

HIC



INVESTMENT  
COMPANY

INFORMACIÓN  
FINANCIERA  
TRIMESTRAL

2026  
MARZO



## CONTENIDO

---

I.	ESTADOS FINANCIEROS NO AUDITADOS .....	2
II.	EVALUACIÓN DE LA SITUACIÓN FINANCIERA .....	6
2.	INFORMACIÓN FINANCIERA.....	6
2.1.	VARIACIONES DEL ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA .....	6
2.1.1.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFFECTIVO, EFFECTIVO RESTRINGIDO, INVERSIONES A CORTO PLAZO Y ACTIVOS FINANCIEROS DERIVADOS.....	6
2.1.2.	CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES Y OTRAS .....	6
2.1.3.	ACTIVOS FINANCIEROS A VALOR RAZONABLE CON CAMBIOS EN RESULTADOS.....	6
2.1.4.	DEUDA FINANCIERA A CORTO PLAZO .....	6
2.1.5.	CUENTAS POR PAGAR.....	6
2.1.6.	IMPUESTO SOBRE LA RENTA DIFERIDO.....	6
2.1.7.	GANANCIAS RETENIDAS.....	7
2.2.	VARIACIONES DEL ESTADO CONSOLIDADO DEL RESULTADO INTEGRAL.....	7
2.2.1.	INGRESOS O (PERDIDAS) POR CAMBIOS EN EL VALOR RAZONABLE DE LOS ACTIVOS FINANCIEROS A VALOR RAZONABLE CON CAMBIOS EN EL RESULTADO .....	7
2.2.2.	GASTOS OPERATIVOS Y GENERALES, Y GASTOS DE PERSONAL .....	7
2.2.3.	GASTOS FINANCIEROS, NETOS.....	7
2.3.	INDICADORES FINANCIEROS DEL EMISOR.....	8
III.	ANÁLISIS DEL SECTOR ECONÓMICO.....	9
3.1	ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA .....	9
3.2.	ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA.....	15
3.3.	ANÁLISIS DEL SECTOR DE GAS DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA.....	20
IV.	ADMINISTRACIÓN DE LOS RIESGOS .....	28
V.	OTROS FACTORES IMPORTANTES.....	38

## I. ESTADOS FINANCIEROS NO AUDITADOS

Haina Investment Co., Ltd.  
 Estado de Situación Financiera  
 No Auditado

(Valores expresados en dólares estadounidenses - USD)

	31 de marzo de 2026	31 de marzo de 2025
<b>Activos</b>		
Efectivo y equivalentes de efectivo	5,355,733	11,248,196
Cuentas por cobrar comerciales y otras	11,335,228	6,343,067
Gastos pagados por anticipado	1,500	1,500
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	716,203,353	678,244,884
<b>Total Activos</b>	<b>732,895,814</b>	<b>695,837,647</b>
<b>Pasivos y Patrimonio</b>		
Deuda Financiera a corto plazo	18,000,000	22,500,000
Cuentas por pagar	1,780,801	1,539,014
Deuda financiera a largo plazo	64,668,795	64,621,782
Impuesto sobre la renta diferido	1,132,777	612,568
Total pasivos	85,582,373	89,273,364
Patrimonio		
Capital social	144,500,000	144,500,000
Ganancias retenidas	502,813,441	462,064,283
Total patrimonio	647,313,441	606,564,283
<b>Total Pasivos y Patrimonio</b>	<b>732,895,814</b>	<b>695,837,647</b>

Haina Investment Co., Ltd.  
Estado del Resultado Integral  
No Auditado

(Valores expresados en dólares estadounidenses - USD)

	Por el período terminado el 31 de marzo de	
	2026	2025
Cambios en el valor razonable de los activos financieros a valor razonable con cambios en el resultado	7,646,370	(3,501,798)
Total Ingresos	7,646,370	(3,501,798)
Gastos administrativos	(323,175)	(377,554)
Ganancia en operaciones	7,323,195	(3,879,352)
Gastos financieros	(1,635,426)	(1,741,799)
Ingresos financieros	1,316,321	1,358,440
Ganancia antes de impuesto sobre la renta	7,004,090	(4,262,711)
Gastos de impuesto	(131,631)	(127,025)
<b>Ganancia neta</b>	<b>6,872,459</b>	<b>(4,389,736)</b>

	Por el período terminado el 31 de marzo de	
	2026	2025
Ganancias por acción básicas y diluías (en centavos de USD)	0.05	(0.03)

Haina Investment Co., Ltd.  
Estado de Cambios en el Patrimonio  
No Auditado

(Valores expresados en dólares estadounidenses - USD)

	Capital social	Ganancias retenidas	Total patrimonio
<b>Saldo al 1 de enero de 2025</b>	<b>144,500,000</b>	<b>445,867,550</b>	<b>590,367,550</b>
Ganancia neta	-	55,073,432	55,073,432
Dividendos declarados	-	(5,000,000)	(5,000,000)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2025</b>	<b>144,500,000</b>	<b>495,940,982</b>	<b>640,440,982</b>
Ganancia neta	-	6,872,459	6,872,459
<b>Saldo al 31 de Marzo de 2026</b>	<b>144,500,000</b>	<b>502,813,441</b>	<b>647,313,441</b>

Haina Investment Co., Ltd.  
 Estado de Flujos de Efectivo  
 No Auditado

(Valores expresados en dólares estadounidenses - USD)

	Por el periodo terminado el 31 de marzo de	
	2026	2025
<b>Flujos de efectivo de actividades de operación</b>		
Ganancia antes de impuesto sobre la renta	7,004,090	(4,262,711)
Aumento de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	(7,646,370)	3,501,798
Gastos financieros, netos	1,635,425	1,741,798
Cambios en activos y pasivos		
Cuentas por cobrar comerciales y otras	4,748,013	(1,270,252)
Cuentas por pagar	(12,754)	(4,999)
Efectivo provisto por las actividades de operación	5,728,404	(294,366)
Intereses pagados	(1,236,083)	(1,457,267)
Efectivo neto (usado en) provisto por las actividades de operación	<u>4,492,321</u>	<u>(1,751,633)</u>
<b>Flujos de efectivo de actividades de financiamiento</b>		
(Disminución) aumento neto en efectivo y equivalentes de efectivo, y efectivo restringido	4,492,321	(1,751,633)
Efectivo y equivalentes de efectivo, y efectivo restringido al inicio del período	863,412	12,999,829
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo, y efectivo restringido al final del período</b>	<u><b>5,355,733</b></u>	<u><b>11,248,196</b></u>

## II. EVALUACIÓN DE LA SITUACIÓN FINANCIERA

### HAINA INVESTMENT CO., LTD. (Registro SIVEV-069) Estados Financieros No Auditados al 31 de marzo de 2026

La presente evaluación tiene como objeto exponer la condición financiera de Haina Investment Company, Ltd. (“HIC” o “la Compañía”), el sector donde desarrolla sus actividades económicas, entre otros factores descritos en la presente que son de interés para el inversionista, siendo su responsabilidad cualquier decisión de inversión que tome.

#### 2. INFORMACIÓN FINANCIERA

El presente análisis se realiza con relación a las variaciones mayores o iguales a un 5 % sobre los estados financieros separados no auditados al 31 de marzo de 2026 en comparación con los estados financieros separados no auditados al 31 de marzo de 2025.

Es importante destacar que HIC decidió implementar un cambio de política contable a partir del período fiscal 2023 para presentar sus estados financieros como entidad de inversión en consonancia con la NIIF 10.

#### 2.1. VARIACIONES DEL ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Al 31 de marzo de 2026 y 2025.

##### 2.1.1. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO, EFECTIVO RESTRINGIDO, INVERSIONES A CORTO PLAZO Y ACTIVOS FINANCIEROS DERIVADOS

El Efectivo y Equivalentes de Efectivo, Efectivo Restringido, Inversiones a Corto Plazo y Activos Financieros Derivados alcanzaron USD 5.36 millones, representando una reducción de 52% en comparación al mismo período del año anterior, debido principalmente a la reducción de deudas financieras y el pago de dividendos durante el 2025.

##### 2.1.2. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES Y OTRAS

Las Cuentas por Cobrar Comerciales y Otras alcanzaron USD 11.36 millones, representando un incremento de 79% en comparación con el mismo período del año anterior, debido a la acumulación de rendimientos pendientes de pago.

##### 2.1.3. ACTIVOS FINANCIEROS A VALOR RAZONABLE CON CAMBIOS EN RESULTADOS

Los Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Resultados alcanzaron USD 716.20 millones, representando un incremento de 6% en comparación con el mismo período del año anterior, debido principalmente al incremento del valor en la inversión de FICDIE.

##### 2.1.4. DEUDA FINANCIERA A CORTO PLAZO

La Deuda Financiera a corto plazo alcanzó USD 18 millones, representando una reducción de 20% en comparación al mismo período del año anterior, debido a repago parcial de facilidades revolventes tomadas en el período anterior.

##### 2.1.5. CUENTAS POR PAGAR

Las Cuentas por Pagar alcanzaron USD 1.78 millones, representando una reducción de un 17% en comparación con el mismo período del año anterior, debido principalmente al impacto de la reducción de la deuda así como de las tasas de interés de las facilidades revolventes tomadas.

##### 2.1.6. IMPUESTO SOBRE LA RENTA DIFERIDO

El impuesto sobre la renta diferido alcanzó USD 1.13 millón, representando un incremento de un 85% en comparación con el mismo período del año anterior, debido al impuesto diferido registrado sobre mayores facturas emitidas pendientes por cobrar.

#### 2.1.7. GANANCIAS RETENIDAS

Las ganancias retenidas alcanzaron USD 502.81 millones, representando un incremento de un 9% en comparación con el mismo período del año anterior, debido a mayores ganancias acumuladas.

#### 2.2. VARIACIONES DEL ESTADO CONSOLIDADO DEL RESULTADO INTEGRAL

Al 31 de marzo de 2026 y 2025.

##### 2.2.1. INGRESOS O (PERDIDAS) POR CAMBIOS EN EL VALOR RAZONABLE DE LOS ACTIVOS FINANCIEROS A VALOR RAZONABLE CON CAMBIOS EN EL RESULTADO

Los Ingresos o (Perdidas) por Cambios en el Valor Razonable de los Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en el Resultado alcanzaron USD 7.65 millones, presentando un incremento de 318% en comparación al mismo período del año anterior, debido principalmente a la variación del valor cuota de FICDIE I.

##### 2.2.2. GASTOS OPERATIVOS Y GENERALES, Y GASTOS DE PERSONAL

Los Gastos Operativos y Generales, y Gastos de Personal ascendieron a USD 0.32 millones, representando una reducción de 14% con relación al mismo período del año anterior, debido principalmente a menores gastos legales y comisiones bancarias.

##### 2.2.3. GASTOS FINANCIEROS, NETOS

Los Gastos Financieros, Netos ascendieron a USD 0.32 millones, disminuyendo en un 17% en comparación con el mismo período del año anterior debido a la reducción de deuda a corto plazo y la baja de tasas de interés.

## 2.3. INDICADORES FINANCIEROS DEL EMISOR

Haina Investment Co., Ltd. y Subsidiarias

Ratios Financieros

No Auditado

(En millones de USD, excepto ratios y data en otras unidades de medida)

	Unidad de medida*	Por el periodo terminado el 31 de marzo de	
		2026	2025
<b>Indicadores de Liquidez</b>			
Indicador de Liquidez Corriente	Ratio	0.80x	0.71x
Prueba Ácida	Ratio	0.80x	0.71x
Capital de Trabajo Neto	USD	-4.22	-7.06
<b>Indicadores de Endeudamiento</b>			
Razón de Endeudamiento	Ratio	0.12x	0.13x
Total Pasivos / Total Patrimonio	Ratio	0.13x	0.15x
Deuda Financiera / Total Pasivos	%	97%	98%
Deuda Largo Plazo / Deuda Total	%	78%	74%
Proporción de Deuda a Corto Plazo / Deuda Total	%	22%	26%
Cobertura de Gastos Financieros	Ratio	4.48x	-2.23x
<b>Indicadores de Actividad</b>			
Días de Cuentas por Cobrar	Días	135.27	-149.20
Días de Cuentas por Pagar	Días	22.19	-50.61
Rotación de Cuentas por Cobrar	Días	2.58	-2.45
Rotación de Cuentas por Pagar	Días	16.45	-7.21
<b>Indicadores Financieros</b>			
EBITDA	USD	7.32	-3.88
Flujo de Caja Libre	USD	4.49	-1.75
<b>Indicadores de Rentabilidad</b>			
Rentabilidad Patrimonio de Accionistas	%	4.7%	-1.5%
Rentabilidad de la Inversión del Activo	%	4.1%	-2.2%
Utilidad por Acción	USD centavos	0.05	-0.03

\* Unidad de medida "ratio" indica número de veces (x) de la razón.

### III. ANÁLISIS DEL SECTOR ECONÓMICO

#### 3.1 ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA

##### **Historia**

En 1997, la República Dominicana comenzó a reformar y privatizar su industria eléctrica, creando segmentos de generación térmica e hidroeléctrica, transmisión y distribución. Esta reforma y privatización se implementó principalmente para tratar los graves problemas en el sector eléctrico dominicano, como eran: el déficit crónico de capacidad efectiva, deficiente calidad del servicio, interferencia política, deficiente administración de los servicios públicos de electricidad, tarifas insuficientes y falta de inversión de capital en el sector eléctrico público. El proceso de reforma y privatización se formalizó el 24 de junio de 1997 con la promulgación de la Ley General de Reforma de la Empresa Pública.

