Gecelca (2023).

De igual manera se espera que la utilidad neta durante el primer semestre del año 2023 registre un valor negativo de 88 mil millones de pesos, que se traduzca en un acumulado negativo estimado, a diciembre 31, de 61 mil millones de pesos. Al considerar una recuperación positiva en la relación de costos e ingresos para los siguientes 10 años, Gecelca espera un comportamiento de su margen neto promedio de 6 % de rentabilidad para el periodo proyectado, considerando la entrada de los proyectos de transición energética asociados a la renovación de la central Termoguajira, en el marco de la Política de transición energética justa del Gobierno nacional y del Plan Estratégico de la empresa.

Dadas las cifras históricas, tanto de nivel de ingresos como de la generación de utilidad de la empresa, se puede observar que la condición financiera actual de Gecelca tiene fundamento en los efectos negativos del incremento en el costo de materias primas como el carbón y el incremento del precio de energía en la bolsa en momentos de indisponibilidad por mantenimientos de las unidades de generación. Estas situaciones, aunadas a la probable ocurrencia del fenómeno de El Niño, ponen en amenaza, no solo la continuidad de la operación de Gecelca, sino también la confiabilidad de la matriz de generación del SIN. Justo por ello, Gecelca demanda recursos financieros para darle continuidad a la operación de sus plantas, honrar sus contratos de venta de energía y demás obligaciones conexas.

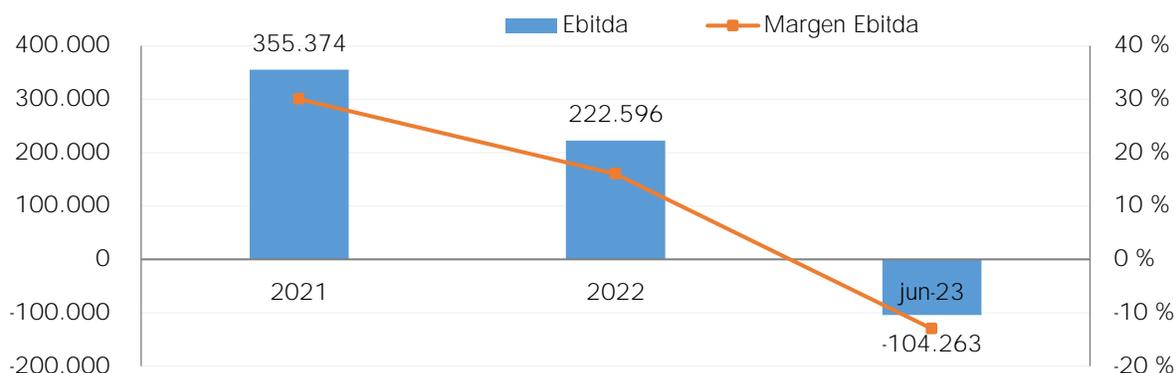
La actividad principal de Gecelca se sustenta con la capacidad de generación operativa de efectivo, con financiación de créditos con terceros y con los dividendos a recibir en noviembre de 2023 por las acciones de la empresa en Tebsa. Sin embargo, dado que la generación de caja operativa ha sido negativa en la vigencia 2023, el crédito con garantía de la nación, permitirá solucionar los problemas de liquidez de la empresa en el corto plazo con miras a adquirir la materia prima para generar energía y operar las plantas ante expectativas de un fenómeno de El Niño para el segundo semestre del 2023 y primer trimestre

2024; mientras que en el mediano plazo permitirá consolidar la operación y seguir apoyando los nuevos proyectos en el marco del proceso de transición energética del país.

Debido al deterioro acelerado de los resultados operacionales durante la primera mitad del año 2023, el nivel de liquidez de Gecelca se ha visto fuertemente comprometido al registrar niveles deficientes en indicadores como la razón corriente, arrojando resultados inferiores a 1 durante el año 2022 y el primer semestre del 2023. Por estos motivos, ha sido necesario recurrir a la obtención de recursos para financiar de forma transitoria el capital de trabajo a través de diferentes modalidades como: (i) acuerdos de pago; (ii) créditos de tesorería; (iii) anticipación de la venta de energía pactada para los periodos 2024 y 2025; y (iv) la gestión de recaudo de los dividendos por su participación accionaria en Tebsa.

Por lo anterior, se observa que estos resultados de la operación de la compañía para 2023 han impactado el flujo de caja y, por consiguiente, la capacidad y de generación de efectivo se ha visto limitada para hacer frente a sus obligaciones en el corto plazo, así como para continuar con su operación de generación de Utilidad antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (Ebitda)¹¹ y de la venta de energía.

Gráfico 13. Ebitda y Margen Ebitda 2021-2022, parcial junio 2023



Fuente: Gecelca (2023).

Dicho lo anterior y frente a las necesidades de caja de la empresa, el nivel de endeudamiento de la compañía se ha incrementado sustancialmente. Las obligaciones financieras a cierre del año 2022 ascendieron a 1,43 billones de pesos, y se estima que, a corte de diciembre de 2023 dichas obligaciones estén en el orden de los 1,61 billones de pesos, lo que refleja un incremento 15 % en el nivel de endeudamiento de la empresa.

Gecelca demanda también recursos líquidos por las transacciones que se originan entre los diferentes agentes en el mercado de energía, incluyendo las compras de energía en bolsa

¹¹ Ebitda por las iniciales de su nombre en inglés: *Earnings Before Interest Taxes Depreciation and Amortization*.

y las garantías exigibles que deben respaldar estas transacciones, así como las exigencias de los proveedores de combustibles. Esta condición profundiza la necesidad de contar con los recursos líquidos para continuar operando.

Gráfico 14. Ebitda y Servicio de la Deuda 2023 - 2034 Cobertura de la deuda



Fuente: Gecelca (2023).

Es importante resaltar que conforme a las condiciones financieras de Gecelca y las proyecciones elaboradas por esta misma, la empresa está ante una situación coyuntural de riesgo de liquidez en la que las pérdidas del periodo 2023 serán compensadas por el capital fiscal, y que, una vez recuperada su eficiencia operacional se entrará a generar resultados positivos en el mediano plazo. Tales márgenes de rentabilidad permitirán el cumplimiento de sus obligaciones y compromisos operacionales.

