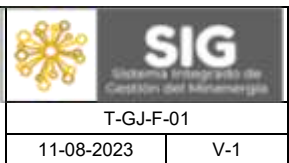


	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
		T-GJ-F-01		
		11-08-2023	V-1	

Entidad originadora:	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Fecha (dd/mm/aaaa):	23/12/2025
Proyecto de Resolución:	Por la cual se modifica la Resolución 90604 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía, se da aplicación a los mecanismos allí descritos respecto del Sistema Interconectado Nacional y los Sistemas de Trasmisión Regional de la Costa Atlántica, y se adoptan medidas para garantizar la ejecución de las obras requeridas para la efectiva y continua prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en la Región Norte.

1. ANTECEDENTES Y RAZONES DE OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA QUE JUSTIFICAN SU EXPEDICIÓN.

1.1. Contexto normativo

Los artículos 113 y 209 de la Constitución Política disponen que, los diferentes órganos del Estado tienen funciones separadas pero colaboran armónicamente para la realización de sus fines, por lo que las autoridades administrativas deben coordinar sus actuaciones para el adecuado cumplimiento de los fines del Estado.

El artículo 365 de la Constitución Política señala que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que es deber de éste asegurar su prestación eficiente de manera directa o indirecta, estando sometido al régimen jurídico que fije la ley.

Por su parte, el artículo 367, ibidem, determinó que la ley establecerá las competencias y responsabilidades en relación con los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación.

La Ley 142 de 1994 estableció el Régimen de los Servicios Públicos Domiciliarios, disponiendo en su artículo 2° que el Estado intervendrá en los servicios públicos, entre otros asuntos, para lograr la ampliación permanente de la cobertura y su prestación eficiente, continua e ininterrumpida, señalando en el artículo 3° que constituyen instrumentos de intervención estatal todas las atribuciones y funciones asignadas a sus entidades, tendientes, entre otras, a la gestión y obtención de recursos para la prestación de los servicios públicos y el estímulo a la inversión de los particulares en tales servicios.

De acuerdo con el artículo 28 de la Ley 142 de 1994 todas las empresas tienen el derecho a construir, operar y modificar sus redes e instalaciones para prestar los servicios públicos, así como la obligación de efectuar el mantenimiento y reparación de las redes locales, cuyos costos serán a cargo de ellas.

La Ley 143 de 1994 en su artículo 18 asignó al Ministerio de Minas y Energía la facultad de fijar criterios para orientar el planeamiento de la transmisión y la distribución, señalando en su parágrafo 2° que el Gobierno nacional tomará las medidas necesarias para garantizar el abastecimiento y confiabilidad en el sistema de energía eléctrica del país.

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
		T-GJ-F-01		
		11-08-2023	V-1	

De conformidad con lo dispuesto por el artículo 39 de la Ley 143 de 1994, “los cargos asociados con el acceso y uso de las redes del sistema interconectado nacional cubrirán, en condiciones óptimas de gestión, los costos de inversión de las redes de interconexión, transmisión y distribución, según los diferentes niveles de tensión, incluido el costo de oportunidad de capital, de administración, operación y mantenimiento, en condiciones adecuadas de calidad y confiabilidad y de desarrollo sostenible. Estos cargos tendrán en cuenta criterios de viabilidad financiera.”

Por su parte, el artículo 85 de la Ley 143 de 1994, establece que las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica, constituyen responsabilidad de aquellos que las acometan.

Mediante el Decreto Único Reglamentario del Sector Minas y Energía, 1073 de 2015, el Gobierno nacional adoptó los parámetros particulares aplicables a las actividades propias del servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias, disponiendo que el Operador de Red es la persona encargada de la planeación de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL; los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR y/o SDL aprobados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos.

Ahora bien, con el fin de impulsar la participación de los diferentes agentes económicos en la ejecución de proyectos en el Sistema de Transmisión Nacional-STN, mediante Resolución 180924 de 2003, el Ministerio de Minas y Energía estableció el mecanismo de convocatorias públicas para la realización de invitación abierta al público para la presentación de propuestas para la ejecución a mínimo costo de proyectos incluidos en el Plan de Expansión de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional-SIN, fijando el procedimiento y plazos para su realización, actividad que le fue delegada a la Unidad de Planeación Minero Energética-UPME.