Antes de iniciarse la reforma y privatización, todos los activos de distribución, transmisión y generación de electricidad interconectada eran propiedad de la antigua Corporación Dominicana de Electricidad (CDE) que, de conformidad con la legislación dominicana, era el único ente autorizado para operar en el sector eléctrico. A mediados de los años 1990, la CDE suscribió varios Contratos de Compra de Energía (PPA) con productores independientes de energía (IPP). Lo que efectivamente transfirió el control de una parte de la capacidad generadora del país a empresas privadas. Durante este período, el sector era regulado por una serie de resoluciones administrativas emitidas por la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, actualmente Ministerio de Industria, Comercio y MIPYMES.

En 1999, como parte del proceso de reorganización y privatización, la CDE fue reestructurada en ocho (8) compañías:

- CDE, compañía matriz, que en lo adelante sería la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE);
- dos (2) compañías de generación térmica: Empresa Generadora de Electricidad Haina, S.A. (EGE Haina) y Empresa Generadora de Electricidad Itabo, S.A. (EGE Itabo);
- tres (3) compañías distribuidoras: EDE Norte, EDE Sur, y EDE Este;
- una compañía de generación hidroeléctrica: Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana, S.A.;
- y
- una compañía de transmisión: Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana.

Luego de esta reestructuración, las dos (2) compañías de generación térmica y las tres (3) compañías distribuidoras fueron privatizadas a través de la emisión y venta de un 50 % de la participación propietaria de cada una de estas compañías a inversionistas privados, lo que se denominó el “proceso de capitalización”. En el proceso de capitalización, se invitó a los inversionistas privados a licitar por una participación del 50 % en cada una de las compañías de generación térmica y las compañías distribuidoras. El gobierno dominicano retuvo una participación del 50 % en las dos compañías de generación térmica y una participación de aproximadamente el 49 % en las compañías distribuidoras, mientras que aproximadamente un 1 % de la participación en las compañías distribuidoras fue transferido a los empleados de las compañías distribuidoras al momento de la privatización.

Como resultado del proceso de capitalización:

- un 50 % de la participación en EGE Haina lo adquirió HIC;
- un 50 % de la participación en EGE Itabo lo adquirió AES Gener (hoy AES Andes) y la Coastal Power Company;
- un 50 % de la participación en EDE Este lo adquirió una afiliada de AES Corporation; y
- un 50 % de la participación en cada una de las distribuidoras, EDE Norte y EDE Sur, lo adquirió Unión Fenosa, hoy conocida como Naturgy Energy Group.

El proceso de capitalización resultó en la inversión de más de mil millones de dólares los Estados Unidos de América (+USD1,000,000,000) en el sector eléctrico desde el período 1999 a 2005. De conformidad con la Ley de Reforma la mayor parte del efectivo recibido por las compañías de generación térmica y las compañías distribuidoras debía usarse para reconstruir y mejorar los activos de estas compañías.

## Organización del Sector Eléctrico

### Generalidades

El sector eléctrico en la República Dominicana está compuesto por empresas de generación, autogeneradoras y cogeneradoras, empresas distribuidoras, usuarios no regulados y, una empresa de transmisión, las cuales conforman el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). Adicionalmente, existen autogeneradores y sistemas eléctricos aislados que no se encuentran interconectados al SENI.

En la República Dominicana, en algunas zonas donde la interconexión con el SENI ha demostrado no ser económicamente factible, la energía eléctrica es abastecida por empresas operadoras de sistemas eléctricos, o por la concesionaria de distribución a través de contratos con empresas con generadores instalados en dichas zonas. La empresa CEPM, que se dedica a las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad a través de un sistema aislado en la región de Punta Cana-Bávaro y Bayahibe, es un ejemplo del primer caso, mientras que EGE Haina, que desde su planta de Pedernales suplente energía a la compañía distribuidora que da servicio al sistema aislado de la provincia de Pedernales, es un ejemplo del segundo caso.

### Distribución

Existen cinco (5) empresas distribuidoras en la República Dominicana que operan dentro del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, SENI: EDE Este, EDE Norte, EDE Sur, El Progreso del Limón, S.R.L. (o “EPDL”) y Compañía de Luz y Fuerza de las Terrenas (o “CLFLT”). Durante 2022, estas empresas distribuyeron aproximadamente el 85.5 % de la energía demandada en República Dominicana.

EDE Este, EDE Norte y EDE Sur se incorporaron en la República Dominicana y en 1999 se les otorgaron concesiones de distribución de electricidad por un período de 40 años en las regiones este, norte y sur de la República Dominicana, respectivamente. Actualmente, estas tres (3) empresas son de propiedad y operación estatal.

CLFLT se constituyó inicialmente en 1992 con una concesión para operar como sistema aislado, abasteciendo energía a las regiones de la provincia Samaná que no eran atendidas por la CDE. Sin embargo, el 6 de agosto de 2015, el sistema de distribución de CLFLT se conectó con el SENI y se convirtió en un nuevo agente dentro del mercado mayorista de electricidad del país.

EPDL obtuvo una concesión de distribución de energía eléctrica en el municipio de El Limón, Provincia de Samaná, el 12 de abril de 2012. Sin embargo, debido a hechos que afectaron sustancialmente el suministro de energía eléctrica en las zonas atendidas por EPDL, durante 2018 la Superintendencia de Electricidad ordenó la interconexión provisional de EPDL al SENI y el establecimiento de precios regulados de electricidad para los usuarios regulados atendidos por EPDL. Desde entonces, EPDL se ha convertido en un agente de distribución en el mercado mayorista de electricidad y no se espera que vuelva a operar como un sistema aislado.

Las siguientes tablas, elaboradas con información recabada por el Ministerio de Energía y Minas (MEM), establecen el número de clientes atendidos y la energía facturada por EDE Norte, EDE Sur y EDE Este en los periodos allí señalados.

### Número de clientes facturados

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	ene-26
EDE Norte	909,605	965,756	1,020,912	1,073,399	1,136,081	1,185,318	1,202,602	1,219,167	1,243,811	1,267,637
EDE Sur	636,682	728,926	834,382	864,867	885,029	907,865	924,967	932,425	952,299	875,367
EDE Este	646,376	657,065	670,428	681,375	692,557	716,354	729,163	772,367	801,183	813,962

Total	2,192,663	2,351,747	2,525,722	2,619,641	2,713,668	2,809,536	2,856,732	2,923,959	2,997,293	2,956,966
-------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------

### **Energía Facturada (GWh)**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	ene-26
EDE										
Norte	3,036	3,256	3,525	3,589	3,895	4,016	4,212	4,468	4,553	355
EDE Sur	3,679	3,847	4,290	4,156	4,298	4,365	4,902	4,975	4,857	361
EDE										
Este	2,929	3,137	3,245	2,739	2,994	3,083	3,038	3,273	3,281	254
			<b>11,05</b>							
<b>Total</b>	<b>9,644</b>	<b>10,240</b>	<b>9</b>	<b>10,484</b>	<b>11,186</b>	<b>11,464</b>	<b>12,152</b>	<b>12,717</b>	<b>12,691</b>	<b>970</b>

*Fuente: Ministerio de Energía y Minas, Informe de Desempeño – Enero 2026.*

### **Transmisión**

La red de transmisión del SENI es propiedad y está operada por la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana. La red está formada por aproximadamente 5,515.50 km de líneas operando a 69 kV, 138 kV, 230 kV y 345 kV, y con subestaciones transformadoras y de conexión.

La red de 138 kV, que forma parte de la red de alta tensión es la red troncal del sistema de transmisión dominicano, y tiene una longitud aproximada de 3,059.39 km. La red de 345 kV tiene una longitud aproximada de 435.7 km. La línea de transmisión de 230 kV tiene una longitud aproximada de 283.20 km y es propiedad de Pueblo Viejo Dominican Corporation (PVDC). Además, el sistema eléctrico dominicano cuenta con una red de transmisión de 69 kV con una longitud aproximada de 1,734.49 km conectada a la red de transmisión principal mediante subestaciones transformadoras.

Si una empresa generadora de electricidad construye líneas de transmisión para la interconexión de sus facilidades al SENI, estará obligada, de conformidad con las leyes dominicanas, a transferir la propiedad de dichas líneas a la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana a través de un acuerdo de financiamiento reembolsable, a ser negociado entre las partes.

## Generación

La capacidad de un generador se mide en términos de capacidad instalada. La tabla siguiente muestra la capacidad instalada de las empresas de generación en República Dominicana al 31 de marzo de 2026:

<b>Empresa</b>	<b>Capacidad Total (MW)</b>	<b>% Capacidad Instalada</b>
AES Andrés	319	4.22%
AES Renewables Energy SR	249	3.29%
Agua Clara	55	0.73%
CDEEE	782	10.34%
CESPM	432	5.71%
DPP	359.25	4.75%
EGEHID	623.3	8.24%
Electronic JRC	73	0.97%
Emerald Energy	32.6	0.43%
GPLV	199.1	2.63%
Grupo Eólico Dominicano	34	0.45%
EGE Haina	1054	13.94%
ITABO	294	3.89%
LAESA	147.26	1.95%
Lear Investment	101.5	1.34%
Los Orígenes	60.69	0.80%
Complejo Metalúrgico Dominicano	42	0.56%
Monte Rio	39.4	0.52%
Montecristi Solar	57.96	0.77%
PECASA	50	0.66%
Poseidón	96.6	1.28%
PVDC	225.3	2.98%
San Pedro Bio Energy	30	0.40%
Seaboard	261.508	3.46%
WCG Energy	66.8	0.88%
CEPM	8.25	0.11%
SIBA Energy	266.1	3.52%
Koror Busines	65	0.86%
Karpowership	418.66	5.54%
Enren SRL	75.16	0.99%
Matrisol	55.1	0.73%
ECOENER	96.05	1.27%
Maranatha Energy investment	11.18	0.15%
Domicem Generación	25.6	0.34%
Desarrollos Fotovoltaico DSS	64.7	0.86%
WCGF Solar II, SRL.	67	0.89%

Energia Renewable Bas	71.46	0.95%
Phinie & CO Development	17	0.22%
Cotoperí Solar FV	144.2	1.91%
Renewable Energy World Dominicus	61.74	0.82%
Eterra Grupo Ecoenergético	11.4	0.15%
Coastal Petroleum Dominicana	127	1.68%
Tropigas Dominicana	50.32	0.67%
I.E. DR Project I	140	1.85%
Natural World Energy Corporation	100	1.32%
<b>Total</b>	<b>7,561.19</b>	<b>100%</b>

Fuente: Organismo Coordinador del SENI de la República Dominicana, elaboración propia.

## El Mercado Eléctrico Dominicano

### Demanda

La siguiente tabla indica la demanda por año y la tasa anual de crecimiento de la energía y la capacidad pico a través del SENI para el período 2002 – 2026.

Año	DEMANDA		TASA DE CRECIMIENTO	
	Energía (GWh)	Capacidad (MW)	Energía (%)	Capacidad (%)
2002	10,231	1,551	-	-
2003	10,385	1,688	1.5 %	8.8 %
2004	8,723	1,638	-16.0 %	-3.0 %
2005	9,711	1,634	11.3 %	-0.2 %
2006	10,593	1,703	9.1 %	4.2 %
2007	11,030	1,719	4.1 %	0.9 %
2008	11,392	1,670	3.3 %	-2.9 %
2009	11,178	1,685	-1.9 %	0.9 %
2010	12,012	1,745	7.5 %	3.6 %
2011	12,478	1,821	3.9 %	4.4 %
2012	13,356	1,995	7.0 %	9.6 %
2013	13,851	2,084	3.7 %	4.5 %
2014	13,464	1,897	-2.8 %	-9.0 %
2015	14,177	2,002	5.3 %	5.5 %
2016	14,899	2,160	5.1 %	7.9 %
2017	15,282	2,219	2.6 %	2.7 %
2018	15,702	2,219	2.7 %	0.0 %
2019	17,411	2,437	10.9 %	9.8 %
2020	17,663	2,576	1.4 %	5.7 %
2021	19,431	2,757	10.0 %	7.5 %
2022	20,098	2,901	3.3%	5.2%
2023	21,665	3,315	7.8%	14.27%
2024	23,069	3,515	6.5%	6.03%
2025	23,869	3,639	3.47%	3.53%
2026*	5,218	3,103		

Fuente: Organismo Coordinador del SENI de la República Dominicana, elaboración propia.

La tasa de crecimiento promedio anual de la demanda de energía fue de un 3.90 % durante el período de 2011 a 2025. Durante el año 2025, la demanda máxima de potencia de punta de electricidad tuvo un incremento de

3.53 % comparado con el año 2024. Durante el año 2025, la demanda de energía ha experimentado un incremento de 3.47 % con respecto al mismo periodo del año 2025.