En la proyección de la amortización de la deuda, la empresa realiza pagos de capital a una razón promedio de 150 mil millones de pesos por año y paga intereses de 130 mil millones de pesos por año. La acumulación de requerimientos de efectivo para cubrir el servicio de la deuda se observa en 2024 y es generado por el pago del crédito tipo *bullet* suscrito con el Banco Davivienda por 250 mil millones de pesos. A partir del año 2028 se espera que inicie la amortización de los créditos que financiarán los proyectos de transición energética en Termoguajira.

Como se evidencia en el Gráfico 14 hay periodos deficientes en la razón Ebitda-Servicio de la deuda que arroja valores inferiores a 1, principalmente en el periodo de transición de Termoguajira en el que se empieza a atender el servicio a la deuda originada por nuevos proyectos en La Guajira sin haber iniciado su operación. No obstante, se prevé que el indicador este apalancado en la posibilidad de una mayor capitalización por efectos de la transición energética.

Sin embargo, la liquidez para el servicio a la deuda provendrá no solo de la generación interna de recursos de cada periodo, sino también del saldo de caja de periodos anteriores, y de los dividendos, que se relacionarán con las participaciones accionarias en asociadas, entre otras estrategias. Así, se prevé que todo lo anterior aporte la liquidez

necesaria para que la empresa opere y honre sus obligaciones, entre esas, la operación de crédito que se desea adquirir gracias a la garantía soberana de la nación.

Por lo anterior, si bien en los resultados del indicador se observa un valor inferior a 1 para el año 2028 este comportamiento es coyuntural debido a lo antes explicado en relación con el supuesto de amortización de la deuda para la renovación de la central Termoguajira, y se espera que tales resultados se normalicen con la madurez de la operación de los nuevos proyectos en Termoguajira desde el 2029. En el mismo sentido, como se evidencia en la Tabla 8, en sus proyecciones de flujo de caja, la empresa cuenta con saldos de caja a 31 de diciembre para cada periodo positivos (2024-2028) luego de cubrir del servicio de la deuda y la operación.

Tabla 8. Saldos en caja para los periodos en riesgo de liquidez
(Millones de pesos)

Saldo	2024	2025	2026	2027	2028
Flujo de caja neto	-1.842	113.218	-9.120	-85.518	-5.961
Saldo inicial disponible	35.507	33.664	146.882	137.762	52.244
Saldo final disponible	33.665	146.882	137.762	52.244	46.283

Fuente: Gecelca (2023).

Teniendo en cuenta el contexto descrito, y con el fin de garantizar la mejor administración de sus recursos, así como el cumplimiento a tiempo de sus obligaciones la empresa planea incorporar y mantener las siguientes estrategias. En primer lugar, en materia de dividendos a favor, la compañía procurará y gestionará la mayor cantidad de dividendos posibles de las compañías en las que tenga participación accionaria, principalmente en la sociedad Tebsa. Así también, en relación con la reserva de utilidades, para el periodo 2023-2028 se pondrá a consideración de la Asamblea General de Accionistas de la empresa, la reserva de las utilidades en caso de que en tal periodo se generen. Ello tiene el propósito de procurar que los recursos que se generan en esos años puedan contribuir a la amortización de las obligaciones financieras de la compañía.

Por su parte, en el caso de nuevos proyectos de crecimiento, la compañía considerará una estructura de capital que maximice el valor del retorno de la inversión y asegure el cumplimiento de las obligaciones que se contraigan por ese motivo. En cuanto al manejo de la deuda contraída, la empresa realizará un detallado seguimiento a la generación de recursos de la operación y a su nivel de compromisos, de modo que, en caso de ser necesario, se puedan adelantar las gestiones que permitan re perfilar alguno de los compromisos para su atención oportuna.

Por último, debe mencionarse que sin proyectos nuevos la razón deuda-Ebitda de la empresa vuelve a niveles de 2,5 o menos luego del 2024. No obstante, con la incorporación de nuevos proyectos, aun en un escenario conservador, se requiere de mayor endeudamiento.

El 21 de abril de 2023, *Value & Risk Rating*, mantuvo la calificación AA- (Doble A Menos) a la capacidad de pago de Gecelca (V&R, 2023). En la calificación, se incluye un escenario de contratación de deuda con operaciones de crédito público hasta por 350.000 millones de pesos, los cuales se contemplan como deuda adicional a la ya contratada y vigente, que asciende a los 1,44 billones de pesos.

En su comunicado, *Value & Risk* manifiesta que a partir de los análisis realizados pudo determinar que Gecelca alcanzaría un nivel máximo de endeudamiento del 62,71 % en el periodo comprendido entre 2023 y 2027, con un indicador de cobertura de deuda a partir de su Ebitda entre 0,75 y 1,34 veces, como lo referencia el comunicado de tal calificadora (V&R, 2023).

De igual manera, en el antedicho comunicado la calificadora reconoce que el endeudamiento adicional no generará deterioro en el perfil de riesgo o presiones mayores a la estructura financiera (V&R, 2023), y hace referencia al fuerte respaldo que otorga la garantía soberana a la deuda contraída en 2016, por 250.000 millones de pesos, así como a la que se pretende adelantar en 2023, por 350.000 millones de pesos.

3.4. Paz y salvo con la nación y contragarantías

La a Dirección General de Crédito Público y Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, mediante oficio No. 2-2023-046322 del 30 de agosto 2023 (Anexo B) manifestó que la empresa Gecelca S.A. E.S.P no tiene deuda a favor de la Nación por concepto de créditos de presupuesto y acuerdos de pago y la deuda interna contratada con garantía de la Nación, a la fecha se encuentra al día en las obligaciones de pago.

Asimismo, según el oficio Nro. 2-2023-047814 del 7 de 2023, expedido por la misma Dirección (Anexo C), de acuerdo con el estudio realizado por la Subdirección de Riesgo de la Dirección General de Crédito Público y Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, las contragarantías ofrecidas por Gecelca S.A. E.S.P presentan la suficiencia requerida por la nación y en tales circunstancias, en las condiciones observadas, considera viable su aceptación.

