

Entidad originadora:	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Fecha (dd/mm/aaaa):	15/08/2025
Proyecto de Resolución:	“Por la cual se dan los lineamientos para la priorización en la atención de la demanda de gas natural con ocasión del mantenimiento programado de la infraestructura de regasificación en el año 2025”

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

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 1°, 2° y 4° de la Ley 142 de 1994, la distribución de gas combustible y sus actividades complementarias 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.

El artículo 16 de la Ley 401 de 1997, señala que cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda, el Gobierno nacional, de acuerdo con los ordenamientos, y parámetros establecidos en la Ley 142 de 1994, y previo concepto del Consejo Nacional de Operación de Gas, fijará el orden de atención prioritaria de que se trate, teniendo en cuenta los efectos sobre la población, las necesidades de generación eléctrica, los contratos debidamente perfeccionados, así como todos aquellos criterios que permitan una solución equilibrada de las necesidades de consumo en la región o regiones afectadas.

El artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015 define demanda esencial como aquella que corresponde a i) la demanda de gas natural para la operación de las estaciones de compresión del SNT, ii) la demanda de gas natural de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, iii) la demanda de GNCV, y iv) la demanda de gas natural de las refinerías, excluyendo aquella con destino a autogeneración de energía eléctrica que pueda ser reemplazada con energía del Sistema Interconectado Nacional.

El citado precepto, define el término Racionamiento Programado de Gas Natural, como la situación de déficit cuya duración sea indeterminable, originada en una limitación técnica identificada, incluyendo la falta de recursos energéticos o una catástrofe natural, que implica que el suministro o transporte de gas natural es insuficiente para atender la demanda.

De acuerdo con el artículo 2.2.2.2.1 del Decreto número 1073 de 2015, “*cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, originadas en la infraestructura de suministro o de transporte, que impidan la prestación continua del servicio, los productores comercializadores, los comercializadores y los transportadores atenderán a la demanda en el siguiente orden de prioridad: 1. En primer lugar, será atendida la demanda esencial en el orden establecido por el artículo 2.2.2.1.4 del presente decreto. 2. En segundo lugar, será atendida la demanda no esencial que cuente con contratos vigentes con garantía de suministro sin interrupciones establecidos en la regulación aplicable, en cualquiera de sus modalidades. El volumen*

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

será asignado por los productores comercializadores, los comercializadores y los transportadores conforme a las condiciones de suministro pactadas contractualmente. En caso de empate deberá dársele la prioridad más alta de abastecimiento al usuario con el más alto costo de racionamiento y así sucesivamente. 3. En tercer lugar se atenderán las exportaciones pactadas en firme...”.

El artículo 2.2.2.2.4 del Decreto 1073 de 2015 establece que cuando se trate de un racionamiento programado de gas natural, el Ministerio de Minas y Energía fijará el orden de atención de la demanda de éste, entre los Agentes que tengan el mismo nivel de prioridad según lo dispuesto en el artículo 2.2.2.2.1 del mismo decreto y teniendo en cuenta los efectos sobre la población, las necesidades de generación eléctrica, los contratos debidamente perfeccionados, así como todos aquellos criterios que permitan una solución equilibrada de las necesidades de consumo en la región o regiones afectadas.

El artículo 2.2.2.2.9. del Decreto 1073 de 2015 señala que es responsabilidad de los Productores-Comercializadores, Comercializadores y de los transportadores priorizar el volumen y/o la capacidad de transporte de gas natural, cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, incluyendo las de racionamiento programado que impidan garantizar el abastecimiento de la demanda. De igual manera, el artículo anterior, señala que los Distribuidores-Comercializadores y los Comercializadores que participan en el Mercado Secundario, serán responsables de la asignación de los volúmenes de gas natural entre los usuarios de los mercados relevantes que atiendan, cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia, No Transitorias, incluyendo las de Racionamiento Programado.

Que el artículo 2.2.2.2.10 del Decreto 1073 de 2015 establece para los Productores-Comercializadores, los Comercializadores y los Transportadores de gas natural, la obligación de suministrar toda la información necesaria cuando se presenten situaciones insalvables y restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, y cuando se presenten situaciones de racionamiento programado de gas natural.

El artículo 2.2.2.2.15 del Decreto 1073 de 2015 establece que los productores, los productores comercializadores, los comercializadores y los transportadores atenderán de manera prioritaria la demanda de gas para consumo interno. Para este efecto, deberán sujetarse a las disposiciones que expida el Ministerio de Minas y Energía en aplicación del párrafo 1 del artículo 2.2.2.2.38 de dicho decreto.