### **Oferta**

Al 31 de diciembre de 2025, la capacidad instalada del SENI era de 7,224.59 MW. La generación de electricidad en República Dominicana depende en gran medida de la generación térmica, que al 31 de diciembre del 2025 representó el 80% de la producción total de energía, siendo el 20% restante producción hidroeléctrica, biomasa, solar y eólica. La tabla debajo muestra la capacidad instalada en República Dominicana por tecnología (excluyendo sistemas aislados) al 31 de diciembre de 2025.

<i>Tecnología</i>	<i>Capacidad Instalada</i>	
	<i>MW</i>	<i>%</i>
<i>Ciclo Combinado</i>	1,260.50	16.92%
<i>Eólica</i>	468.35	6.29%
<i>Hidroeléctrica</i>	623.3	8.36%
<i>Motor combustión interna</i>	1,647.01	22.10%
<i>Turbina a Gas</i>	400.4	5.37%
<i>Turbina a Vapor</i>	1,123.86	15.08%
<i>Solar</i>	1,928.17	25.88%
<b><i>Total general</i></b>	<b>7,451.59</b>	<b>100.00%</b>

*Fuente: Organismo Coordinador del SENI de la República Dominicana, elaboración propia*

## 3.2. ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA

### **Historia**

Los inicios de la prestación de servicios eléctricos en Colombia remontan a finales del siglo XIX, con la instalación de lámparas en las calles de Bogotá. Este hecho fue el resultado de la iniciativa de inversionistas privados, quienes constituyeron las primeras empresas que tenían como finalidad generar, distribuir y vender electricidad.

En 1946, con el objetivo de impulsar la electrificación dentro del país, se constituyó el Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (Electraguas); el cual posteriormente se convirtió en el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), entidad que tiene como objeto ejecutar las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en las zonas no interconectadas del país que no estén asignadas a otras entidades del sector eléctrico.

A inicios de los años 90, un diagnóstico realizado a las empresas estatales de electricidad reveló resultados altamente desfavorables en términos de la eficiencia administrativa, operativa y financiera; lo que dio paso entre 1991 y 1992 a un racionamiento de energía, el más grande de la historia reciente del país. Dado lo anterior, a partir de la promulgación de la Constitución Nacional de 1991 se admitió, como principio clave para el logro de la eficiencia en los servicios públicos, la competencia para hacer posible la libre entrada de cualquier agente interesado en prestar los servicios.

En 1992, se constituye el Ministerio de Minas y Energía; y tres (3) entidades administrativas especializadas para la administración del sector, siendo estas: la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME).

A partir del 01 de octubre de 2005 inició operación comercial XM S.A. ESP, una empresa del Grupo ISA especializada en la gestión y operación del sistema en tiempo real y la administración del mercado de energía mayorista.

En 2014 se tramitó la Ley 1715 que tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las Fuentes No Convencionales de Energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico.

### **Generalidades**

El mercado eléctrico de Colombia está compuesto por los usuarios que se clasifican en regulados, no regulados y agentes:

- **Regulados:** Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG en la resolución 119 de 2007 y aquellas que la modifican y sustituyen.
- **No Regulados:** Persona natural o jurídica que demanda una cantidad de energía mensual superior a 55 MWh-mes o una que tiene una demanda pico de 0.1 MW. Estos usuarios tienen la libertad de negociar los costos de las actividades relacionadas con la generación y comercialización.
- **Agentes:** Es la persona jurídica que integra la cadena de valor en el sistema eléctrico (generadores, transportadores, distribuidores y comercializadores).

### **Distribución**

La actividad de distribución consiste en transportar la energía eléctrica por los Sistemas de Trasmisión Regional (STR) y los Sistemas de Distribución Local (SDL). Los SDL están conformados por el conjunto de redes, postes, transformadores, etc., que son utilizados para entregar la energía eléctrica en el domicilio de los usuarios finales. La mayoría de SDL se conectan entre sí a través de los STR, los cuales interconectan diferentes regiones del país. Estos STR se conectan a otra red de mayor capacidad, llamada el Sistema de Trasmisión

Nacional (STN) que interconectan los grandes centros de generación de la electricidad. Actualmente existen 29 operadores de red en Colombia.

### Comercialización

Actividad que consiste en la intermediación comercial entre los agentes que prestan los servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y los usuarios finales de dichos servicios, bien sea que esa actividad se desarrolle o no en forma combinada con otras actividades del sector eléctrico, según lo dispuesto por la regulación y la ley. Según el Reporte de Gestión y Sostenibilidad 2025 de XM, al cierre de 2025 se contaba con 360 agentes registrados en el Mercado de Energía Mayorista (frente a 325 en 2024) y 65,578 fronteras comerciales registradas (46,460 en 2024).

### Generación

Durante el 1T26, la matriz de generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) mantuvo una alta participación del recurso hídrico, que en enero representó el 80.7% de la generación y en marzo se ubicó alrededor del 77% de la generación total (88.92% del grupo renovable, equivalente a 185.09 GWh-día promedio). La alta participación hidráulica hace que los precios de la bolsa de energía sigan siendo altamente sensibles a la variabilidad de las condiciones climáticas. Durante 2025, el precio promedio en bolsa fue de 247.79 COP/kWh (frente a 686.19 COP/kWh en 2024, -63.9%), con un máximo horario de 2,223.60 COP/kWh el 14 de agosto y un mínimo de 97.85 COP/kWh el 2 de noviembre; en diciembre cerró en 282.97 COP/kWh. En el 1T 2026 la tendencia bajista continuó: el precio promedio de bolsa fue de 213 COP/kWh en enero y de 120.2 COP/kWh en los primeros 15 días de febrero, con mínimos de 101.3 COP/kWh el 8 de febrero, niveles comparables a los observados durante La Niña 2021. Las plantas de generación a base de combustible fósil continuaron como la segunda fuente y aumentaron progresivamente su participación en el trimestre (11.4% en enero, 13.47% en marzo) como respuesta al descenso gradual del nivel de los embalses, con el carbón mostrando un crecimiento destacado del 182.39% entre febrero y marzo. La energía solar se consolidó como la tercera fuente más significativa, alcanzando el 6.3% en enero y 9.46% dentro del grupo renovable en marzo; el 3 de abril de 2026 la generación solar llegó a atender el 33.5% de la demanda nacional en un periodo específico, hito relevante para la transición energética.

En lo corrido de 2026, la matriz de generación presenta el siguiente comportamiento:

Concepto	Hidráulica	Combustible Fósil	Solar	Biomasa	Eólica
Generación GWh	17,003	2,552	1,555	260	46

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercado S.A. E.S.P

Como referencia histórica, según el Reporte de Gestión y Sostenibilidad 2025 de XM, durante 2025 la generación del SIN se situó en 84,412.31 GWh, presentando un aumento de 1.38% respecto a 2024 (83,262.92 GWh). Dicho año se caracterizó por un incremento del 25.27% en la generación con fuentes renovables y una disminución del 56.11% en la generación con fuentes no renovables, comportamiento explicado por los mayores aportes hídricos tras la finalización del fenómeno El Niño 2023-2024. Por tecnología, la generación hidráulica aumentó 25%, la solar 35% y la eólica 4%. Como consecuencia, las emisiones del SIN pasaron de 18.11 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>e en 2024 a 8.2 millones en 2025 (-55.25%), con un factor de emisión de 0.097 ton/MWh. Para el primer trimestre de 2026, la generación total mensual registrada por XM fue: enero con un 88.6% de participación renovable (hidráulica 80.7%, solar 6.3%), febrero con una demanda de 6,593.39 GWh (+3.13% frente al mismo mes de 2025) y marzo con una generación total de 7,457.05 GWh (+6.83% frente a marzo de 2025, 240.55 GWh-día promedio). El desglose acumulado por tipo de fuente (GWh) para el 1T 2026 no ha sido consolidado públicamente por XM a la fecha de corte de este informe; se presenta a continuación la matriz de cierre 2025 como referencia comparativa.

La matriz de generación del año 2025 presentó la siguiente composición:

<b>Generación Renovable (GWh)</b>	<b>Generación No Renovable (GWh)</b>	<b>Generación total (GWh)</b>
73,682	10,729	84,411

*Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercado S.A. E.S.P*

Las principales plantas de generación que representan el 80% de la energía entregada a nivel nacional durante el año 2025 se presentan a continuación como referencia histórica. El desglose acumulado por planta del 1T 2026 presenta el siguiente comportamiento:

<b>Planta</b>	<b>Generación [GWh]</b>	<b>Part.[%]</b>
ITUANGO	2,321	10.88%
SAN CARLOS	1,754	8.22%
SOGAMOSO	1,522	7.14%
GUAVIO	966	4.53%
GUATAPE	963	4.52%
PORCE III	936	4.39%
EL QUIMBO	712	3.34%
PAGUA	625	2.93%
BETANIA	612	2.87%
MIEL I	610	2.86%
GUATRON	571	2.68%
ALBAN	542	2.54%
TEBSAB CC	526	2.47%
CHIVOR	526	2.47%
LA TASAJERA	504	2.36%
SALVAJINA	489	2.29%
PORCE II	451	2.11%
PLAYAS	420	1.97%
TERMOCANDELARIA CC	367	1.72%
URRA	305	1.43%
GUAYEPO	197	0.93%
JAGUAS	187	0.88%
GUAJIRA 2	176	0.83%
GUAJIRA 1	161	0.75%
FLORES 4 CC	150	0.70%
GECELCA 32	147	0.69%

*Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercado S.A. E.S.P*

Por número de unidades de generación, tipo de tecnología y despacho, el sistema eléctrico colombiano posee:

<b>Generador</b>	<b>Cantidad</b>
Plantas de generación hidráulica DC	30
Plantas de generación térmica DC	39
Plantas de generación solar DC	10
Plantas de generación hidráulica NDC	127
Plantas de generación térmica NDC	28
Plantas de generación solar NDC	102
Embalses	24

*Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercado S.A. E.S.P*

Al corte del 8 de abril de 2026 (primera semana tras el cierre del 1T 2026), la capacidad instalada solar del SIN, incluyendo plantas en operación y en pruebas, ascendió a 3,334.97 MW, equivalente al 15% de la capacidad total del Sistema (22,839.26 MW). Durante 2025 se incorporaron 333.87 MW de nueva capacidad solar (87.8% del total de nueva capacidad ingresada al SIN en el año), consolidando a la solar como la principal fuente de expansión. El 3 de abril de 2026, la energía solar llegó a atender el 33.5% de la demanda nacional en un periodo específico, un hito histórico para la transición energética. Según el Ministerio de Minas y Energía, a enero de 2026 Colombia contaba con 3,677.57 MW de proyectos de energías limpias en operación y pruebas (15.64% de la matriz). Para 2026 se proyecta el ingreso de 4,475 MW adicionales; al corte del 8 de abril habían ingresado 259 MW.

### **Transmisión**

Colombia posee una red de transmisión que constituye el Sistema de Transmisión Nacional, el cual, por nivel de tensión tiene las siguientes longitudes:

<b>Líneas</b>	<b>Longitud km</b>
Transmisión 110 – 115 kV	12,397.13
Transmisión 138 kV	15.49
Transmisión 220 – 230 kV	13,762.34
Transmisión 500 kV	3,833.09
<b>Total SIN</b>	<b>30,008.05</b>

*Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercado S.A. E.S.P*

El SIN colombiano se divide en 15 áreas eléctricas: Atlántico, Bolívar, GCM (Guajira-Cesar-Magdalena), Córdoba-Sucre, Antioquia-Chocó, Norte de Santander, Santander, Boyacá-Casanare, Meta-Guaviare, CQR (Caldas-Quindío-Risaralda), THC (Tolima-Huila-Caquetá), Bogotá- Cundinamarca, Valle, Cauca, Nariño – Putumayo.

Colombia está interconectada con Ecuador a través de las 4 líneas de transmisión Jamondino - Pomansqui 220kV y una línea de 138 kV denominada Panamericana - Tulcán; y también se conecta a Venezuela a través de los circuitos Cuestecitas - Cuatricentenario de 220 kV en el Norte del país y San Mateo - Corozo 220 kV en el Este.

Actualmente en el país existen 15 transmisores nacionales y 9 transmisores regionales.

Las empresas líderes dentro del sector de transmisión son Intercolombia (ISA), EPM, GEB, y Transelca. De estas, EPM y GEB están integradas verticalmente.