3.5. Evaluación de las alternativas de financiación y justificación de la fuente seleccionada

Gecelca tiene una cantidad limitada de recursos financieros disponibles para cubrir sus operaciones y proyectos en curso. Los resultados coyunturalmente negativos de la empresa y su alto nivel de endeudamiento han reducido considerablemente su margen de maniobra, agotando su cupo de crédito y dificultando las negociaciones con proveedores y poniendo en riesgo el desarrollo de los nuevos proyectos asociados a la renovación de la Central Termoguajira, en el marco de la Política de transición energética justa del Gobierno nacional y del Plan estratégico de la empresa.

A pesar de que se han tomado medidas, tras la difícil situación desde comienzos del año 2023, estas son transitorias, y teniendo en cuenta las limitadas opciones disponibles para obtener liquidez, resulta imprescindible que la empresa recurra a la financiación proporcionada por la banca comercial. Esta alternativa se ajusta a los requisitos necesarios en términos de agilidad en la preparación, negociación y formalización de la operación crediticia. Así, el nivel de endeudamiento actual y el proceso de transición energética obligan que los recursos que se necesitan en la actualidad sean financiados con deuda de largo plazo, para asegurar la disponibilidad de recursos en el flujo de caja requeridos para la operación de la empresa y la prestación del servicio de energía eléctrica.

4. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA

4.1. Objetivo general

Asegurar la disponibilidad de recursos de generación de la empresa Gecelca para disminuir los riesgos de potenciales desabastecimiento de energía en el país en momentos de baja hidrología

4.2. Objetivos específicos

OE1. Financiar el desarrollo de mantenimientos a las unidades de generación de la empresa para evitar su indisponibilidad y las consecuentes interrupciones en la operación

OE2. Financiar las actuales necesidades de liquidez de la empresa en relación con el pago de bienes y servicios que requiere para contribuir a la confiabilidad del servicio de energía eléctrica

4.3. Componentes

4.3.1. Componente 1. Financiamiento del desarrollo de mantenimientos a las unidades de generación de la empresa para evitar su indisponibilidad y las consecuentes interrupciones en su operación

A continuación, se presentan, de manera indicativa, las principales actividades relacionadas con los mantenimientos de las centrales de generación operadas por Gecelca y que hacen parte del presente componente. Como se verá, están relacionadas con las unidades de generación de las centrales Termoguajira y Gecelca 3, mientras que las actividades de mantenimiento se llevarán a cabo durante el último trimestre de 2023 y estarán a cargo de la Vicepresidencia de Generación de la empresa. Se estima que las citadas actividades tengan un costo de 150.000 millones de pesos.

Central Termoguajira: unidad I

Del 12 de junio al 6 de julio del 2023, la unidad TGJ01 estuvo en mantenimiento programado anual, dentro del cual se ejecutaron un total de 588 actividades, con un costo de 2.500 millones de pesos¹². Las actividades más relevantes realizadas durante el mismo abarbaron: (i) lavado a presión con *hidrojet* de tubos del condensador; (ii) inspección de ebonitado del condensador; (iii) cambio de rotor de ventilador de tiro forzado B; (iv) mantenimiento bomba condensado A; (v) inspección de ductos de aire y gases; (vi) inspección de *penthouse* de caldera; (v) inspección de precalentadores de aire regenerativo; (vi) cambio de bujes de la bomba de condensado B; (vii) extracción de ceniza del *penthouse* de caldera; (viii) prueba en línea de rociadores del transformador principal; (ix) mantenimiento general a válvulas de control; (x) limpieza de barraje 6,9 kilovoltios; (xi) mantenimiento general del motor de bomba centrífuga elevadora de presión *Agua Mar A*; (xii) ejecución de pruebas eléctricas *offline* de motores de media tensión; y (xiii) montaje del relé Transformador de puesta a tierra.

Ahora bien, aunque las antedichas actividades son de gran importancia para el mantenimiento de la unidad, a la fecha está pendiente por ejecutar otras más, cuya implementación será apalancada por los recursos de la operación de crédito relacionada con este documento y constituyen parte del componente 1 del programa.

Se estima que las actividades pendientes por ejecutar en relación con la unidad tengan un costo de 1.500 millones de pesos y se realicen en el mes de diciembre de 2023, estas comprendan: (i) implementar un sistema de detección del nivel de agua en el cuello del condensador con *auto-reset* sobre las bombas de agua de reposición; (ii) medir los espesores en las paredes del hogar de las calderas, con el fin de poder establecer el perfil de desgaste general de los tubos y definir las áreas que requerirían ser reemplazada; (iii) realizar auditorías externas periódicas al control químico del ciclo agua-vapor; (iv) habilitar los analizadores en línea de los parámetros químicos con alarmas en sala de mando que

¹² Este monto ya fue ejecutado y no es tenido en cuenta en el cálculo del monto a solicitar en la operación de crédito que motiva este documento.

permitan identificar oportunamente variaciones en el ciclo agua-vapor; y (v) desarrollar un programa de reentrenamiento, enfocado en la gestión del conocimiento para fortalecer las competencias técnicas del personal, en cuanto al cumplimiento de los procedimientos operación y mantenimiento, en especial de equipos críticos.

Central Termogujira: unidad II

Del 15 de marzo al 9 de abril de 2023 la unidad TGJ02 salió a mantenimiento programado semestral, durante el mismo se ejecutaron un total de 389 actividades, que costaron 2.500 millones de pesos¹³ y, entre otras, comprendieron: (i) termografía, lavado y boroscopia de tubos de SH secundario; (ii) inspección y reparación del techo de caldera; (iii) reparación de válvula TV de turbina; (iv) inspección con corrientes de Eddy de condensador; (v) inspección y mantenimiento de precipitador; (vi) inspección interna de tambor, y corte de cupones para inspección y análisis en hogar de las calderas, y sobrecalentadores primario, secundario y terciario; (vii) lavado interno de condensador, tanque de agua de alimentación, enjuague por inmersión parcial de rotores de turbina, enjuagues de caldera, enjuagues del circuito de sobrecalentamiento y monitoreo de parámetros químicos; y (viii) inspección detallada del sobrecalentador secundario y cambio de tubos que presenten abombamiento u otro defecto que pueda comprometer su confiabilidad.