El artículo 2.2.2.2.16 del Decreto 1073 de 2015 establece que los agentes que atiendan la demanda esencial, tienen la obligación de contratar el suministro y el transporte de gas natural para la atención de dicha demanda, con agentes que cuenten con respaldo físico., según corresponda.

Que, en la sesión CACSSE 208 del 14 de julio de 2025, el Centro Nacional de Despacho (CND) comunicó en su informe del “Mantenimiento en la Planta de Regasificación de Cartagena del 10 al 14 de octubre de 2025, que durante dicho periodo no se contará con suministro de gas para las plantas térmicas a gas del área Caribe 2 desde esta infraestructura, y que su única fuente de abastecimiento de gas serán la producción de los campos nacionales.”.

El Centro Nacional de Despacho (CND) con el radicado 1-2025-038897 de 5 de agosto de 2025 informó: “(...)nos permitimos informar los resultados obtenidos del análisis eléctrico y energético que

considera la salida de operación por mantenimiento de la planta de regasificación de Cartagena del 10 al 14 de octubre de 2025, y la evaluación del impacto en la operación del sistema interconectado SIN detallando aquí las necesidades de gas para el sector termoeléctrico, de tal manera que se pueda contar al menos con el mínimo número posible de unidades equivalentes disponibles en el área Caribe 2 (G.C.M., Bolívar y Atlántico. Ver Figura 1), manteniendo así, la operación segura del SIN y minimizando el riesgo de demanda de energía eléctrica no atendida. De acuerdo con lo informado por Sociedad Portuaria El Cayao S.A. E.S.P. – SPEC LNG, durante el tiempo del mantenimiento no se tendrá suministro de gas natural importado para las plantas térmicas TEBSA, TERMOCANDELARIA, TERMOFLORES y TERMOBARRANQUILLA, lo que representa una indisponibilidad del 83,86% de la capacidad instalada total área Caribe 2., (...)", y remitió el informe correspondiente con los posibles escenarios que fueron estimados para el período del mantenimiento de la Terminal de Regasificación entre el 10 y el 14 de octubre de 2025, tras las simulaciones y con los siguientes requerimientos: i) entre 80,095 y 97,735 GBTUD el día viernes (10 de octubre), ii) entre 77,914 y 96,504 GBTUD el día sábado (11 de octubre), iii) entre 37,546 y 65,070 GBTUD el día domingo (12 de octubre); iv) entre 57,355 y 63,636 GBTUD el lunes festivo (13 de octubre) y v) entre 93,309 y 115,995 GBTUD el día martes (14 de julio), para atender de manera segura el área Caribe 2; esto contando que no se presenten contingencias adicionales en la disponibilidad del resto de plantas de generación del área Caribe 2.

El Consejo Nacional de Operaciones de Gas Natural (CNO Gas) con el radicado 1-2025-038961 del 5 de agosto de 2025 informa que: "(...) el análisis realizado por el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural-CNOGas, que propende por revisar la demanda afectada y la oferta de gas natural a nivel nacional con los agentes del mercado, la ANDI, el CND-XM, el CNO Eléctrico, el Ministerio de Minas y Energía y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios-Superservicios, ha presentado dificultades relacionadas con complejidades en la identificación de (i) la demanda esencial afectada que actualmente se atiende con gas importado considerando, entre otros, los nuevos mecanismos de contratación por trimestre estándar y en algunos períodos diarios, con riesgos de desabastecimiento, no solo en los días del mantenimiento, sino también en los días inmediatamente anteriores y posteriores al período de ejecución del mantenimiento y (ii) la oferta de gas disponible afectada por situaciones en yacimientos y declinaciones naturales de campos de producción de gas natural. (...)"; lo anterior pone de manifiesto la dificultad para obtener información confiable de forma previa al evento, y supedita la disponibilidad real a las actuaciones administrativas del Ministerio de Minas y Energía y de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, conforme a sus competencias.

La Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales emitió concepto técnico señalando la necesidad de adoptar la presente medida, destacando los siguientes aspectos:

"...La información presentada por el CND estima que al no tener la disponibilidad de gas para las plantas térmicas puede haber un riesgo de tener una demanda no atendida (DNA) en caso de no contar con el mínimo número posible de unidades equivalentes del área Caribe 2 (Bolívar, Atlántico, Guajira, Cesar y Magdalena) dado que no sería posible mantener la operación segura del SIN.