Dentro de la estructura de transmisión, el sistema cuenta con los siguientes equipos de transformación en alta tensión y compensación en media y alta tensión:

<b>Nivel de Transformación</b>	<b>Capacidad de Transformación (MVA)</b>
Transformación 110 kV	11,393.85
Transformación 115 kV	15,459.92
Transformación 138 kV	40.00
Transformación 220 kV	14,499.00
Transformación 230 kV	22,734.80
Transformación 500 kV	16,718.00
<b>Total Transformación SIN</b>	<b>80,845.57</b>

<b>Compensadores estáticos</b>	<b>Cantidad</b>
Compensador estáticos SVC 500 kV	1
Compensador STATCOM 500 kV	1
Compensador estáticos SVC 230 kV	1
Compensador estáticos SVC 34.5 kV	1
<b>Total compensadores estáticos SIN</b>	<b>4</b>

*Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercado S.A. E.S.P*

### ***Demanda de energía nacional***

Según el Reporte de Gestión y Sostenibilidad 2025 de XM, la demanda total de energía en Colombia en 2025 fue de 84,049 GWh frente a 82,116 GWh en 2024 (+2.62%). El pico máximo de consumo se registró el 11 de noviembre de 2025 con 249.7 GWh-día, mientras que el mínimo se presentó el 1° de enero con 176.8 GWh-día; el primer semestre creció 1.1% y el segundo semestre aceleró a un promedio mensual de 4.18%. Las regiones Caribe, Oriente y Centro concentran el 66.6% de la demanda nacional. En el primer trimestre de 2026 la tendencia de crecimiento se aceleró: enero 7,155.60 GWh (+4.55% vs enero 2025), febrero 6,593.39 GWh (+3.13%) y marzo con una generación total de 7,457.05 GWh (+6.83%), para un acumulado aproximado del trimestre cercano a 21,206 GWh. El impulso provino principalmente del sector no regulado, donde la explotación de minas y canteras lideró el crecimiento con +16.38% en enero y +10.69% en febrero. A nivel regional en el 1T 2026, Chocó registró el mayor crecimiento en febrero (+8.08%), seguida por Centro (+5.52%) y Guaviare (+5.38%); Tolima-Huila-Caquetá tuvo la menor variación (-1.45%).

<b>Año</b>	<b>Demanda GWh</b>	<b>Crecimiento</b>
2012	59,370	3.79%
2013	60,890	2.56%
2014	63,571	4.40%
2015	66,175	4.10%
2016	66,319	0.22%
2017	66,893	0.86%
2018	69,127	3.34%
2019	71,925	4.05%
2020	70,422	-2.09%
2021	74,117	5.25%
2022	76,653	3.31%
2023	79,985	4.45%
2024	82,116	3.08%

2025 84,049 2.62%

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercado S.A. E.S.P

### Oferta Energética

Al 31 de diciembre de 2025 la capacidad efectiva neta del SIN fue de 21,028.56 MW, presentando una disminución de 395.58 MW (-1.85%) respecto a 2024. Esta reducción se explica principalmente por la finalización del período de transición establecido en las Resoluciones CREG 148 de 2021 y 101 011 de 2022, que llevaron a que 70 plantas (646.98 MW) regresaran al estado de pruebas; en particular, la capacidad efectiva de las plantas solares pasó de 1,928.02 MW a 1,594.08 MW. Durante 2025, XM declaró en operación comercial 75 proyectos de generación y 40 de transmisión, con un ingreso total de 380.26 MW (68 solares = 333.87 MW, 2 hidráulicas = 5.30 MW y 5 térmicas = 41.09 MW). Al corte del 8 de abril de 2026 (primera semana tras el cierre del 1T 2026), la capacidad efectiva neta total del SIN incluyendo plantas en operación y en pruebas ascendió a 22,839.26 MW, con la siguiente composición: 58% hidráulica (13,231.87 MW), 27% térmica (6,231.42 MW), 15% solar (3,334.97 MW) y menos del 1% eólica (41 MW). La capacidad de generación neta efectiva por tamaño y tecnología se muestra a continuación, con comparativa del cierre de 2024 (enero 2025) vs cierre 2025 (diciembre 2025) como referencia histórica; los datos al 31 de marzo de 2026 son:

Tipo fuente	Enero 2025 [MW]	Marzo 2026 [MW]	Variación
Hidráulica	13.219,70	13.211,47	↓ -0,06%
Térmico	6.068,19	5.988,19	↓ -1,32%
Eólica	0,00	0,00	↓ 0,00%
Solar	1.903,02	1.852,08	↓ -2,67%
<b>Total</b>	<b>21.400,75</b>	<b>21.028,56</b>	-

Fuente: XM Compañía de Expertos en Mercado S.A. E.S.P.

### 3.3. ANÁLISIS DEL SECTOR DE GAS DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA

#### Historia

El desarrollo de la industria del gas natural en Colombia es reciente. Aunque desde la década de los años 50 se realizaron algunos usos esporádicos y aislados de este combustible, fue a mediados de los años 70 cuando comenzó su verdadero desarrollo gracias al gas descubierto en la región de Guajira y que entró en funcionamiento en 1977. Luego de un largo período de bajo crecimiento, en 1986 se inició el programa “Gas para el Cambio”, que permitió ampliar el consumo de gas en las ciudades, realizar la interconexión nacional y tener nuevos hallazgos.

En 1993 el Gobierno Nacional decidió que Ecopetrol liderara la interconexión nacional, para lo cual dos años después comenzaron las conexiones entre los principales yacimientos y centros de consumo, mediante la construcción de más de 2,000 km de gasoductos que pasaron por el Departamento de la Guajira, el centro y suroccidente del país y los Llanos orientales.

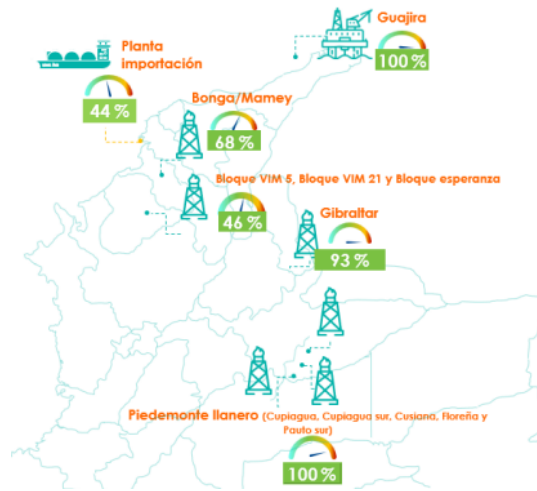
Con el fin de facilitar el acceso del gas natural a los estratos socioeconómicos más necesitados, en 1997 se creó el Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos. Ese mismo año se separó la actividad de transporte de gas de Ecopetrol y se conformó la Empresa Colombiana de Gas (ECOGAS), que después se transformó en la Transportadora de Gas del Interior (TGI S.A. E.S.P.) cuando la Empresa de Energía de Bogotá (EEB) compró su mayoría accionaria en 2006.

Entre 1997 y 1998 se otorgaron concesiones de áreas de distribución exclusiva de gas para extender la cobertura del servicio en los departamentos de Quindío, Caldas, Risaralda, Valle y Tolima. El Gobierno Nacional,

interesado en promover el desarrollo de este energético en todo el país y de masificar su uso, estableció en el 2003 las “Estrategias para la dinamización y consolidación del gas natural en Colombia”, donde se formularon algunas estrategias y recomendaciones para lograr este objetivo.

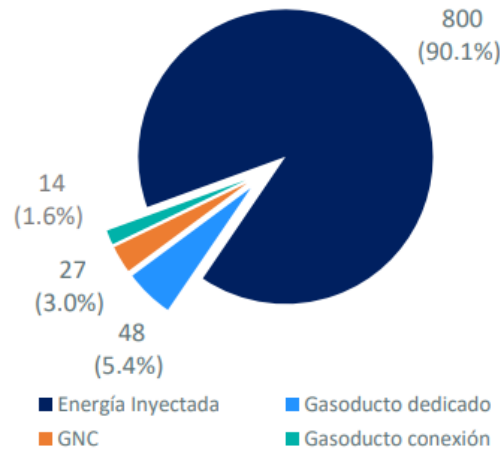
Un año después se hizo lo mismo para masificar el Gas Natural Vehicular y se ordenó ofrecer condiciones económicas especiales (especialmente descuentos y bonos) para beneficiar a quienes utilicen este combustible. En 2007, Ecopetrol, PDVSA (petrolera venezolana) y Chevron suscribieron un contrato mediante el cual determinaron las condiciones para compra y venta de gas natural entre Colombia y Venezuela durante los próximos 20 años.

**Suministro por fuente**



\*Fuente: : Sistema Electrónico de Gas – SEGAS y Ministerio de Minas y Energía

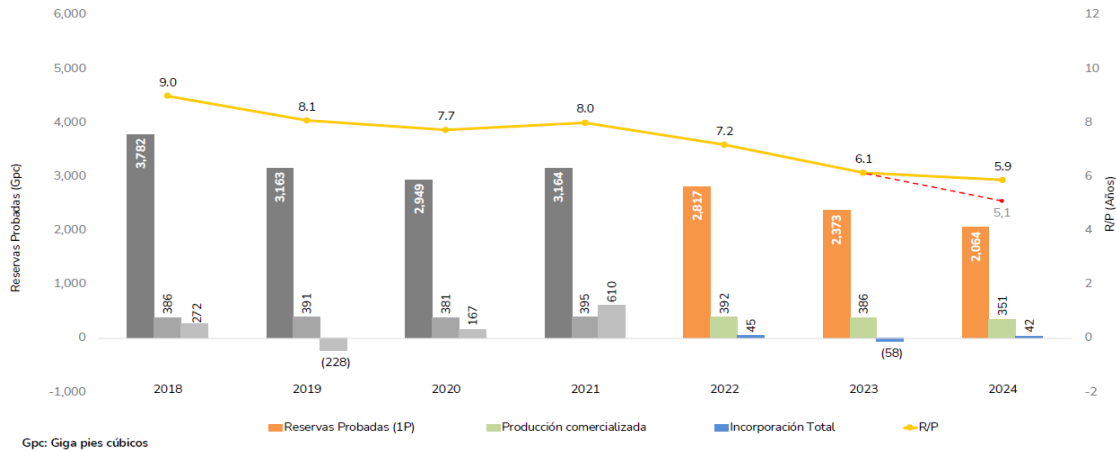
**Suministro mensual promedio (GBTUD)**



\*Fuente: Bolsa Mercantil: Informe Gas Natural

Durante el 1T 2026 se consolidó el escenario de desbalance estructural advertido por el Gestor del Mercado. El suministro local de gas se redujo de niveles superiores a 1,000 GBTUD en años anteriores a cerca de 667 GBTUD en 2026, profundizando la dependencia de las importaciones. Según la UPME, en enero de 2026 el 21% del gas consumido en el país provino del exterior, tres puntos porcentuales más que en enero de 2025 (18%); Naturgas proyecta que para todo 2026 las importaciones podrían cubrir cerca del 26% de la demanda nacional. Adicionalmente, Naturgas reportó que entre 2025 y enero de 2026 la industria dejó de consumir cerca de 38.6 GBTUD de gas natural (equivalente al 16% de la demanda industrial no regulada), migrando hacia combustibles más contaminantes como GLP y carbón, lo que generó aproximadamente 164 mil toneladas adicionales de CO2 equivalente al año. El informe de noviembre 2025 del Gestor del Mercado (último disponible con desglose mensual) mostró una contratación respaldada con firmeza de 696 GBTUD, modalidad Con Interrupciones de 425 GBTUD y un suministro promedio mensual de 947 GBTUD (mínimo 873 / máximo 1,003). Los datos mensuales detallados del 1T 2026 aún no están publicados a la fecha de corte de este informe.

**Reservas a corte del 2024 (la información de 2025 se actualizará hasta el mes de mayo 2026)** Las reservas probadas de gas pasaron de 2.373 Gpc a 2.064 Gpc, las probables pasaron de 600 Gpc en 2023 a 598 Gpc al 2024 y las posibles aumentaron, al pasar de 719 Gpc en 2023 a 723 Gpc en 2024.



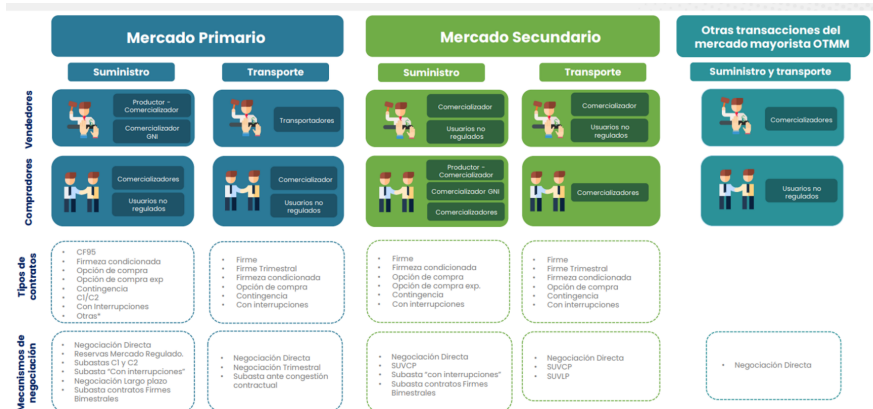
Fuente: ANH

### Organización del Sector Gas Natural Generalidades

El mercado de gas en Colombia está compuesto por los usuarios que se clasifican en regulados, no regulados y los agentes:

- **Regulados:** Todo usuario cuyo consumo promedio diario es inferior o igual a cien mil pies cúbicos de gas natural por día (100,000 pcd).
- **No Regulados:** Todo usuario cuyo consumo promedio diario es superior a cien mil pies cúbicos de gas natural por día (100,000 pcd).
- **Agentes:** es la persona jurídica que integra la cadena de valor en el sistema de gas (productores, transportadores, distribuidores y comercializadores).