Así también, se ejecutaron actividades de: (ix) circulación de agua por el circuito de sobrecalentamiento para monitoreo de parámetros químicos a la salida, e inspección simultánea por detección de flujo por ultrasonido (*ultraprobe*) y cámara termográfica con el fin de establecer tubos obstruidos; (x) corte y lavado interno de tubos obstruidos, con agua proveniente de las bombas de agua de alimentación, en el sobrecalentador secundario; (xi) normalización de tubos cortados; y (xii) corte de la tubería de vapor principal, e instalación de dispositivo temporal para realizar soplado con vapor del circuito de sobrecalentamiento a fin de expulsar partículas sólidas que podrían llegar a turbina.

Por otra parte, durante el mantenimiento programado semestral realizado del 29 de julio al 5 de agosto de 2023 se ejecutaron las siguientes 9 actividades que costaron 1.100 millones de pesos: (i) prueba hidrostática e inspección de caldera; (ii) cambio de tramos de tubería en nariz inferior; (iii) inspección del *penthouse* de caldera; (iv) inspección de parrillas SH2; (v) prueba de hermeticidad de RH; (vi) inspección de precipitador electrostático; (vii) reparación del transportador de ceniza pesada; (viii) trabajos en válvula gobernadora de turbina; y (ix) instalación de transformadores de potencial-frontera.

¹³ Este monto ya fue ejecutado y no es tenido en cuenta en el cálculo del monto a solicitar en la operación de crédito que motiva este documento.

En el mismo sentido que con la unidad I de la central Termoguajira, está pendiente ejecutar varias actividades de mantenimiento, que se prevén realizar una vez se dispongan de los recursos requeridos. Se prevé que tales actividades tengan un costo de 6.000 millones de pesos y se realicen en el mes de diciembre a cargo de la Vicepresidencia de Generación de la empresa de 2023, así como que se ejecuten , y comprendan: (i) implementar un sistema de detección del nivel de agua en el cuello del condensador, con *auto-reset* sobre las bombas de agua de reposición; (ii) medir los espesores en las paredes del hogar de las calderas, con el fin de poder establecer el perfil de desgaste general de los tubos y definir las áreas que requerirían ser reemplazadas; (iii) ejecutar auditorías externas periódicas al control químico del ciclo agua-vapor; (iv) habilitar analizadores en línea de los parámetros químicos con alarmas en sala de mando que permitan identificar oportunamente variaciones en el ciclo agua-vapor; y (v) comprar tubería para re entubar las cámaras superiores en el condensador.

Central G3

La ruta crítica del mantenimiento está concentrada en los trabajos que se realizan en los rotores y partes requeridas para la finalización del montaje de la turbina, por lo cual, a la fecha, se tiene proyectada la puesta en servicio de la unidad en el último trimestre de 2023. Se prevé que tales actividades tengan un costo de 130.000 millones de pesos, y que, comprendan intervenciones sobre el Rotor HP-IP y el Rotor LP de turbina. Así también se estima realizar estas actividades en el último trimestre del año 2023 y que se ejecuten a cargo de la Vicepresidencia de Generación de la empresa.

En relación con el Rotor HP-IP, que se encuentra en reparación en EU-Richmond, a corte del 30 de junio de 2023, las actividades de mantenimiento más relevantes para su reparación comprenden: (i) realizar la inspección, pruebas y ensayos no destructivos de componentes del rotor HP-IP; (ii) llevar a cabo el ciclo de enderezado al rotor, presentándose una disminución del 30 % del valor de la deflexión inicial, y realizando la corrección definitiva se mediante maquinado; (iii) remover el material afectado, aportar el material nuevo por soldadura, alivios térmicos y ensayos no destructivos; (iv) realizar maquinado de las raíces de los álabes del rotor afectados con corrosión; (v) reparar los álabes nuevos para las etapas 14, 15, 16, 17 y 18; (vi) instalar y fijar álabes; (vii) realizar maquinado final de banda de sello perimetral (*shrouds*); (viii) llevar a cabo un balanceo de alta velocidad del rotor; (ix) realizar ensayos no destructivos posteriores; y (x) finalizar la reparación del bloque de toberas.

Por su parte, para el Rotor LP de turbina, que se debe reparar en VA-Richmond, se prevé realizar las siguientes actividades: (i) realizar una inspección inicial, limpieza por *sandblasting* y escaneo 3D de piezas; (ii) remover los álabes del rotor ejecutándose ensayos

no destructivos para confirmar la necesidad de reconstrucción de raíces afectadas; (iii) medir el *runout* del rotor para confirmar que no exista deflexión en este; (iv) remover mediante maquinado las zonas de raíces de álabes a reconstruir por soldadura, dada la realización de preparativos para el aporte de soldadura; (v) aplicar soldadura de relleno en etapas a intervenir del rotor LP; (vi) realizar maquinado preliminar y END para confirmar ausencia de imperfecciones en soldadura aplicada; (vii) pulir manualmente, para eliminar las indicaciones en *stipples* de las etapas L-0 e L-1 en el lado rotor HIP y en el lado generador; (viii) realizar maquinado de apertura tipo ventana para insertar álabes en la etapa R1 del lado HIP y en la etapa R2 del lado generador; (ix) instalar alabes y realizar maquinado final; (x) llevar a cabo un balanceo de alta velocidad (*high speed balance*); (xi) adquirir los repuestos para el montaje de los rotores en sitio; (xii) reparar la carcasa y diafragmas de baja presión en sitio; y (xiii) montar y poner en marcha la turbina.