No obstante lo anterior, mediante Resolución 90604 de 2014, el Ministerio de Minas y Energía creó el mecanismo de convocatorias excepcionales para el Sistema de Transmisión Nacional - STN y los Sistemas de Transmisión Regional - STR, tendientes a garantizar la continuidad del servicio de energía eléctrica en situaciones especiales, estableciendo plazos más cortos para adelantar tales convocatorias, delegando igualmente a la UPME la realización de las mismas.

La referida Resolución MME 90604 de 2014 define la Situación Especial como: *“Aquella circunstancia en la que se presenta una alta probabilidad de desatención de la demanda por atraso o falta de infraestructura de redes en el Sistema de Transmisión Nacional, (STN), o en los Sistemas de Transmisión Regional, (STR), o por limitación en las redes existentes, las cuales pueden ser mitigadas con la instalación de redes en dichos sistemas.”*

En el mismo sentido, la Resolución en cita define como Proyectos Urgentes aquellas *“... Obras a realizar en el STN y STR tendientes a subsanar una Situación Especial definidas por la Upme oficiosamente o a petición del Ministerio de Minas y Energía.”*

La Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, en desarrollo de lo ordenado por la Resolución MME 90604 de 2014, expidió la Resolución 093 de 2014 “Por la cual se establecen los procedimientos

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
			T-GJ-F-01	
		11-08-2023	V-1	

para la ejecución de proyectos urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional o en los Sistemas de Transmisión Regional.”

1.2. Aspectos técnicos y económicos

A continuación, se presenta la información de naturaleza técnica y económica con las que se sustenta la adopción de la medida prevista en el acto administrativo en expedición, partiendo del diagnóstico efectuado por el Gestor del Mercado de Energía Eléctrica, XM SA ESP, en el Informe de Planeamiento Operativo de Largo Plazo – IPOELP, correspondiente a la publicación para el segundo semestre de 2025 y con corte al mes de septiembre¹.

Al respecto, el Gestor del Mercado plantea que, ante el crecimiento continuo de la demanda, el retraso en la entrada en operación de proyectos de transmisión o generación puede intensificar la frecuencia y severidad de las restricciones, comprometiendo la operación segura, confiable y económica del SIN.

Según se indica, estos efectos no solo comprometen la atención de la demanda y la estabilidad del sistema, sino que también elevan los costos operativos asociados al control de restricciones, afectando la sostenibilidad técnica y económica del SIN, entre los riesgos se incluyen:

Confiabilidad y seguridad: Mayor severidad de restricciones por sobrecarga y baja tensión. Mayor exposición a nuevas restricciones operativas. Descoordinación entre expansión de generación y transmisión.

Flexibilidad Operativa: Reducción de la capacidad de intercambio entre áreas. Limitaciones a la conexión de nueva generación y demanda. Curtailment de generación, especialmente de FERNC, debido a limitaciones técnicas o económicas de red. Supeditación de nuevas cargas y proyectos a condiciones técnicas.

Estabilidad del sistema: Mayor vulnerabilidad a fenómenos de inestabilidad por baja fortaleza de red. Requerimiento de esquemas suplementarios de protección. Dificultad para cumplir criterios de tensión en estado estacionario y transitorio.

Costos Operativos: Incremento en los costos asociados al control de restricciones.

Sostenibilidad del sistema: Riesgo de desatención de demanda (CREG 025/95 y 224/2016). Dificultad para realizar mantenimientos programados. Afectación al desarrollo regional por restricciones estructurales.

Ahora bien, del diagnóstico elaborado por XM SA ESP, se desprenden las siguientes referencias puntuales a la infraestructura identificada como necesaria dentro del sistema y la consecuencia de su demorada entrada en operación.

¹https://stdrupal01.blob.core.windows.net/temporalportal/XM_CND_2025_019_IPOELP_II_20251298.pdf?si=g=zyc3tovaZMgHfmZuSp9VtXSmYKj9GONtwxeczEDJx3g%3D&st=2025-11-28T22%3A51%3A55Z&se=2025-11-28T22%3A53%3A55Z&sv=2019-02-02&sp=r&sr=c

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
		T-GJ-F-01		
		11-08-2023	V-1	

TRF Chinú 500/110 kV.