### Estructura del mercado de gas

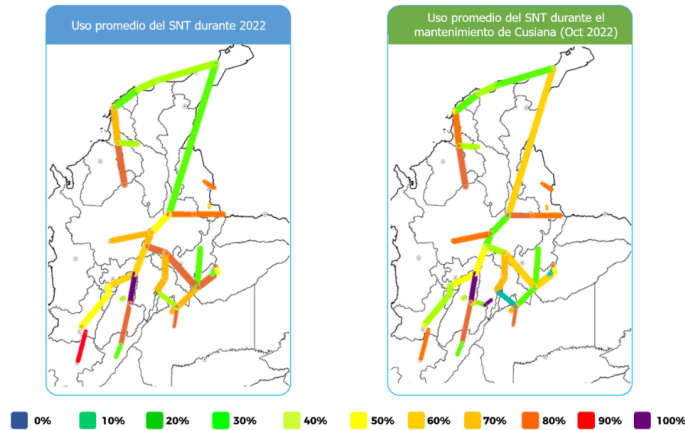


Fuente: Gestor del Mercado de Gas

### Distribución

En 2004 se realizó la última revisión del componente variable de la tarifa de distribución. Por su parte, en 2013, con la resolución 089 de la CREG se liberaron los precios en boca de pozo, y en ese mismo año se dio el recálculo tarifario de transporte. A partir de 2018 empezaron a aplicar los cargos transitorios en distribución, y están en curso por parte de la CREG la aprobación de los cargos definitivos, los cuales debieron ser actualizados desde 2009.

**Uso del SNT**



**Transporte**

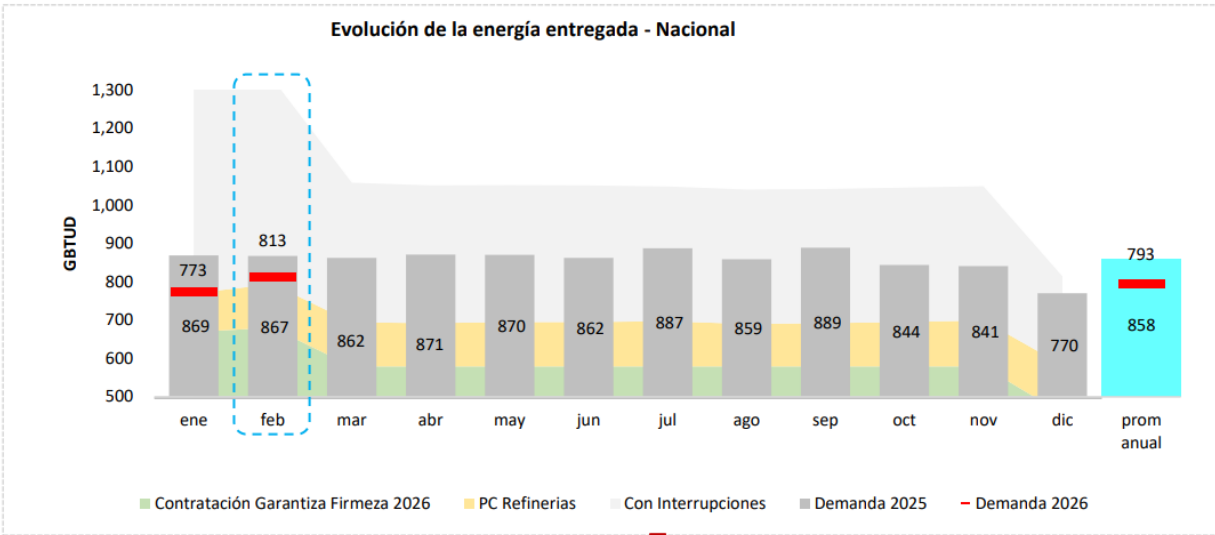
La declinación proyectada de los principales campos de producción que suministran la mayor parte de la oferta nacional, desde La Guajira a los Llanos Orientales, sumado a la baja incorporación de nuevas reservas por diversos factores que obstaculizan el desarrollo de recursos contingentes y prospectivos, conllevan a la necesidad de disponer de diversas alternativas de gas natural desde el mercado internacional en el corto y mediano plazo.

**Generalidades Transporte**

Cuando se analiza el estado de la contratación, considerando la capacidad disponible de los diferentes tramos del sistema desde el punto de vista de su capacidad disponible primaria (CDP) contra su capacidad máxima de mediano plazo (CMMP), se observa que los tramos del sistema de la costa, así como los tramos del interior que salen de Cusiana están altamente contratados, lo que responde a que por estos tramos se movió el gas proveniente de los principales campos que atendieron la demanda del SNT durante el mes de septiembre. Adicionalmente, se observa una baja ejecución de los contratos de capacidad de transporte de gas natural por los gasoductos costeros.

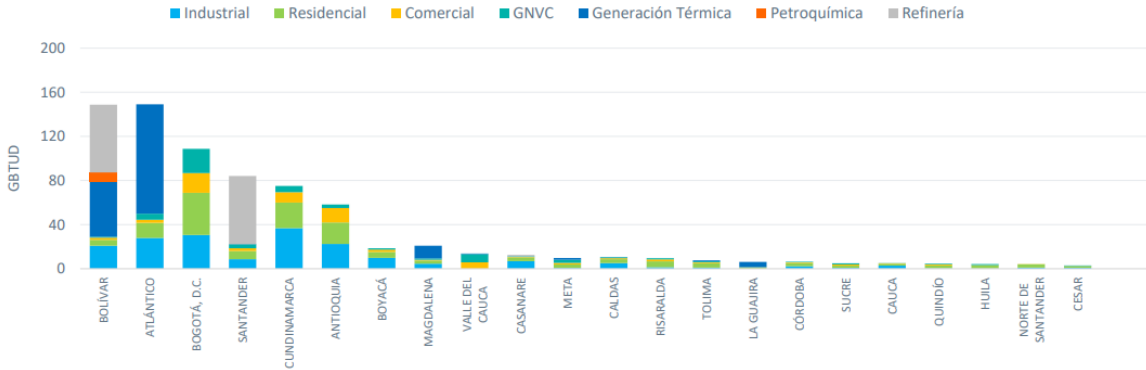
**Demanda de gas nacional**

Durante 2025, el promedio de demanda anual se ubicó en 866 GBTUD (-16.7% frente al promedio de 1,039 GBTUD registrado en 2024), y el cierre de noviembre de 2025 (último dato mensual con desglose público del Gestor del Mercado) registró una demanda promedio de 841 GBTUD (-15.9% frente a noviembre de 2024, cuando se ubicó en 1,000 GBTUD). Para el primer trimestre de 2026, la abundancia hídrica desplazó el uso de plantas térmicas a gas, llevando la demanda del sector termoeléctrico a niveles mínimos. Según datos de XM, hasta el 15 de febrero de 2026 el nivel promedio de llenado de los embalses del SIN se ubicaba en 77.97%, con siete de los 24 embalses superando el 90% de capacidad, lo que redujo drásticamente la presión sobre el gas destinado a generación eléctrica. El desglose mensual oficial de demanda por sector del BMC para enero, febrero y marzo de 2026 no está publicado a la fecha de corte de este informe.



### Energía entregada promedio por departamento y sector de consumo - SNT

En el último mes con desglose público disponible (noviembre de 2025), el sector industrial fue el que registró mayor energía tomada con 218 GBTUD en promedio, de los cuales 161 GBTUD correspondieron a la región Interior y 56 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 168 GBTUD a nivel nacional, con presencia mayor en el interior (139 GBTUD) frente a la costa (28 GBTUD). Para el 1T 2026, Naturgas reportó que entre 2025 y enero de 2026 el sector industrial dejó de consumir aproximadamente 38.6 GBTUD de gas natural (16% de la demanda industrial no regulada) por migración hacia otros combustibles. El detalle mensual consolidado por sector y región para el 1T 2026 publicado por el BMC no está disponible a la fecha de corte.



Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS

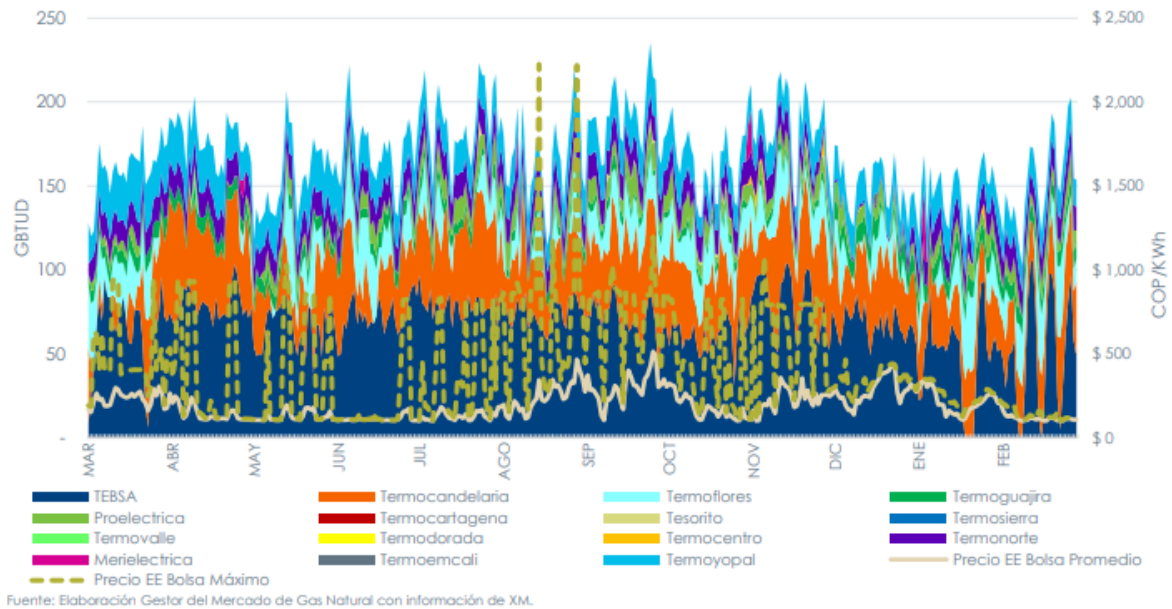
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	prom	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	prom
<b>Residencial</b>	5.4	13.6	38.4	7.4	23.1	19.5	5.3	14.2	2.9	3.3	3.3	3.6	5.2	4.0	3.0	1.4	1.9	2.0	2.7	3.0	3.1	1.4	168			
<b>Comercial</b>	1.9	3.0	17.8	2.5	9.3	13.1	2.2	5.9	0.6	1.4	0.5	1.0	1.7	0.8	0.6	0.0	0.3	1.1	0.8	0.3	0.1	0.3	65			
<b>Industrial</b>	20.8	28.0	30.5	8.7	36.9	22.5	9.9	32.9	4.6	0.6	6.8	5.1	1.4	1.1	2.3	0.0	2.8	0.9	0.3	0.1	1.0	0.8	218			
<b>GNVC</b>	0.9	5.4	22.1	3.8	5.7	3.1	1.1	7.3	1.2	2.9	0.6	0.7	1.2	0.9	0.4	0.0	0.0	1.0	0.7	0.9	0.0	0.5	61			
<b>Generación Térmica</b>	50.1	99.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	11.5	1.6	0.0	0.0	0.0	0.9	0.0	4.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	168			
<b>Refinería</b>	61.5	0.0	0.0	61.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	125			
<b>Petroquímica</b>	8.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8			
<b>Petrolero</b>	0.0	0.0	0.0	2.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	24		
<b>Compresoras</b>	0.7	0.0	0.0	2.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	0.3	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.2	4			
<b>TOTAL</b>	149	149	109	86	75	58	41	61	21	11	13	10	10	8	6	6	5	5	5	4	4	3	841			

Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS

**Energía Entregada al sector termoeléctrico**

El sector termoeléctrico es relevante por sus niveles de consumo, su variación es principalmente estacional de acuerdo con los períodos de invierno y verano anuales; no obstante, los niveles de consumo diarios dependerán de la valoración de recursos en el mercado eléctrico, en donde el precio de bolsa y las condiciones operativas del sistema (restricciones, mantenimientos, pruebas de disponibilidad, configuración de rampas, entre otros) representan las principales variables que habilitan la participación de las plantas térmicas en el despacho de generación eléctrica.