Central G3.2

Se prevé que la ruta de mantenimiento de esta unidad se ejecute en el mes de diciembre de 2023 a cargo de la Vicepresidencia de Generación, tengan un costo de 12.500 millones de pesos, e incluya: (i) medir los espesores en paredes del hogar de las calderas, con el fin de poder establecer el perfil de desgaste general de los tubos y definir las áreas que requerirían ser reemplazadas y/o cubiertas con refractario; (ii) cambiar el refractario al nivel 18k; (iii) inspeccionar la tubería en el hogar de la caldera mediante *vertiscan* electromagnético, así como reparar las tuberías de paredes o paneles que se encuentren con bajo espesor; (iv) medir los espesores UT al calentador HP número 3; (v) taponar tubos con indicaciones de bajo espesor en el calentador HP número 3; (vi) medir los espesores del condensador mediante corrientes inducidas, y (vii) inspeccionar estado del asiento y actuador del *Bypass* HP.

Asimismo, las actividades también comprenden: (viii) realizar trabajos de reparación en las tuberías de las paredes o paneles de la caldera, siempre que aplique; (ix) cambiar la junta flexible del ducto de aire secundario del lado generador de la pared trasera nivel 18k; (x) cambiar la posición de las válvulas de drenaje de caldera la mal instaladas; (xi) detectar el deterioro temprano de sensores de vibración, expansión y velocidad del Sistema de protección por vibraciones de la turbina TSI; (xii) cambiar los actuadores motorizados de válvulas de aire secundario; (xiii) cambiar los actuadores motorizados de las válvulas de drenaje de caldera; (xiv) inspeccionar y/o reparar la válvula de corte de atemperación SH; (xv) habilitar la operación remota y automática de la válvula de drenaje de caldera; (xvi) realizar pruebas eléctricas de los transformadores principales y auxiliares que son requeridos por el generador para producir energía; (xvii) ejecutar pruebas eléctricas al generador; (xviii)

inspeccionar el precipitador electrostático; y (xix) realizar mantenimiento preventivo a los barrajes de baja tensión en el cuarto de distribución.

4.3.2. Componente 2. Financiamiento de las necesidades de liquidez de la empresa en relación con el pago de bienes y servicios que requiere para contribuir a la confiabilidad del servicio de energía eléctrica

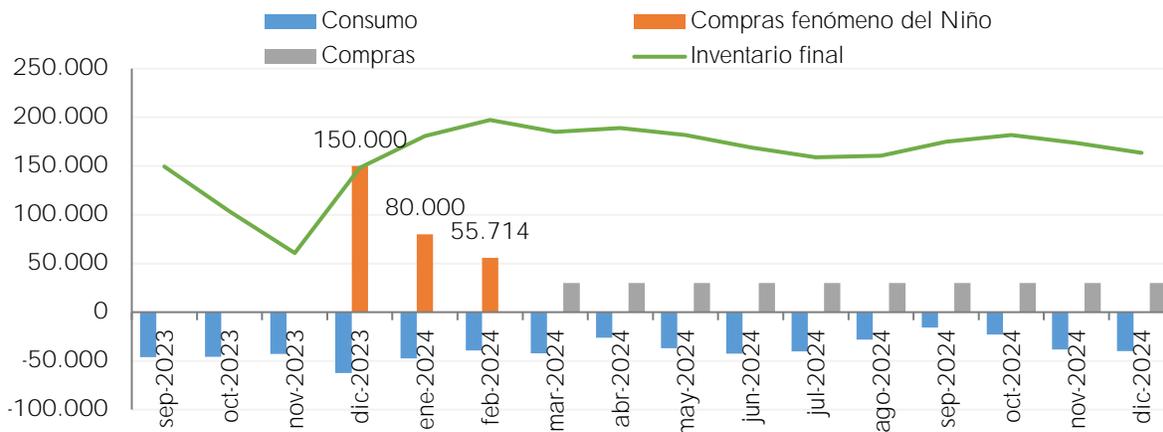
El componente dirigido a mantener la operación de la empresa tiene un costo de 200.000 millones de pesos, que se utilizarán, principalmente, para adquirir los suministros de bienes y servicios necesarios para la operación y continuidad del servicio de generación y comercialización de energía. Se prevé que las actividades del componente sean llevadas a cabo por la Vicepresidencia de Comercialización y Administrativa de la empresa en el periodo comprendido entre enero y marzo de 2024.

Dentro de estos bienes y servicios se incluyen materias primas necesarias para la operación de la compañía, como el combustible. Dado que como se mencionó antes, el poder calorífico mínimo del carbón que pueden utilizar las unidades de Termoguajira es de 11.000 BTU/lb, y que, por esta característica, así como por la ubicación de la central, esto implica que se use carbón tipo exportación; debe mencionarse que el costo del combustible de la antedicha central se encuentra ligado a la variación del precio internacional del carbón térmico.

En ese sentido, de acuerdo con la información remitida por Gecelcalos precios de los contratos suscritos de suministro de carbón térmico y requeridos para garantizar el servicio de energía eléctrica y mantener niveles de inventario óptimos ante expectativas de un fenómeno de El Niño para el verano 2023-2024, contemplan un rango de precios entre 944.000 pesos y 980.000 pesos por Tn para el caso de Termoguajira, y de entre 186.000 pesos y 205.000 pesos por Tn, para el caso de G3 y G3.2.

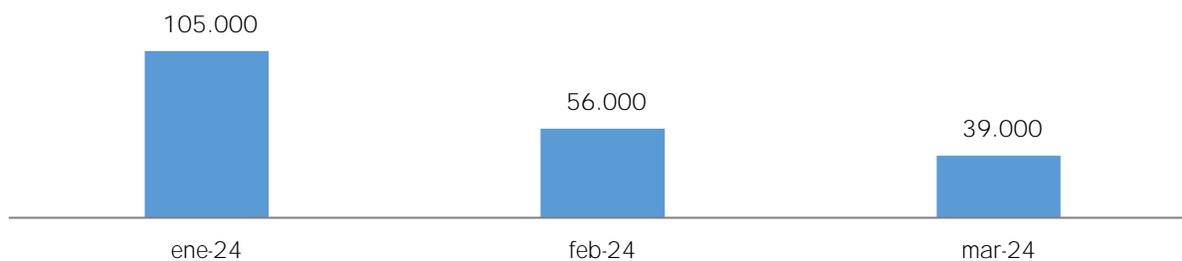
Aclarado lo anterior, el Gráfico 15 se presenta el detalle estimado de las compras y consumos de carbón de la central Termoguajira, mientras que en el Gráfico 16 se puede revisar el costo estimado de las citadas compras. Así, se estima que, para mantener la operación de la empresa, entre diciembre de 2023 y febrero de 2024 se compren 285.714 Tn de carbón con las características antes descritas. Lo último, siempre que tal compra permitirá mantener el nivel de inventario de carbón necesario para prestar el servicio de generación de energía eléctrica ante el probable Fenómeno del Niño.