La demanda del área Caribe 2 oscilaría entre 43.330 MWh y 50.139 MWh, por lo que de materializarse el escenario de no cumplir los criterios de seguridad de prestación del servicio ante contingencias N-1 significaría poner en riesgo a cerca del 21% de la demanda nacional

(...) el costo de racionamiento – calculado, utilizando la información publicada por la UPME en su página web en la sección “Costo Incremental Operativo de Racionamiento(CRO4)” (<https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/paginas/costos-de-racionamiento.aspx>), de energía eléctrica es de \$634.687 y \$743.077 millones de pesos al día y el costo de racionamiento de gas natural tiene un valor cercano a \$24.677 millones de pesos al día, por lo que se debe priorizar la generación de energía eléctrica. Lo anterior tomando como base las cantidades de energía calculadas por el CND y presentadas en el radicado 1-2025-038897 del 5 de agosto de 2025.

De conformidad con lo expuesto y con base en el concepto emitido por la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales, la indisponibilidad de una fuente de más de 450 MPCD, que es la capacidad de importación de la Sociedad Portuaria El Cayao (SPEC) que puede suplir alrededor del 35% de la demanda nacional por un mantenimiento programado, es considerado una limitación técnica para el abastecimiento de gas natural a nivel nacional. Por lo tanto, nos encontramos frente a una situación que debe ser conjurada conforme lo señalan las normas que regulan el racionamiento de gas natural y que hacen parte de la motivación que dan cuenta de la competencia que tiene el Ministerio de Minas y Energía en estos casos, con el fin de garantizar la demanda esencial, en primer lugar, así como las demás actividades económicas.

Con el fin de asegurar el suministro para la atención de la demanda de gas natural para la generación eléctrica en el país, se hace necesario impartir los lineamientos para gestionar la mencionada situación, y llegado el caso, a declarar el inicio de un racionamiento programado de dicho energético. Adicionalmente, es importante recalcar que el mantenimiento de la terminal de regasificación programado para cinco (5) días calendario es una actividad técnica con un alto grado de especialización, y que no está libre de externalidades o eventualidades que puedan impedir que se cumpla el plazo previsto, y en este orden de ideas corresponde al Ministerio de Minas y Energía ser en extremo diligente para minimizar cualquier impacto en la demanda eléctrica y de gas natural.

El Decreto 484 de 2024 adicionó el numeral 4 y los párrafos 2, 3 y 4 al artículo 2.2.2.2.24 del Decreto 1073 de 2015, con el objetivo de comercializar gas natural con destino a la demanda de gas natural eléctrica para inyectar energía adicional a la respaldada con Obligaciones de Energía Firme, utilizando gas disponible de la Producción Total Disponible para la Venta (PTDV) y de la Cantidad Importada Disponible para la Venta (CIDV) en situaciones de baja hidrología. En particular, en el párrafo 3 ibídem se incluyó una condición para mitigar posibles efectos de incrementos de precio para el caso descrito en el artículo citado y que fue definido de la siguiente forma:

“PARÁGRAFO 3. El gas natural obtenido por las plantas térmicas mediante el mecanismo del numeral 4 del presente artículo no podrá comercializarse a un precio superior al que fue contratado.”.

Dada la información presentada, el CND estima que puede haber una demanda no atendida (DNA) de la demanda del área Caribe 2 que oscilaría entre 43.330 MWh y 50.139 MWh, por lo que de materializarse el escenario de no cumplir los criterios de seguridad de prestación del servicio ante contingencias N-1 significaría poner en riesgo a cerca del 21% de la demanda nacional.

Bajo estas premisas y las del numeral 1.3 de la Resolución CREG 25 de 1995, el costo de racionamiento de referencia para las estimaciones del CND mayor al 5% y menor al 10% es el CRO3 que a costos de diciembre de 2023 se ubicaba en \$7.393 COP/kWh y para el donde se raciona más

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

de un 10% de la demanda es el CRO4 que a costos de diciembre de 2023 se ubicaba en \$14.640 COP/kWh.