El agotamiento de la capacidad de transformación en Chinú 500/110 kV es una condición crítica debido al retraso en los proyectos de refuerzo que deberían entrar para redistribuir la carga. La operación en este estado obliga a realizar redespachos de generación local por criterios de seguridad y mantiene un riesgo elevado de desatención de demanda en Córdoba y Sucre ante la falla de cualquiera de las unidades existentes.

Compensadores Síncronos STN.

Los compensadores síncronos con capacidad de soporte de cortocircuito son fundamentales para mejorar los perfiles de tensión, fortalecer la red y habilitar una operación más estable y flexible. Los análisis muestran mejoras significativas en la fortaleza de red, mayor capacidad segura de integración FERN y una mejor respuesta dinámica ante perturbaciones, facilitando el cumplimiento de las curvas FRT y estabilizando el voltaje en condiciones de falla. La ausencia de estos equipos en el área Caribe mantiene limitado el margen de importación de energía, incrementa la probabilidad de desconexión masiva FNCER por inestabilidad de tensión y obliga a mantener generación térmica encendida para sostener la robustez del sistema, encareciendo la operación.

TRF 2 Cuestecitas 500/220 kV.

El transformador Cuestecitas 500/220 kV es un activo estratégico que permitirá evacuar la generación renovable que se conectará en La Guajira. Al contar solo con un elemento, su salida del servicio será un riesgo que afectará la confiabilidad.

Refuerzo A1 Montería – (Segunda línea Nueva Montería – Río Sinú 110 kV).

La no entrada del segundo circuito Nueva Montería – Río Sinú 110 kV mantiene la restricción por baja tensión en la red de Río Sinú declarada en estado de emergencia, esto obliga a depender de esquemas de protección y aumenta significativamente la probabilidad de desatención de demanda en Córdoba ante la falla de un solo elemento (N-1).

Refuerzo A3 Montería (TRF Montería 3 220/110/13.2 kV 100 MVA).

El retraso del transformador Montería 3 220/110 kV impide resolver las restricciones por baja tensión y sobrecarga en Montería y su zona de influencia lo que reduce la confiabilidad del suministro, exige redespachos costosos y mantiene un alto riesgo de desatención de demanda para preservar la seguridad operativa.

SE Nueva Sahagún 110 y obras asociadas.

La no ejecución de la SE Nueva Sahagún 110 kV impide eliminar condiciones radiales críticas en Planeta Rica, San Marcos y La Mojana lo que se traduce en un alto riesgo de desatención de demanda ante la falla de un único elemento.

SE Nueva Lórica 110 kV y obras asociadas.

La no entrada de la SE Nueva Lórica 110 kV mantiene la conexión radial del circuito Chinú – Chinú Planta 110 kV, con riesgo significativo de desatención de demanda ante contingencias. Adicionalmente, persiste la restricción por baja tensión en Coveñas 110 kV, afectando la calidad del servicio y la seguridad operativa.

SE Nueva Bosconia 110/34.5/13.8 kV y líneas asociadas.

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Medio Ambiente
		T-GJ-F-01
		11-08-2023
		V-1

Sin la SE Nueva Bosconia 110 kV persiste la sobrecarga en los transformadores de El Copey, manteniendo una condición operativa vulnerable en el Cesar. Esto limita la flexibilidad del sistema y compromete la seguridad del suministro en la región.

SE Nueva subestación Palermo 110 kV y obras asociadas.

La falta de entrada de la SE Palermo 110 kV impide aliviar la congestión del corredor Tebsa – El Río 110 kV, que opera en una condición crítica, esto reduce la confiabilidad del suministro en el Atlántico y obliga a mantener balances de generación costosos para evitar sobrecargas.

SE Nueva subestación Galapa 110 kV y obras asociadas.

La no entrada de la SE Galapa 110 kV y sus circuitos asociados mantiene la alimentación radial del nodo Juan Mina 110 kV, lo que deja la zona bajo un bajo nivel de confiabilidad y expuesta a desatención de demanda ante contingencias del único circuito existente.

SE Bureche 110 kV y obras asociadas.