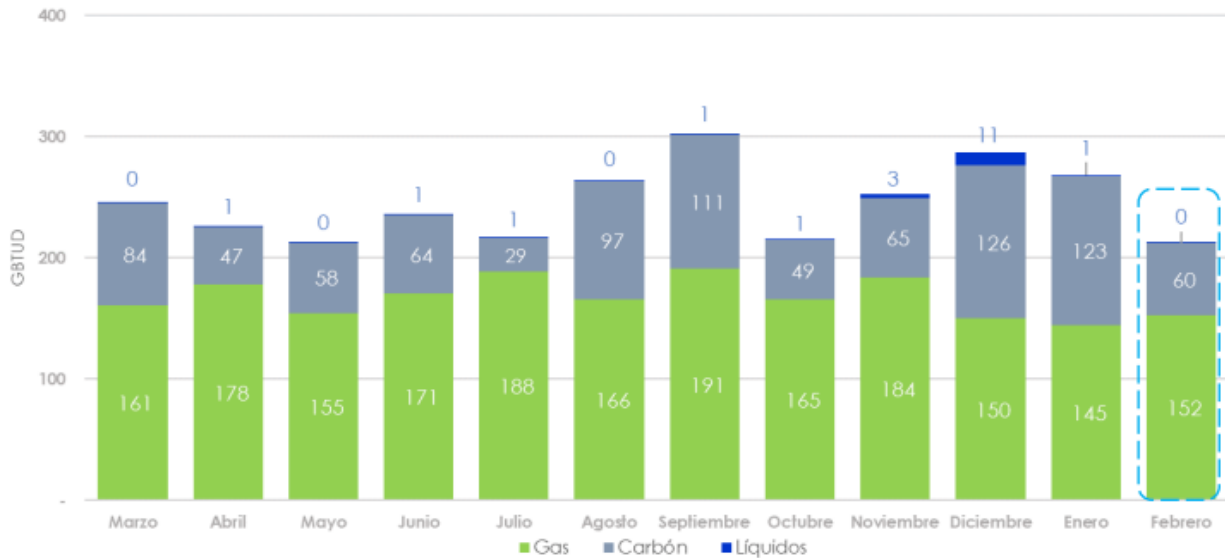
La siguiente gráfica muestra la participación de las plantas térmicas que operaron con gas natural y que hacen parte del despacho centralizado. El consumo de gas natural por parte de las plantas termoeléctricas durante noviembre de 2025 (último mes con desglose público) fue en promedio 184 GBTUD. Para el 1T 2026 la demanda termoeléctrica se mantuvo en mínimos históricos debido a la alta hidrología: los embalses iniciaron el año en 80.29% (diciembre 2025) y cerraron marzo en 63.44% (25.74 puntos por encima de la senda de referencia CREG de 37.7%), con un 77.97% al 15 de febrero. Esta holgura hídrica permitió que la participación térmica en la matriz fuera de apenas 11.4% en enero y 13.47% en marzo.



Para el mes de febrero las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 102 GBTUD y 203 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (51 GBTUD), Termocandelaria (33 GBTUD), Termoflores (19 GBTUD), Termoyopal (17 GBTUD), Termonorte (14 GBTUD), Termoguajira (9 GBTUD) y Proelectrica (8 GBTUD).

**Consumo de combustible para generación eléctrica**

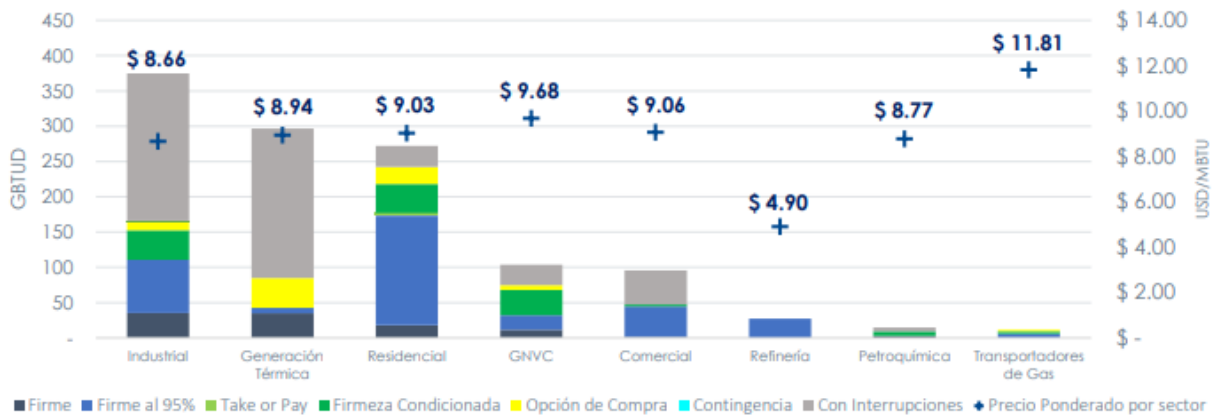
Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación eléctrica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de febrero el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 152 GBTUD<sup>1</sup> que representó el 71.5 % del total, carbón con 60 GBTUD (28.3 %) y los combustibles líquidos consumieron 0.3 GBTUD (0.2 %).



Fuente: Segas - XM

**Contratación vigente en junio por sector - Mercado Primario**

La siguiente gráfica presenta las modalidades contractuales que son registradas en el mercado primario con destino a los diferentes segmentos de consumo, y el precio promedio ponderado para cada sector. Esta información es reportada por los compradores del mercado primario (comercializadores y usuarios no regulados).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas - SEGAS

**Perspectivas 2026:**

La situación crítica prevista para el año gas 2026 se ha venido materializando en el primer trimestre. Según el informe “Análisis de la disponibilidad de gas natural para el año gas 2026” publicado por el Gestor del Mercado (BMC), Colombia enfrenta un déficit de 206 GBTUD de gas natural firme, equivalente a aproximadamente el 20% de la demanda nacional proyectada. La cantidad total de gas disponible para venta en firme se redujo en 91 GBTUD frente a la declaración realizada en 2024. Si las cantidades de importación se declaran como venta firme, el déficit podría reducirse a cerca de 98 GBTUD (10% de la demanda). Estimaciones posteriores de otros actores del sector elevan la proyección: Andesco estima que el déficit para 2026 podría superar el 39%, llegando al 58% en 2027; Fedesarrollo proyecta pérdidas económicas de hasta \$28 billones si el desbalance se prolonga. Se mantienen los cuellos de botella en la infraestructura de transporte, particularmente en el tramo La Mami - Ballena, con capacidad de 102,900 KPCD a partir de diciembre de 2025 y que solo alcanzará 170,000 KPCD a partir de julio de 2027, frente a la necesidad de movilizar 236 GBTUD desde la Costa al interior en 2026.

El problema fundamental radica en la limitada disponibilidad de oferta firme. Como parte de las soluciones en curso durante el 1T 2026, Ecopetrol inició la comercialización (desde la segunda semana de enero) de ofertas entre 39 y 68 GBTUD provenientes de los campos Cupiagua, Cupiagua Sur y Pauto Sur (Piedemonte Llanero) para los meses de febrero a mayo de 2026, distribuidas así: febrero 53 GBTUD (28 firme + 25 interrupciones), marzo 68 GBTUD (45 + 23), abril 54 GBTUD (40 + 14) y mayo 39 GBTUD (30 + 9). Además, se prevé la entrada en operación de la regasificadora de Buenaventura en agosto de 2026 (aporte aproximado de 60 GBTUD), la ampliación de la terminal de regasificación SPEC en Cartagena (+25 GBTUD) y el proyecto Puerto Bahía (126 mpcd a finales de 2026, con plan de expansión a 370 mpcd). Naturgas estima que estas iniciativas podrían añadir cerca de 118 mpcd en los próximos dos años, aunque insuficientes para cerrar la brecha estructural antes de la entrada de proyectos costa afuera como Sirius (previsto para 2029-2030).

El déficit de oferta firme provocará un incremento significativo en los precios del gas, afectando principalmente a consumidores del interior del país y aquellos que necesitan suministro ininterrumpido.

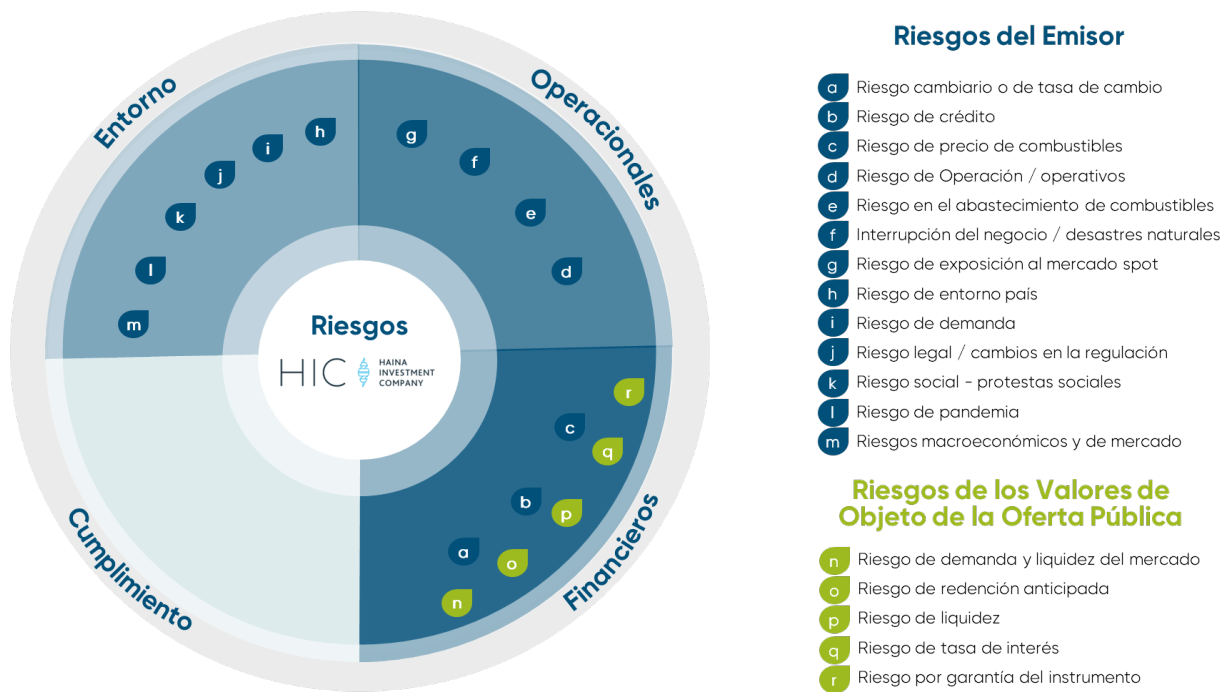
#### IV. ADMINISTRACIÓN DE LOS RIESGOS

Haina Investment Co. Ltd. actúa como casa matriz de un grupo de empresas propias del sector energético, siendo la administración de dichas entidades la fuente de ingresos de HIC. Dado lo anterior, el desempeño de las subsidiarias tiene efecto directo sobre los retornos que recibe HIC anualmente. Cada una de las subsidiarias opera de forma paralela e individual su negocio, manteniendo plataformas independientes para el manejo de su actividad comercial y productiva; de igual forma gestiona todos los mitigantes de riesgo de forma individual.

A raíz de que existe una fuerte correlación entre los ingresos de HIC y el desempeño de las subsidiarias, HIC se ve afectado por los riesgos que competen a cada una de estas entidades dedicadas a la generación de energía.

HIC fue calificada **BBAA** por Pacific Credit Rating (PCR) a febrero de 2026 y **A+** por Feller Rate a enero de 2026, ambos con perspectivas estables.

A continuación, se presentan los riesgos, y cuyas medidas de mitigación se encuentran alineadas con la estrategia de la organización:



## Riesgos del Emisor

### Riesgos Financieros

#### *a. Riesgo cambiario o de tasa de cambio*

La moneda funcional de EGE Haina, afiliada de HIC en República Dominicana, es el dólar estadounidense (USD). Como resultado de las operaciones que realiza la Compañía en otras monedas distintas a la funcional, la misma está expuesta al riesgo por tipo de cambio cuando los valores de sus activos y pasivos están denominados en moneda extranjera (diferente a la funcional) y, por lo tanto, su valoración periódica depende del tipo de cambio de la moneda extranjera vigente en el mercado financiero, principalmente el peso dominicano (DOP) y el euro (EUR). El riesgo de tipo de cambio consiste en el reconocimiento de diferencias cambiarias en los ingresos y gastos de la Compañía, resultantes de las variaciones en los tipos de cambio entre su moneda funcional y la respectiva moneda extranjera. Para la gestión de este riesgo, la Compañía ejecuta un monitoreo continuo de sus activos y pasivos monetarios en moneda extranjera, manteniendo posiciones cortas a neutras que limiten la exposición cambiaria.

En el caso de Altia Energy (anteriormente Termoyopal), subsidiaria de HIC en Colombia, la energía eléctrica se comercializa en pesos colombianos (COP), mientras que el gas natural se adquiere en dólares estadounidenses (USD) a Ecopetrol, la empresa petrolera estatal colombiana. Un aumento significativo en el precio del dólar podría reducir la utilidad de Altia Energy. Se cuenta con las siguientes medidas de mitigación del riesgo, a saber: (i) Cobertura natural a través de la línea de negocio de TYGas, ya que, aunque la moneda funcional de la compañía es el peso colombiano, los productos como GLP (Gas Licuado del Petróleo) y Disolvente 1A (Nafta) se venden referenciados al dólar y/o dólar link en la fórmula del precio de venta; (ii) Credibilidad y cupos aprobados en el sector financiero colombiano, lo que permite acceder a contratos de cobertura en dólares estadounidenses (USD) con el objetivo de proteger a la compañía ante un incremento significativo en el aumento del valor del dólar estadounidense (USD); (iii) Cuentas de compensación en dólares estadounidenses (USD) en el exterior, donde se transfieren recursos destinados a atender eventuales contingencias; y (iv) Constante monitoreo del mercado cambiario con el fin de anticiparse y ejecutar instrumentos de cobertura ante posibles desbalances provocados por factores políticos y/o económicos.

#### *b. Riesgo de crédito*

Representa el riesgo de que una de las contrapartes no cumpla con las obligaciones derivadas de un instrumento financiero o contrato de compraventa y esto se traduzca en una pérdida financiera. El riesgo de crédito surge principalmente de las cuentas de efectivo y equivalentes de efectivo, y de las cuentas por cobrar.