De igual manera, el estudio técnico del plan de abastecimiento de gas natural de la UPME 2023-2038 ubicó los costos de racionamiento de la demanda no esencial como la industria en el caribe en \$4.250 COP/m³ y del sector industrial de la zona andina de \$6.689 COP/m³. Esto quiere decir que, en caso de aplicarse un racionamiento de algún energético debe compararse cual de éstos es más costoso; si el de electricidad o el de gas natural.

En caso que deba aplicarse un racionamiento programado de gas natural, debe analizarse si racionando a las plantas térmicas no se compromete la atención de la demanda de energía eléctrica que inicialmente se busca atender.

Por otro lado, según la información del Gestor del Mercado de Gas Natural en su página web¹, el sector industrial de la zona costa² del Sistema Nacional de Transporte (SNT) tiene contratado en firme para el mes de octubre cerca de 69 GBTUD de gas del mercado primario de las fuentes de CHUCHUPA, PANDERETA, MARIA CONCHITA, CAÑANDONGA, BULLERENGUE, BONGA MAMEY, BLOQUE VIM 21 y AGUAS VIVAS, y en el 2025 el sistema de la costa caribe ha consumido alrededor de 184 GBTUD, del cual el sector industrial de la costa caribe ha consumido en promedio cerca de 65 GBTUD; Por otro lado, los sectores no esenciales del interior han consumido este año un valor mayor a los 172 GBTUD en promedio

Según la información del Gestor del Mercado de Gas Natural, las cantidades de gas importado contratadas para la demanda no térmica entre el 1 de febrero y el 31 de agosto de 2025 han sido de 40 GBTUD (en la modalidad de contrato firma al 95%), por lo que durante el periodo del mantenimiento de la infraestructura de regasificación programada por SPEC para los días del 10 al 14 de octubre de 2025, los agentes de la demanda que han usado los citados contratos no tendrán su fuente principal de oferta para abastecimiento, lo que incrementa las cantidades de gas a restringir estimadas de 90 a 130 GBTUD.

Por lo que se prevé, aplicando el racionamiento a la demanda no esencial, será suficiente para suplir las necesidades de generación de seguridad que necesita el subárea Caribe 2 y la atención de la demanda esencial que ha consumido gas importado a lo largo del año.

La Tabla 1 expone que el costo de racionamiento de energía eléctrica según las previsiones del CND puede ser aproximadamente mayor a seiscientos treinta y cuatro mil trescientos ochenta y siete (\$634.387.000.000) millones de pesos el día y en el escenario más crítico mayor a setecientos treinta y cuatro mil setenta y siete (\$734.077.000.000) millones de pesos el día. En cambio, el racionamiento de gas natural a estos dos sectores mencionados costaría cerca de veinticuatro con seiscientos setenta y siete mil millones de pesos \$24.677 el día, un valor significativamente menor y corrobora que se genera un menor impacto aplicando un racionamiento programado de gas natural.

¹ <https://www.bmcbec.com.co/>

² Tramos del SNT comprendidos desde el nodo Ballena a los nodos La Creciente y Jobo

Tabla 1: Comparación costos de racionamiento de electricidad y gas por día

Valoración Racionamiento Electricidad y Gas Natural		
Característica	Valor	Unidad
Costo de racionamiento Eléctrico CRO3	\$ 7.393	COP/kWh
Costo de racionamiento Eléctrico CRO4	\$ 14.641	COP/kWh
Costo de racionamiento Gas industrial caribe	\$ 4.250	COP/m3
Costo de racionamiento Gas industrial andina	\$ 6.689	COP/m3
costo de racionamiento G Térmico	\$ 4.236	COP/m3
Racionamiento de energía día laboral	50.139.000	kWh
Racionamiento de Energía día festivo	43.330.000	kWh
Racionamiento de gas costa	1.973.666	m3
Racionamiento de gas central	2.435.226	m3
Costo racionamiento de electricidad día laboral	\$ 734.077.076.760	COP
Costo racionamiento de electricidad día festivo	\$ 634.387.597.200	COP
Costo Racionamiento Gas natural	\$ 24.677.332.918	COP
DIFERENCIA	\$ 709.399.743.842	COP

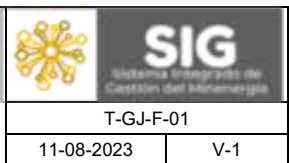
Fuente: Elaboración propia con datos de CND y UPME

Por otra parte, la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales emitió concepto de sustentación sobre la viabilidad de la adopción de la presente medida con base en la información allegada por el Consejo Nacional de Despacho y demás actores que dan cuenta de la situación actual, con el fin evitar el desabastecimiento de gas natural.