Sin la SE Bureche 110 kV no se mitiga la sobrecarga del corredor Santa Marta – Libertador 110 kV, declarado en estado de emergencia, esto genera un riesgo inmediato de desatención de demanda en Santa Marta y compromete la continuidad y calidad del servicio en ese centro de carga.

SE Nueva Río 110 kV y obras asociadas.

La no entrada de la SE Nueva Río 110 kV impide resolver el agotamiento estructural de la transformación en Tebsa 220/110 kV, esto limita la capacidad de importación hacia el Atlántico, aumenta la probabilidad de desatención de demanda en Barranquilla y dificulta la ampliación segura de carga y generación en el área.

SE Guacamayal 110 kV y obras asociadas.

La no puesta en servicio de la SE Guacamayal 110 kV mantiene la alimentación radial del nodo Ciénaga 110 kV, lo que se traduce en bajos niveles de confiabilidad y un alto riesgo de desatención de demanda ante la falla del único circuito de alimentación.

SE Uribia 110 kV y obras asociadas.

La no entrada de la SE Uribia 110 kV mantiene la baja confiabilidad del suministro hacia Uribia y Manaure y reduce la seguridad de evacuación de la generación eólica de la zona, aumentando la vulnerabilidad de los parques ante una contingencia en el corredor Cuestecitas – Jouktai 110 kV.

SE Nueva San Juan 110 kV y obras asociadas.

La no entrada de la SE Nueva San Juan 110 kV impide resolver las restricciones críticas en Valledupar, incluyendo sobrecargas en transformadores y líneas hacia Guatapurí, mantiene la alimentación radial de la zona y bloquea el traslado de carga desde las redes saturadas de 34.5 kV, dejando la operación al límite.

De acuerdo con lo expuesto, se tiene que el impacto acumulado de los retrasos en los proyectos del Sistema de Transmisión Regional (STR) en el Caribe no se limita a problemas operativos puntuales, sino que resulta un escenario de agotamiento estructural de la red, tal como lo advierte el Informe de Planeamiento de Largo Plazo al identificar “señales claras de agotamiento”.

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
			T-GJ-F-01	
		11-08-2023	V-1	

Esta condición se evidencia en sobrecargas persistentes de corredores y transformadores, perfiles de tensión deficitarios que incumplen los estándares regulatorios en nodos radiales, y niveles de cortocircuito que superan la capacidad nominal de los equipos.

De otra parte, la expansión progresiva de la red de transmisión a 500 kV en el área Caribe incrementa de manera significativa la generación estructural de potencia reactiva capacitiva, elevando el perfil de tensión. Este efecto es particularmente sensible en la subárea GCM bajo escenarios de baja transferencia a través del corredor 500 kV.

A noviembre de 2025, con la S/E Cuestecitas 500 kV y el circuito El Copey–Cuestecitas en operación, la ausencia de generación conectada en Cuestecitas obliga a operar el sistema con bajos niveles de carga, lo que reduce la absorción local de potencia reactiva y genera sobretensiones en barras críticas, especialmente en El Copey y Cuestecitas a 500 kV.

Durante 2026 entrarán en operación nuevos activos a 500 kV —La Loma–Sogamoso, Cuestecitas–La Loma 1 y 2, y la S/E Colectora con sus enlaces a Cuestecitas—, los cuales incrementarán la capacitancia equivalente del sistema y, en consecuencia, el excedente de potencia reactiva bajo condiciones de baja carga.

En este contexto, si la generación prevista en Cuestecitas no se materializa de manera oportuna, se intensificarán las restricciones para el control de tensión, con riesgo de incumplimiento de las bandas operativas y, en escenarios extremos, posibles limitaciones para la energización y puesta en servicio segura de los nuevos elementos, siendo necesario la inclusión de reactores adicionales, específicamente en las subestaciones Cuestecitas y Colectora, que permitan mitigar el retraso en la entrada de los proyectos de generación.