Desde el punto de vista de EGE Haina, los principales activos financieros que potencialmente exponen a la entidad a la concentración de riesgo crediticio consisten principalmente de cuentas por cobrar por las ventas de energía y potencia en el SENI. Los principales compradores son las compañías distribuidoras. EGE Haina no ha tenido historial de incobrabilidad con estas entidades, y las cobranzas están siendo gestionadas a través del Ministerio de Hacienda. Así mismo, la entidad mantiene contratos de compraventa de energía con importantes clientes industriales del país, los cuales mantienen al día sus cuentas por pagar.

Respecto a los riesgos del efectivo y equivalentes de efectivo, la máxima exposición de las subsidiarias y afiliadas a raíz de fallas de la contraparte sería el valor registrado de dichos activos. La calidad crediticia de los activos financieros es evaluada en función de los niveles de patrimonio y la calificación crediticia otorgada por organismos externos a las instituciones en donde se encuentran dichos activos financieros.

Para el caso de la subsidiaria en Colombia, la energía eléctrica se vende en contratos de largo plazo (PPA's) máximo hasta en un 90% de su generación y el excedente en bolsa (spot), en todo caso estos porcentajes pueden cambiar de acuerdo con la estrategia comercial definida por la compañía. El pago de estas

transacciones se hace de acuerdo con lo establecido en los contratos con los clientes y para la venta en bolsa es liquidada por el agente liquidador del mercado XM (Expertos en Mercados) No obstante, lo anterior, puede existir la posibilidad que los clientes no efectúen el pago de sus obligaciones por situaciones propias de su negocio. Para mitigar este riesgo, algunos contratos cuentan con modalidad de prepago, otros tienen garantías bancarias, y otros tienen garantía real, las cuales se podrían ejecutar por parte de Altia Energy en caso de presentarse un incumplimiento, adicionalmente un agente que incumpla quedará bloqueado en el sistema para efectuar transacciones en el Mercado de Energía Mayorista - MEM.

Los productos de la planta de secado de gas se venden en contratos, el pago de esta transacción se hace de acuerdo con lo establecido en el mismo; en caso de incumplimiento existen varios mitigantes, a saber: para los contratos de Gas Licuado de Petróleo, se cuenta con garantías bancarias, las cuales se podrían ejecutar por parte de Altia Energy en caso de presentarse un incumplimiento y con esto, no dejar de percibir los ingresos por la venta de GLP.

La venta de disolventes para el sector de petróleo cuenta con garantías bancarias, las cuales se podrían ejecutar por parte de Altia Energy en caso de presentarse un incumplimiento y con esto, no dejar de percibir los ingresos por la venta de disolvente. La venta de este producto para el segmento de minoristas se hace de contado. Si el cliente no paga por adelantado, no se le permite retirar producto de la planta.

Adicionalmente de acuerdo con las condiciones del mercado de energía, a partir del año 2025 se están comercializando excedentes de gas natural cuando el precio de bolsa (spot) de energía está en niveles por debajo de su costo variable de generación, permitiendo apagar las unidades de generación y liberando dichas cantidades de gas. Los PPA's se atienden efectuando trading comprando en bolsa (spot). En su mayoría estos contratos son modalidad interrumpible y prepago para efectos de caja.

### *c. Riesgo de precio de combustibles*

Las subsidiarias y afiliadas de HIC están expuestas al riesgo derivado de la fluctuación de los precios internacionales de los combustibles, principalmente del fueloil, gas natural y carbón. Un aumento en los precios de los combustibles puede afectar negativamente los requerimientos de capital de trabajo de dichas entidades y por ende los retornos financieros esperados de HIC sobre estas entidades.

Ambas compañías se pueden ver afectadas por las fluctuaciones en los precios de combustibles derivadas de tensiones geopolíticas y conflictos internacionales. El conflicto en el Medio Oriente entre Irán-Israel y EEUU ha venido en escalada y, como consecuencia, ha producido volatilidad de los precios con tendencia hacia el alza en los commodities en el mercado internacional. Actualmente el suministro y la cadena de abastecimiento no se han visto impactados por este evento ni hay amenazas en el corto y mediano plazo de desabastecimiento, solo aumento de costos indirectos, de fletes, seguros y del insumo (combustibles para generación de energía eléctrica).

Así mismo, la guerra Ucrania - Rusia iniciada en febrero de 2022 y aún en curso, no ha escalado a niveles de un conflicto mayor, por lo que no ha generado ningún tipo de impacto tanto en el suministro como en el precio de los combustibles. Estas situaciones geopolíticas mientras continúen en curso, son una amenaza latente que pueden afectar las cadenas de suministro, encarecer los insumos y aumentar la volatilidad de los precios de los combustibles. Cabe destacar que para Altia no supongo un riesgo de suministro ni de precio pues su contrato de suministro está basado en un índice de mercado.

En cuanto a EGE Haina, está expuesta al riesgo derivado de la fluctuación y volatilidad de los precios internacionales de los combustibles, debido a que la República Dominicana no es un productor de hidrocarburos. Esta adquiere gas natural, fueloil y carbón tanto de proveedores locales e internacionales, a precios indexados a referencias globales, que incluyen los costos de transporte y otros cargos asociados.

El costo del gas natural se determina con base en el índice publicado por Nymex Henry Hub, mientras que el costo del fueloil se referencia al índice publicado por Platts, más un margen previamente definido entre la Compañía y sus proveedores. Para mitigar este riesgo, la compañía adquiere el carbón necesario y gestiona inventarios estratégicos y de seguridad para reducir la exposición a variaciones abruptas de precios, eventos de fuerza mayor y mantener la operación de su unidad Barahona a la mejor oferta disponible en el mercado. Estos costos se integran en las fórmulas de indexación utilizadas para fijar los precios en los contratos de venta de energía y en los esquemas de precios declarados para las transacciones del mercado Spot. Como resultado, EGE Haina cuenta con una cobertura razonable frente a las posibles variaciones.

En el caso de Altia Energy, la empresa cuenta con un contrato marco en modalidad firme que cubre el suministro de gas natural hasta junio del año 2028. La compañía participa en las ofertas de compra de gas (OCG) emitidas por Ecopetrol, proveedor único de gas y estatal petrolera colombiana. Dichos contratos fijan el precio del suministro de gas natural. Se espera que, al vencimiento del contrato, este pueda renovarse en condiciones comerciales y de mercado similares a las actuales, considerando que Altia Energy se constituye como el principal consumidor de gas de los yacimientos de la zona, los cuales no se encuentran formalmente interconectados a otros puntos de consumo vía gasoductos.

## Riesgos Operacionales

### *d. Riesgos de operación / operativos*

Las operaciones de las subsidiarias y afiliadas de HIC están sujetas a diversos riesgos, incluyendo el riesgo de avería, falla o bajo rendimiento de los equipos, acciones del personal, daños de las plantas generadoras o desabastecimiento de combustible como resultado de eventos fortuitos o de fuerza mayor, tales como huracanes, terremotos y otros desastres naturales. Para esto, EGE Haina cuenta con inventarios de combustibles y de repuestos críticos para sus centrales de generación, así como pólizas de seguro adecuadas para cubrir las posibles pérdidas de propiedad e interrupción de negocios que pudiesen causar tales eventos. Estas acciones permiten garantizar una respuesta oportuna y efectiva ante contingencias, así como salvaguardar la estabilidad operativa y financiera de la compañía. Hasta el momento no se han registrado daños materiales, ni afectaciones a infraestructuras ni impactos en las centrales de generación del grupo.

En el escenario de que las plantas generadoras de las subsidiarias de HIC no se encuentren disponibles para generar energía suficiente, éstas tendrían la posibilidad de comprar la energía en el mercado spot para fines de cumplir con sus obligaciones establecidas en los PPA's. En el caso de la subsidiaria en Colombia, Altia Energy, si por algún motivo no pueda despachar el negocio de generación, también se afectaría el negocio de secado de gas, dado que éste no puede operar sin que el negocio de generación esté operando, salvo se logre entregar el gas residual seco del proceso a terceros o al mismo Ecopetrol, hoy día se cuenta con varios convenios de terceros a los cuales se entrega gas seco de acuerdo a las cantidades nominadas y las condiciones de mercado de energía como se nombró en el numeral b (Riesgo de Crédito).

En el caso de EGE Haina, la entidad tiene PPAs que incluyen el compromiso de suministrar energía; por lo que podría verse expuesta a acceder al mercado spot a comprar energía a un precio superior al precio establecido

en sus PPAs. Lo anterior, podría provocar una sustancial reducción en los márgenes de EGE Haina, lo que tendría un efecto adverso en la situación financiera y los resultados de las operaciones.

En el caso de Altia Energy, para 2026 se cuenta con un nivel de contratación del 50% de la potencia instalada (200 MW en cinco unidades de generación), esto permite cubrir la indisponibilidad de cualquiera de las unidades de generación, lo cual si se interrumpe o disminuye la generación por debajo de este porcentaje, la subsidiaria se vería en la obligación de comprar energía en el mercado spot para cubrir sus obligaciones.

Este riesgo, a nivel de Altia Energy, se puede manifestar mediante fallas en las unidades de generación y/o planta de secado de gas, o en sistemas auxiliares que interrumpan la operación normal del negocio. Ante el anterior escenario, se cuenta con las siguientes medidas de mitigación, a saber: Contrato de leasing con General Electric, en el cual está estipulado los tiempos de respuesta para la solución de las fallas en las turbinas de las Unidades 3, 4 y 5. En segunda instancia, procedimiento de compra de energía en el mercado spot, que permiten garantizar el suministro y cumplir con los compromisos con los clientes; cláusulas de eventos eximentes ante los clientes; el Plan Anual de Mantenimiento con actividades de intervención de las centrales de carácter preventivas, detectivas, predictivas y correctivas; y, por último, el plan de continuidad del negocio de Altia Energy. Adicionalmente la compañía cuenta con pólizas de seguro de todo riesgo daño material y lucro cesante en caso de materializarse este riesgo.

Este riesgo se interconecta de manera importante con el riesgo enunciado en el literal “f”, desarrollado más adelante.

#### *e. Riesgo en el abastecimiento de combustibles*

HIC presenta riesgo en el abastecimiento de combustibles, en el caso de su afiliada EGE Haina dado que se encuentra operando en una zona del Caribe, la cual es afectada por fenómenos climáticos que eventualmente pueden ser severos, la misma está expuesta a que las embarcaciones que transportan combustible hacia la isla se vean impedidas de zarpar oportunamente desde los puertos de origen, o bien no puedan efectuar la descarga en las fechas previstas. Igualmente, EGE Haina se encuentra expuesta al comportamiento del mercado de combustibles, tanto a la fluctuación en precios mencionada en el riesgo del literal “c”, como a la oferta y disponibilidad de estos commodities en el mercado.

Actualmente el suministro y la cadena de abastecimiento no se han visto impactados por este evento ni hay amenazas en el corto y mediano plazo de desabastecimiento, solo aumento de costos indirectos, de fletes, seguros y del insumo (combustibles para generación de energía eléctrica). Los proveedores actuales de fueloil no utilizan productos que provengan del Medio Oriente para preparar el blend con las especificaciones requeridas por las unidades de generación, por lo que no presenta afectación actual como consecuencia de este conflicto.

Para la subsidiaria en Colombia este riesgo se podría suscitar si por algún motivo el proveedor único, Ecopetrol presentase una imposibilidad para despachar el gas desde pozo o diera por terminado, de manera anticipada y unilateralmente, los contratos de suministro. La anterior situación afectaría también el negocio de Gas y se interconecta con el riesgo del literal “f”. Este riesgo se mitiga a través de: i) la compra de energía mercado spot para cubrir obligaciones y para el negocio de secado de gas se declararía evento eximente o de fuerza mayor o caso fortuito, con lo cual no estaría obligada la subsidiaria a continuar operando y ii) a través de la exploración y desarrollo de nuevos negocios que permitan eliminar la dependencia del gas suministrado por Ecopetrol al diversificar las fuentes de ingreso.

### ***f. Interrupción del negocio / desastres naturales***

Las infraestructuras como son las plantas generadoras de las subsidiarias y afiliadas de HIC, son diseñadas y construidas bajo los estándares y normativas que les permiten resistir eventos naturales. No obstante, la ocurrencia de desastres naturales como huracanes de cierta magnitud terremotos u otros eventos extraordinarios podría ocasionar afectación en daños a sus activos físicos o causar una interrupción en su capacidad de entregar energía eléctrica. A estos fines, para mitigar este tipo de riesgos, las subsidiarias y afiliadas de HIC fortalecen de manera continua su marco de Resiliencia Organizacional, el cual abarca la Gestión de Continuidad del Negocio, Gestión de Crisis, al igual que planes de respuesta a emergencias, y protocolos específicos según el tipo de riesgo, todos alineados a los estándares y mejores prácticas internacionales. Además de lo anterior, las subsidiarias y afiliadas cuentan con pólizas de seguro adecuadas para cubrir las posibles pérdidas de propiedad e interrupción del negocio que pudiesen causar tales eventos. Estas acciones permiten garantizar una respuesta oportuna y efectiva ante contingencias, así como salvaguardar la estabilidad operativa y financiera de las compañías.