Gráfico 15. Estimación de compras y consumos en de carbón en Termoguajira (Tn)



Fuente: Gecelca (2023).

Gráfico 16. Costo estimado de compras de carbón para la central Termoguajira (Millones de pesos)



Fuente: Gecelca (2023).

4.4. Capacidad institucional y mecanismo de ejecución

Gecelca es una empresa de servicios públicos mixta, descentralizada del orden nacional, de nacionalidad colombiana, constituida como sociedad por acciones, del tipo de las anónimas, sometida al régimen general de los servicios públicos domiciliarios, la cual se encuentra sujeta al régimen presupuestal de las empresas industriales y comerciales del Estado por contar con una participación estatal del 99,99 %.

Teniendo en cuenta: (i) la autonomía operativa, administrativa y financiera de la empresa; (ii) su amplia experiencia en la prestación del servicio de generación y comercialización de energía y combustibles en el sector eléctrico y energético nacional; y (iii) su constante dinámica en el sector bancario, en el que ha gestionado y estructurado diferentes

operaciones de crédito público, algunas de ellas con garantía de la nación, la empresa será la encargada de tramitar directamente el crédito ante la banca comercial, así como de negociar los términos y condiciones para la ejecución y programación de desembolsos. Asimismo, tales términos y condiciones quedarán sujetos de autorización por parte de la Dirección General de Crédito Público del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Por su parte, el área de Gecelca encargada de la ejecución de los recursos que serán destinados para el incremento de la confiabilidad es la Vicepresidencia de Generación, que, como ordenador del gasto ejecutará aquellos contratos que se comprometan para tal fin. Así también, las áreas de la empresa encargadas de la ejecución de los recursos destinados para la adquisición de bienes y servicios necesarios para su operación es la Vicepresidencia de Comercialización y la Vicepresidencia Administrativa.

Ahora bien, una vez cumplidos los requisitos que permitan la autorización de la operación de endeudamiento, para efectos presupuestales, la Vicepresidencia Financiera velará por la incorporación de las apropiaciones presupuestales del ingreso de las operaciones del referido crédito, así como de las apropiaciones del gasto para la ejecución de los compromisos que se adquieran para el destino del mecanismo, así como para el servicio a la deuda y el aporte al Fondo de Contingencias de las Entidades Estatales (Foncontin). Sobre la ejecución de los recursos de la operación de crédito, debe indicarse que se realizará en un desembolso de 350.000 millones durante diciembre de 2023.

Por último es importante mencionar que, además de las razones ya descritas, los resultados de la empresa tras suscribir y ejecutar los recursos de la operación de crédito habilitada por el Documento CONPES 3873 *Concepto favorable a la nación para otorgar garantía a Gecelca S.A. E.S.P. para contratar operaciones de crédito público interno con la banca comercial hasta por la suma de 250.000 millones de pesos, destinados a financiar el cumplimiento de obligaciones con proveedores y la etapa final del proyecto Gecelca 3.2.*¹⁴, constituyen elementos para asegurar que Gecelca tiene la experiencia para ejecutar satisfactoriamente las actividades a financiar con los recursos de la operación de crédito que se tramitarían gracias a este documento.

Lo anterior, al contemplar que con ello la empresa adquirió la experiencia que le permitió: (i) dar cumplimiento a la Ley 448 de 1998¹⁵, al Decreto 1068 de 2015¹⁶ y a la

¹⁴ Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3873.pdf>.

¹⁵ Por medio de la cual se adoptan medidas en relación con el manejo de las obligaciones contingentes de las entidades estatales y se dictan otras disposiciones en materia de endeudamiento público.

¹⁶ Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Hacienda y Crédito Público.

Resolución 0932 de 2015¹⁷ del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, en lo referente a los aportes al Foncontin relacionados con los pasivos contingentes provenientes de operaciones de crédito; (ii) adelantar los trámites y gestiones necesarias ante el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Departamento Nacional de Planeación para la concreción de las operaciones de crédito, de acuerdo con la normativa vigente; (iii) adelantar las acciones necesarias para la incorporación de los recursos de crédito en sus presupuestos anuales con el fin de garantizar su ejecución según lo previsto; (iv) mantener su capacidad real de pago durante la vida de los créditos; y (v) adelantar las acciones necesarias para darle continuidad y mejorar permanentemente las medidas con las que cuenta para administrar su cartera y gestionar cobranzas. Esto último, dado que es la principal fuente de recursos para la gestión propia de su negocio y fuente pago de las obligaciones financieras que adquiera.

4.5. Costos del programa

El costo total del programa corresponde al valor del capital por 350.000 millones de pesos, así como a lo correspondiente a una tasa de interés estimada, expresada en términos Efectivo Anual (E.A.) pagaderos semestralmente en un plazo de 10 años en IPC + 6 puntos porcentuales (6,00 % E.A.). Como se mencionó anteriormente, estos recursos serán utilizados de la siguiente manera, y la empresa no cuenta con otra fuente de financiación para atender estas necesidades:

Tabla 9. Costos desagregados por componentes

Componente	Descripción	Valor	Peso porcentual (%)
1	Financiamiento del desarrollo de mantenimientos a las unidades de generación de la empresa para evitar su indisponibilidad y las consecuentes interrupciones en su operación	150.000	42,86
2	Financiar las actuales necesidades de liquidez de la empresa en relación con el pago de bienes y servicios que requiere para contribuir a la confiabilidad del servicio de energía eléctrica	200.000	57,14

Fuente: Gecelca (2023).