Adicionalmente es pertinente evaluar la inclusión de la infraestructura definida en el área Córdoba-Chocó Norte:

Interconexión de Chocó Norte con el SIN (posibles tramos submarinos)

- Línea Necoclí – Titumate 110 kV
- Nueva subestación Balboa 110 kV
- Nueva subestación Acandí 110 kV
- Nueva subestación Unguía 110 kV
- Línea Balboa – Titumate 110 kV
- Línea Acandí – Balboa 110 kV
- Línea Balboa – Unguía 110 kV

1.3. Análisis de abogacía de la competencia

La Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales del Ministerio de Minas y Energía, resolvió el cuestionario del que trata el artículo 2.2.2.30.6 del Decreto 1074 de 2015, elaborado por la Superintendencia de Industria y Comercio -SIC-, y en razón de lo anterior, encuentra que NO resulta necesaria la solicitud del concepto correspondiente a la Delegatura para la Protección de la Competencia de la SIC, toda vez que el Acto Administrativo está activando un mecanismo excepcional

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
		T-GJ-F-01		
		11-08-2023	V-1	

ya consagrado normativamente y desarrollado con las resoluciones MME 90604 y CREG 093, ambas de 2014.

De esta manera, la resolución en expedición no genera ninguna clase de distorsión en el marco regulatorio actual, ni establece beneficios o restricciones comparativas ni competitivas sobrevinientes a ningún participante del mercado de energía.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

El proyecto normativo aplica a las empresas de servicios públicos domiciliarios Transmisores y Operadores de Red de energía eléctrica que actualmente operan o están interesados en construir y operar la infraestructura de transmisión que resulta necesaria en el área de la Costa Caribe.

Igualmente, el proyecto aplica a todas las personas naturales o jurídicas que tengan interés en el tema que se regula.

3. VIABILIDAD JURÍDICA

3.1 Análisis de las normas que otorgan la competencia para la expedición del proyecto normativo

El jefe de la Oficina Asesora Jurídica, conforme a su competencia funcional, procede a presentar la información relacionada con el numeral 3 de este documento, en los siguientes términos:

El artículo 365 de la Constitución Política establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

De conformidad con lo previsto en los artículos 2 y 4 de la Ley 142 de 1994, la distribución de energía eléctrica y sus actividades complementarias como la Transmisión, constituyen servicios públicos esenciales y el Estado intervendrá los mismos a fin de garantizar la calidad del bien y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, así como su prestación continua, ininterrumpida y eficiente.

Por su parte, la Ley 143 de 1994 en su artículo 18 asignó al Ministerio de Minas y Energía la facultad de fijar criterios para orientar el planeamiento de la transmisión y la distribución, señalando en su parágrafo 2° que el Gobierno nacional tomará las medidas necesarias para garantizar el

 Energía	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Ministerio	
		T-GJ-F-01	
		11-08-2023	V-1

abastecimiento y confiabilidad en el sistema de energía eléctrica del país; facultad igualmente recogida en el Decreto 381 de 2012, en su artículo 5º numeral 8º.

En ejercicio de estas facultades, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 90604 de 2014 “Por la cual se adoptan medidas excepcionales para el STN y STR tendientes a garantizar la continuidad del servicio en Situaciones Especiales”.

Entre estas medidas se estableció un marco de convocatorias excepcionales para la asignación de proyectos de infraestructura definida como obras urgentes por parte de la UPME o a solicitud del Ministerio de Minas y Energía, aplicable bajo Situaciones Especiales y a partir de un procedimiento particularmente definido por la CREG para el efecto.

La CREG, desarrolló el procedimiento particular que se refiere en el párrafo precedente mediante la Resolución 093 de 2014.

Por lo anterior, y con base en las demás disposiciones señaladas en el proyecto normativo y en la presente memoria justificativa, se concluye que el Ministerio de Minas y Energía es la autoridad competente para expedir el acto administrativo objeto de análisis.

3.2 Vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

Ley 143 de 1994: Publicada en el Diario Oficial 41434 del 12 de julio de 1994, y se encuentra vigente, especialmente el artículo 18, modificado por el artículo 67 de la Ley 1151 de 2007.

Decreto 381 de 2012: Publicado en el Diario Oficial 48.345 del 16 de febrero de 2012 y se encuentra vigente, especialmente el numeral 8 del artículo 5.

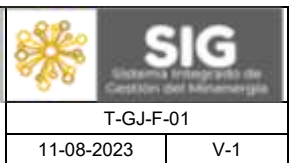
3.3 Análisis de las disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas

Con la expedición del proyecto *“Por la cual se establecen medidas para la priorización en la nominación del suministro de gas natural con destino a la atención de la Demanda Esencial”* no se deroga, subroga, modifica, adiciona o sustituye disposición vigente alguna.