En virtud de lo expuesto, la indisponibilidad resultante de un mantenimiento programado de una fuente con capacidad superior a 450 MPCD, correspondiente a la capacidad de importación de la Sociedad Portuaria El Cayao (SPEC), que puede suplir alrededor del 35% de la demanda nacional, constituye una limitación técnica para el abastecimiento de gas natural a nivel nacional. Por lo tanto, este Ministerio se encuentra ante una situación que debe ser conjurada conforme lo señalan las normas que regulan la fijación del orden de atención de la demanda de gas natural y que hacen parte de la motivación que dan cuenta de la competencia que tiene el Ministerio de Minas y Energía en estos casos, con el fin de garantizar la demanda esencial, en primer lugar, así como las demás actividades económicas.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

El proyecto normativo aplica a las empresas de servicios públicos domiciliarios productores comercializadores, comercializadores, transportadores, distribuidores de gas natural y participantes del mercado energético mayorista.

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

Igualmente, el proyecto aplica a todas las personas y entidades 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 proyecto normativo se expide con sustento en las competencias otorgadas en el numeral 32 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012, adicionado por el artículo 1 del Decreto 1617 de 2013 que faculta al Ministerio de Minas y Energía para adelantar las gestiones necesarias para dar continuidad al abastecimiento de hidrocarburos y combustibles, incluyendo gas natural.

De igual forma, los artículos 2.2.2.2.1 y 2.2.2.2.4 del Decreto 1073 de 2015 facultan al Ministerio de Minas y Energía para declarar el racionamiento programado de gas natural cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, originadas en la infraestructura de suministro o de transporte, que impidan la prestación continua del servicio.

3.2 Vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

El Decreto 381 de 2012 publicado en el Diario Oficial 48.345 del 16 de febrero de 2012 y se encuentra vigente, especialmente el numeral 32 del artículo 2.

El Decreto 2345 de 2015, compilado en el Decreto 1073 de 2015, fue publicado en el Diario Oficial 49.715 del 3 de diciembre de 2015 y se encuentra vigente.

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

Con el presente proyecto normativo no se deroga, subroga, modifica, adiciona o sustituye otra norma.

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.

El Grupo de Defensa Judicial, Extra Judicial y de Asuntos Constitucionales de la Oficina Asesora Jurídica del Ministerio de Minas y Energía rindió el informe sobre decisiones judiciales.

3.5 Circunstancias jurídicas adicionales

3.5.1. 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 de 2017 expedidas por el Ministerio de Minas y Energía, el texto del proyecto de acto administrativo se publicó para comentarios de la ciudadanía en la página web del Ministerio de Minas y Energía.

3.5.2. El artículo 2.2.2.30.4 del Decreto 1074 de 2015 establece que “no se requerirá informar a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre un proyecto de regulación (...) 1. Cuando el acto tenga origen en hechos imprevisibles y/o irresistibles a partir de los cuales resulte necesario adoptar una medida transitoria con el fin de: a) preservar la estabilidad de un sector, o b) garantizar la seguridad en el suministro de un bien o servicio público esencial, sea o no domiciliario”. Entonces, dado que esta resolución se enmarca en los supuestos de hecho de la citada norma, este Ministerio se encuentra exceptuado de informar sobre la expedición del presente acto administrativo.

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

4. IMPACTO ECONÓMICO	
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.	
No aplica, teniendo en cuenta la finalidad del proyecto normativo.	
7. ESTUDIOS TÉCNICOS QUE SUSTENTEN EL PROYECTO NORMATIVO <i>(Si cuenta con ellos)</i>	
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	N/A

Aprobó:

DANIEL AUGUSTO EL SAIIEH SÁNCHEZ
Jefe Oficina Asesora Jurídica

JUAN CARLOS BEDOYA CEBALLOS
Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales

JULIÁN FLÓREZ QUIROGA
Director de Hidrocarburos

Elaboró: Juan Carlos Bedoya Ceballos/Andrés Fernando Soto Pinto/ Esteban Jurado Gómez/ David Felipe Hernández

Revisó: Juan Carlos Bedoya Ceballos / Jorge Alirio Ortiz Tovar / Yolanda Patiño Chacón

Aprobó: Daniel Augusto Jorge El Saieh Sánchez / Juan Carlos Bedoya Ceballos / Julián Flórez Quiroga