¹⁷ Por la cual se establecen las metodologías para la valoración de los pasivos contingentes provenientes de las operaciones de crédito público en las que la Nación actúe como garante, de que trata el Decreto número 3800 de 2005, y el cálculo de los aportes que deberá efectuar la entidad estatal que requiera dicha garantía de la nación.

4.6. Programación de desembolsos

Se proyecta que los recursos de la operación de crédito se entreguen a Gecelca mediante un único desembolso, previsto para el mes de diciembre de 2023, que ascenderá al valor total de los recursos a adquirir, a saber, 350.000 millones de pesos.

4.7. Seguimiento y evaluación

4.7.1. Indicadores del programa

El seguimiento a la implementación del programa descrito se estructurará en dos partes. Una primera, seguirá el esquema de seguimiento contemplado en el Documento CONPES 3873. Tal esquema contempla el seguimiento a través del indicador Ebitda, que da cuenta del porcentaje de beneficio obtenido por la compañía tras descontar intereses, impuestos, depreciación, y costos de operación. Igual que en el documento citado, la línea de base del indicador será 15,83 % y la meta a alcanzar será 12 %. Se espera que tal meta se logre en el 2024 con un indicador de 15 %.

En segunda instancia, se efectuará un monitoreo al perfil de la deuda de la empresa, lo que implica hacer seguimiento a la cantidad de deuda que esta tiene, así como a la manera en que ésta se distribuye en el tiempo. Este seguimiento permitirá medir la capacidad de pago de la empresa frente a sus acreedores, y frente a las inversiones que tiene mapeadas, y será realizará trimestralmente. Se espera que para 2029 la empresa alcance un valor igual o inferior a 3,00 en su indicador de Razón entre endeudamiento financiero y Ebitda.

Así también, se realizará el seguimiento por medio del indicador de Razón entre pasivo y activo, que responde al nivel de activos que están siendo financiados por medio de deuda. Se calcula dividiendo los pasivos totales sobre sus activos totales y multiplicándolo por 100, para obtener el porcentaje. La línea base es del 60,6 % y la meta es no superar un valor de 65 %. En caso de superar dicha meta, en 2 informes consecutivos, Gecelca deberá informar las razones por las cuales se sobrepasó el valor objetivo, y remitir un plan de acción a la Dirección de Participaciones Estatales del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, debido al cual se espera volver a la senda establecida.

Finalmente, todo el seguimiento se realizará trimestralmente, incluirá los indicadores presentados en la Tabla 10 y estará a cargo de la Dirección General de Participaciones Estatales del Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Tal seguimiento partirá de los informes trimestrales enviados por Gecelca, que, a su vez, darán respuesta sobre su desempeño financiero, de conformidad con lo previsto en Decreto 2384 de 2015¹⁸

¹⁸ Por el cual se modifica la estructura del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Tabla 10. Indicadores del programa

Indicador	Línea base	Meta final
Margen Ebitda	15,83 % en 2022	Superior al 12 % hasta finalizar el crédito
Razón entre endeudamiento financiero y Ebitda	6,43 en 2022	Menor o igual a 3,0 veces desde 2029
Razón entre pasivo y activo	60,64 % en 2022	Menor a 65 % hasta finalizar el crédito

Fuente: Gecelca (2023).

4.7.2. Estrategia de seguimiento

Como se indicó previamente, el seguimiento a los indicadores presentados en la Tabla 9 se hará trimestralmente y estará a cargo de la Dirección General de Participaciones Estatales del Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Tal seguimiento partirá de los informes trimestrales enviados por Gecelca, que, a su vez, darán respuesta sobre su desempeño financiero, de conformidad con lo previsto en Decreto 2384 de 2015.

5. RECOMENDACIONES

El Departamento Nacional de Planeación, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, y el Ministerio de Minas y Energía, recomiendan al Consejo Nacional de Política Económica y Social:

1. Emitir concepto favorable a la nación para que otorgue la garantía soberana a Gecelca, para que esta, a su vez, contrate operaciones de crédito público interno con la banca comercial hasta por la suma de 350 mil millones de pesos, destinados a financiar el mantenimiento en las unidades de generación y acuerdos de pago con proveedores de bienes y servicios requeridos por la empresa.
2. Solicitar a la Dirección General de Participaciones Estatales del Ministerio de Hacienda y Crédito Público realizar el seguimiento a la operación de crédito según lo estipulado por la subsección de seguimiento y evaluación del documento.
3. Solicitar a Gecelca:
 - a. Adelantar ante el Ministerio de Hacienda y Crédito Público los trámites necesarios para la obtención de la garantía y el otorgamiento de las contragarantías adecuadas a favor de la nación y a satisfacción del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, conforme lo establecen las normas vigentes. Las contragarantías deberán ser líquidas y fácilmente realizables. Así mismo, cumplir con los niveles de cobertura establecidos por dicho ministerio
 - b. Dar cumplimiento a la Ley 448 de 1998, al Decreto 1068 de 2015 y a la Resolución 0932 de 2015 del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, así como a las demás normas que las modifiquen, adicionen o sustituyan, en lo referente a los aportes al Fondo de Contingencias de Entidades Estatales relacionados con los pasivos contingentes provenientes de operaciones de crédito.
 - c. Adelantar los trámites y gestiones necesarias ante el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Departamento Nacional de Planeación para la concreción de las operaciones de crédito, de acuerdo con la normativa vigente.
 - d. Adelantar las acciones necesarias para la incorporación de los recursos de crédito en sus presupuestos anuales con el fin de garantizar el cumplimiento de las actividades descritas en la sección de componentes del documento.
 - e. Mantener niveles de liquidez adecuados o capacidad real de pago durante la vida de los créditos.

- f. Adelantar las acciones necesarias para darle continuidad y mejorar permanentemente las medidas con las que cuenta para administración de cartera y gestión de cobranzas, dado que es la principal fuente de recursos para la gestión propia de su negocio y fuente pago de las obligaciones financieras que adquiera.