3.4. Revisión y análisis de la jurisprudencia que tenga impacto o sea relevante para la expedición del proyecto normativo (órganos de cierre de cada jurisdicción.

Mediante correo electrónico del 23 de diciembre de 2025, El Grupo de Defensa Judicial, Extrajudicial y Asuntos Constitucionales de la Oficina Asesora Jurídica emitió el informe de decisiones judiciales, en los siguientes términos:

“De manera atenta, remito informe solicitado para expedir el proyecto de normativo "Por la cual se modifica la Resolución 90604 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía, se da aplicación a los mecanismos allí descritos respecto del Sistema Interconectado Nacional y los Sistemas de Trasmisión Regional de la Costa Atlántica, y se adoptan medidas para garantizar la ejecución de las

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
		T-GJ-F-01		
		11-08-2023	V-1	

obras requeridas para la efectiva y continua prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en la Región Norte". Para la elaboración del mismo se verificó la base de datos de los procesos judiciales que manejamos de la OAJ y otras fuentes de información oficial disponibles:

- El artículo 28 de la Ley 142 de 1994, el artículo 18 de la Ley 143 de 1994 y los artículos 2 y 5 del Decreto 381 de 2012.
- Decreto Único Reglamentario del Sector Minas y Energía, 1073 de 2015
- Resolución 18 0924 de 2003 el Ministerio de Minas y Energía
- Resolución 90604 de 2014, el Ministerio de Minas y Energía.

Una vez revisada la base de datos, se tiene que, contra las normas consultadas, no aparecen a la fecha demandas y/o notificaciones efectuadas según información que reposa en los archivos. Así mismo se consultó la página de SUIN-JURISCOL y no se encontraron anotaciones de vigencia, por lo que se encuentra aparentemente “vigente”.

Tampoco aparecen en la página de la Corte Constitucional demandas contra estas disposiciones normativas que se encuentren pendientes o con sentencia, de acuerdo con lo cual se entiende que están surtiendo plenos efectos.”

3.5 Circunstancias jurídicas adicionales

En cumplimiento a lo dispuesto en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo establecido en las resoluciones 40310 y 41304 del 2017 expedidas por el Ministerio de Minas y Energía, el texto del proyecto de acto administrativo se publicó en la página web del Ministerio de Minas y Energía para comentarios de la ciudadanía entre el 23 y el 26 de diciembre de 2025 y los comentarios recibidos fueron analizados y resueltos en la matriz establecida para el efecto.

4. IMPACTO ECONÓMICO

La Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales diligenció la información relacionada en los numerales 4, 5, 6, y 7 del presente documento, como se observa a continuación:

Las disposiciones contenidas en la presente resolución no impactan los recursos del Presupuesto General de la Nación.

5. VIABILIDAD O DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL

Las disposiciones contenidas en el proyecto normativo no impactan los recursos del Presupuesto General de la Nación.

6. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL DE LA NACIÓN.

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA		 SIG Sistema Integrado de Gestión del Ministerio	
			T-GJ-F-01	
			11-08-2023	V-1

No aplica, teniendo en cuenta la finalidad del proyecto normativo.

7. ESTUDIOS TÉCNICOS QUE SUSTENTEN EL PROYECTO NORMATIVO *(Si cuenta con ellos)*

No aplica.

ANEXOS:

Certificación de cumplimiento de requisitos de consulta, publicidad y de incorporación en la agenda regulatoria)	X
Concepto(s) de Ministerio de Comercio, Industria y Turismo	N/A
Informe de observaciones y respuestas	X
Concepto de Abogacía de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio	N/A
Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública	N/A
Cuestionario de abogacía de la competencia	X

Aprobó:

DANIEL AUGUSTO EL SAIH SÁNCHEZ

Jefe Oficina Asesora Jurídica

JUAN CARLOS BEDOYA CEBALLOS

Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales

Elaboró: Luis María Padilla Camacho / Alberto Roa Quiñones

Revisó: Juan Carlos Bedoya Ceballos /

Aprobó: Daniel Augusto El Saieh Sánchez / Juan Carlos Bedoya Ceballos