ANEXOS

Anexo A. Certificado de paz y salvo



7.4.2 Grupo de Cartera



Radicado: 2-2023-046322
Bogotá D.C., 30 de agosto de 2023 17:10

Doctora
KAREN HENRIQUEZ LEAL
Vicepresidenta Financiera
GECELCA
khennriquez@gecelca.com.co
Bogotá D.C.

Radicado entrada
No. Expediente 38915/2023/OFI

Asunto: Paz y Salvo Obligaciones de Crédito Público Empresa GECELCA - Nación

Respetada doctora:

En atención a la solicitud presentada mediante oficio radicado en este Ministerio bajo el N° 1-2023-075514 el día 30 de agosto de 2023, atentamente nos permitimos informar que la Empresa GECELCA, identificada con el Nit 900.082.143, a la fecha, NO tiene deuda a favor de la Nación por concepto de Créditos de Presupuesto y Acuerdos de Pago.

De otra parte, la deuda interna de la Empresa GECELCA, contratada con garantía de la Nación, a la fecha, se encuentra al día en las obligaciones de pago. El próximo vencimiento es el 21 de octubre de 2023.

El presente documento tiene vigencia hasta el 20 de octubre de 2023.

Cordialmente,

GERMÁN SANABRIA MATEUS
Coordinador Grupo de Cartera
Dirección General de Crédito Público y Tesoro Nacional

APROBÓ: Germán Sanabria Mateus
ELABORÓ: Daicy Martínez Marzola

Firmado digitalmente por: EDGAR GERMAN SANABRIA MATEUS

Firmado digitalmente por: MINISTERIO DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO

Anexo B. Esquema de contragarantía



7.4. Subdirección de Financiamiento Otras Entidades Seguimiento, Saneamiento y Cartera

Señora
KAREN HENRIQUEZ LEAL
Vicepresidenta Financiera
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A. E.S.P.
Carrera 55 No. 72-109 Piso 9 Centro Ejecutivo II
Teléfono: (605) 3303000
Barranquilla – Atlántico



Radicado: 2-2023-047814
Bogotá D.C., 7 de septiembre de 2023 11:17

Radicado entrada 1-2023-047932
No. Expediente 5166/2023/GEA

Asunto: Respuesta a su oficio radicado en este Ministerio bajo los Nos. 1-2023-047932 y 1-2023-053726 del 6 y 26 de junio de 2023, respectivamente – Solicitud de Evaluación Contragarantía ofrecida para la financiación de recursos de largo plazo con garantía de la Nación por \$350.000 millones.

Respetada señora Henríquez:

En atención a la solicitud presentada mediante el oficio del asunto¹, y una vez efectuado el estudio de la viabilidad de la propuesta de contragarantías enviada por la Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P. ("GECELCA S.A. E.S.P.") consistente en "Garantía Mobiliaria de Prenda sobre 82.902.243 acciones de propiedad de GECELCA S.A. E.S.P. en GECELCA 3 S.A.S E.S.P. por la suma que corresponda como mínimo al 130% del saldo de capital adeudado, incluyendo los costos, gastos, multas, impuestos y demás erogaciones en que incurra la Nación en virtud del Contrato de Empréstito Interno que garantiza la Nación y que proyecta suscribir GECELCA S.A. E.S.P. con la banca comercial (...)", esta Subdirección se permite informar lo siguiente:

En virtud de la Resolución No 4778 del 19 de diciembre de 2019, la Subdirección de Riesgo de la Dirección General de Crédito Público y Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público mediante memorando número 3-2023-013081 del 1 de septiembre de 2023, emitió un concepto en el que concluyó que: "(...) las contragarantías que la Empresa proyecta constituir a favor de la nación y que se refieren a una "Garantía Mobiliaria de Prenda sobre 82.902.243 acciones propiedad de GECELCA S. A. E.S.P. en GECELCA 3 S.A.S. E.S.P. por la suma que corresponda como mínimo al ciento treinta por ciento (130%) del saldo de capital adeudado (...)", de acuerdo con la información observada y según los análisis realizados, cuyos resultados se

¹ Mediante el cual GECELCA S.A. E.S.P. solicita realizar la evaluación a la contragarantía ofrecida a favor de la Nación, para la financiación de recursos de largo plazo con Garantía de la Nación por \$350.000 millones mediante un crédito interno, teniendo en cuenta la solicitud de elaboración del documento CONPES enviada por el Ministerio de Minas y Energía al Departamento Nacional de Planeación.

Continuación oficio

muestran en este documento, presentan la cobertura mínima requerida (...) . En tal sentido, la Subdirección de Riesgo señala que, en el ámbito de sus competencias y en virtud de las normas pertinentes, considera viable su aceptación.

Cordialmente

LINA MARÍA MORALES VILLALOBOS

Subdirectora de Financiamiento de Otras Entidades Seguimiento, Saneamiento y Cartera
Dirección General de Crédito Público y Tesoro Nacional

REVISÓ: DERLY ESPINOSA FORERO
ELABORÓ: CARMEN HELENA FERREIRA RODRIGUEZ



UHQE KKDz FJVT IS33 ywE wZEJ N YQ=
Validar documento firmado digitalmente en: <http://sedelectronica.minhacienda.gov.co>

Firmado digitalmente por: LINA MARIA MORALES VILLALOBOS

Firmado digitalmente por: MINISTERIO DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO

BIBLIOGRAFÍA

CNO. (12 de enero de 2023). *Acta de reunión Acta N° 691*. Obtenido de cno: <https://www.cno.org.co/content/acta-reunion-cno-691>

CNO. (12 de enero de 2023a). *Acta de reunión 691*. Obtenido de Consejo Nacional de Operación del Sector Eléctrico cno: <https://www.cno.org.co/content/acta-reunion-cno-691>

Gecelca. (2022). Informe Integrado de Gestión.

Ludescher, J., Meng, J., Fan, J., Bunde, A., & Joachim, H. (25 de Enero de 2023). *Very early warning of a moderate-to-strong*.

V&R, S. (2023). Obtenido de https://vriskr.com/wp-content/uploads/2023/05/RE_Gecelca_2023.pdf