Durante el período de la temporada ciclónica 2025, comprendido entre el 1 de junio y el 30 de noviembre, no se han registrado incidentes que comprometan la integridad física de los colaboradores, de las infraestructuras, ni interrupciones en la operación de las centrales de generación pertenecientes al grupo.

En el marco del plan de gestión de riesgos y continuidad operativa, EGE Haina ha ejecutado simulacros en todas sus plantas de generación, como parte de las acciones de preparación y respuesta ante emergencias. Estas actividades se alinean con los protocolos establecidos en el Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo de la empresa.

### ***g. Riesgo de exposición al mercado spot***

Si bien es cierto que las subsidiarias y afiliadas de HIC mantienen altos niveles de contratación de su energía y potencia a futuro, existe el riesgo de que los contratos que vencen previo al vencimiento de los Bonos Corporativos no sean renovados o reemplazados, lo cual incrementaría la exposición al Mercado Spot y la volatilidad en la generación de flujos de HIC para el repago de las obligaciones.

Las subsidiarias y afiliadas de HIC cuentan tanto con activos competitivos en sus respectivos mercados, así como con equipos comerciales altamente experimentados. Éstos últimos se encuentran en constante interacción con el mercado en búsqueda de nuevos contratos, así como proactivamente renovando aquellos existentes, siempre buscando optimizar la generación de los activos existentes.

## **Riesgos de Entorno**

### ***h. Riesgo de entorno país***

Las subsidiarias y afiliadas de HIC dependen en cierta medida de las condiciones económicas de la República Dominicana y de Colombia. Si estas condiciones se deterioran, la posición financiera o los resultados de las operaciones de las subsidiarias y afiliadas podrían verse afectados.

En el caso de la República Dominicana, se ha evidenciado durante los últimos años una estabilidad macroeconómica que le ha permitido la colocación de deuda en los mercados internacionales de largo plazo y en condiciones muy favorables. Estas emisiones soberanas han recibido alta aceptación de los inversionistas globales y han demostrado que existe una gran confianza en el desempeño financiero de la nación.

Para el caso de Colombia, la economía mostró un crecimiento moderado a comienzos de 2026. De acuerdo con estimaciones de analistas económicos y cifras oficiales disponibles, el Producto Interno Bruto (PIB) habría crecido alrededor de 2,4%–2,5% en el primer trimestre de 2026, cifra inferior a la observada en el mismo periodo de 2025, reflejando un escenario de desaceleración económica en un entorno de mayores restricciones financieras, presiones inflacionarias persistentes y menor dinamismo en sectores como industria, construcción y minería, mientras que el sector servicios continúa siendo el principal impulsor del crecimiento económico.

En el ámbito político e institucional, durante el último año el Gobierno de Gustavo Petro Urrego ha continuado impulsando reformas estructurales en el Congreso de la República, particularmente en los sectores de salud, trabajo y educación. Sin embargo, varias de estas iniciativas han enfrentado dificultades significativas en su trámite legislativo. En este contexto, el Gobierno ha reiterado su intención de acudir a mecanismos de participación ciudadana, como la consulta popular, y ha anunciado la promoción de una Asamblea Nacional Constituyente para el año 2026, que sería presentada durante las elecciones generales, lo cual ha generado debate, interpretaciones diversas y un aumento en la incertidumbre política e institucional del país, sin que a la fecha exista un proyecto formal radicado en el Congreso para tales fines.

En lo concerniente al sector de Servicios Públicos Domiciliarios, y en especial al sector de energía eléctrica, este ha mantenido un papel central dentro de la agenda del actual Gobierno. Durante 2025 y comienzos de 2026 se han expedido y promovido decretos regulatorios orientados a intervenir el mercado de energía, con énfasis en la estabilización tarifaria y la reducción de la exposición a la volatilidad de la bolsa de energía. Estas medidas incluyen, entre otros aspectos:

- i. mayor participación y protección de los usuarios finales frente a la volatilidad de precios;
- ii. cambios en la estructura de cálculo y traslado de tarifas;
- iii. ajustes regulatorios y lineamientos dirigidos a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG);
- iv. modificación en la operación y funcionamiento de la bolsa de energía, priorizando la contratación de largo plazo;
- v. eventuales ajustes al marco normativo de los servicios públicos domiciliarios;
- vi. un mayor riesgo de intervención regulatoria sobre agentes del sector, incluidas empresas generadoras y térmicas; y
- vii. el impulso a la transición energética, con un énfasis creciente en fuentes no convencionales de energía renovable y una reducción gradual del uso de combustibles fósiles, en algunos casos sin una hoja de ruta plenamente definida para mitigar impactos sobre la confiabilidad y sostenibilidad financiera del sistema eléctrico.

Adicionalmente, desde el Gobierno Nacional se han reiterado críticas públicas a las empresas generadoras con mayor participación en el mercado colombiano, así como a las plantas térmicas, señalándolas como actores relevantes en la formación de precios y en los aumentos tarifarios, lo cual ha incrementado el riesgo regulatorio y reputacional para las compañías del sector energético.

En el plano macroeconómico, aunque la inflación ha mostrado una tendencia descendente frente a los máximos observados en años anteriores, al cierre del primer trimestre de 2026 la inflación anual se mantiene alrededor del 5,5%, por encima del rango meta del Banco de la República, acumulando varios años consecutivos de

incumplimiento del objetivo inflacionario. Este comportamiento, junto con el elevado aumento del salario mínimo y la persistencia de tasas de interés relativamente altas, constituye un factor de presión adicional sobre la actividad económica y la capacidad adquisitiva de los hogares y las empresas.

La situación internacional continúa caracterizada por un entorno de elevada incertidumbre. Los conflictos geopolíticos en Oriente Medio, incluyendo las tensiones entre Irán, Israel y Estados Unidos, así como la prolongación de la guerra entre Ucrania y Rusia, han generado volatilidad en los mercados financieros internacionales, presiones sobre los precios de la energía y de otras materias primas, y un endurecimiento de las condiciones financieras globales. Estos factores podrían afectar negativamente el crecimiento económico mundial y, de manera particular, el desempeño de las economías emergentes de América Latina, incluida Colombia.

Cualquier efecto adverso en la economía colombiana podría afectar la capacidad o la voluntad del Gobierno Nacional de continuar efectuando pagos de subsidios a las empresas del sector eléctrico, lo cual, a su vez, podría impactar negativamente el negocio, la situación financiera y los resultados de operación de las subsidiarias y afiliadas de HIC. Asimismo, un deterioro económico adicional podría afectar de forma negativa a los Usuarios No Regulados (UNR) y su capacidad para adquirir energía eléctrica y cumplir oportunamente con sus obligaciones de pago frente a las compañías del grupo. Cualquiera de estos escenarios podría afectar de manera significativa la capacidad de HIC para cumplir con sus obligaciones derivadas de los Bonos.

Las elecciones presidenciales en Colombia se llevarán a cabo el 31 de mayo de 2026, de acuerdo con las últimas encuestas de diferentes entidades expertas en este tipo de instrumentos estadísticos, aún continúa liderando el candidato que generaría continuidad del gobierno actual de inclinación política de izquierda, seguido muy cerca por la candidata que representa la derecha, este fenómeno forzaría una segunda vuelta presidencial programada para el 21 de junio de 2026.

#### ***i. Riesgo de demanda***

Las ventas de las subsidiarias y afiliadas de HIC dependen en parte de la demanda agregada de los sistemas interconectados propios de cada país en los que operan (República Dominicana y Colombia), y la demanda de sus clientes contratados, por lo que fluctuaciones en la demanda de energía producen variaciones positivas o negativas en las cantidades vendidas. Si por algún motivo se deterioran las condiciones que influyen la demanda agregada de energía de los países de las subsidiarias y afiliadas de HIC, se podría comprometer la capacidad de HIC para satisfacer sus obligaciones en virtud de los Bonos. Este riesgo se influencia de manera importante por el riesgo en el literal “g”, especialmente en las condiciones macroeconómicas de los países en donde operan las subsidiarias y afiliadas de HIC.

#### ***j. Riesgo legal / cambios en la regulación***

Los sectores de energía y combustibles son sectores altamente regulados. Existe el riesgo de que cambios regulatorios, legislativos o jurisprudenciales en las jurisdicciones en donde opera HIC y sus subsidiarias y afiliadas afecten negativamente las operaciones, la capacidad de comercialización de energía, potencia y combustibles y el flujo de caja de éstas.

Para EGE Haina la estrategia de la compañía ha sido definida en torno al marco regulatorio existente, el cual puede estar sujeto a cambios como resultado de reformas en su legislación aplicable. Este riesgo se deriva de potenciales cambios regulatorios o de política gubernamental, que pudiesen generar costos no reconocidos o pérdidas de ingresos, que potencialmente pudiesen dificultar el desarrollo de los proyectos. EGE Haina mantiene un monitoreo asiduo sobre su marco regulatorio y los cambios que pudiesen afectarle, permitiendo

una gestión proactiva en la proyección que se tiene del negocio, y por tanto las decisiones que se toman para el crecimiento.

En la subsidiaria de HIC en Colombia, existe la posibilidad de que el gobierno actual efectúe cambios en la regulación que puedan afectar la operación normal del negocio. Estos cambios podrían presentarse en diversos ámbitos, tales como: la remuneración del Cargo por Confiabilidad asignado y/o la forma de participar en nuevas subastas y su posterior asignación; exigencias de nuevos requisitos en materia ambiental; la posibilidad de acceso a nuevos contratos de suministro de gas; reformas tributarias; requisitos técnicas y de capital para afrontar retos como el cambio climático (Fenómeno de El Niño); y reformas a las leyes estatutarias de Servicios Públicos Domiciliarios. Las situaciones anteriormente descritas se podrían presentar durante el periodo presidencial que finaliza en 2026, en el marco de las reformas actualmente en curso.

Frente a estos riesgos, la subsidiaria en Colombia, Altia Energy, ha implementado varias medidas de mitigación. Entre ellas destacan: la participación en la Asociación Nacional de Empresas Generadoras (ANDEG) y en la Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones (Andesco), espacios en los que se defienden iniciativas gremiales; la pertenencia a ProBoyacá, asociación que apoya y gestiona nuevos proyectos ante entidades gubernamentales; así como la suscripción de contratos de Cargo por Confiabilidad y de suministro de gas.

#### ***k. Licencia social – protestas sociales***

La licencia social para operar se refiere al grado en que una organización y sus actividades cumplen con las expectativas de las comunidades locales, la sociedad en su conjunto y los diversos grupos que la componen. El concepto «licencia social para operar» surgió en 1997 en Quito, Ecuador durante una conferencia auspiciada por el Banco Mundial, consolidado como un componente esencial para la sostenibilidad empresarial, especialmente en sectores estratégicos como el energético.

EGE Haina en consonancia con su misión, visión y plan corporativo de sostenibilidad reconoce la importancia estratégica de su licencia social, construida a lo largo del tiempo como resultado de una amplia trayectoria basada en la transparencia, cumplimiento normativo y la aplicación de buenas prácticas en la relación con sus grupos de interés. Este riesgo hace referencia a la natural exposición de la licencia social que la compañía ha construido, que pudiese derivar en afectación de la operación normal de sus operaciones o de los proyectos de crecimiento.

En ese tenor, para mitigar este riesgo, EGE Haina cuenta con profesionales altamente capacitados y competentes para la gestión del relacionamiento con las comunidades en las áreas de influencia y las diversas partes interesadas, tanto en las operaciones y giro normal del negocio, como en los proyectos de crecimiento que la compañía lleva a cabo. Consciente de la importancia e interrelación entre sus operaciones y el entorno social en el que se desarrolla.

En el caso de Altia Energy, este riesgo puede materializarse en forma de bloqueos en las vías principales o secundarias, lo que dificultaría el acceso a la Planta de Secado de Gas para los vehículos de los clientes responsables de retirar productos como el GLP y/o Disolvente. Esta situación podría llegar a provocar una reducción en los ingresos de la compañía. Para mitigar este riesgo, Altia Energy ha implementado diversas medidas, entre las que destacan: programas permanentes de educación, deporte y adulto mayor; el establecimiento de relaciones directas y canales de comunicación efectivos con la comunidad del área de influencia y acuerdos que garanticen el tránsito normal de los vehículos que recogen productos en la planta, la

ejecución de un programa de Responsabilidad Social y la participación en mesas consultivas con las autoridades locales y regionales.

### ***l. Riesgo de pandemia***

Una pandemia de magnitud mayor podría afectar las operaciones y la economía de un país, no obstante, el sector de generación de energía es más resiliente que otras industrias. En efecto las y afiliadas han permanecido operando durante el escenario global de pandemia de COVID-19 supliendo estas un servicio esencial a la economía constituyéndose así en una infraestructura crítica.

Ante un evento de pandemia, uno de los principales impactos para el sector de generación de energía podría verse en la variación de la demanda de energía comercial versus demanda de energía residencial. Adicionalmente, los compradores de energía podrían verse afectados en el corto plazo en su capacidad financiera para hacer frente a sus obligaciones, lo cual podría a su vez afectar las cuentas por cobrar de las empresas del sector generación. Otro efecto que se pudiese materializar es la interrupción de las cadenas de suministro, los costos de transporte y la disponibilidad de ciertos insumos básicos; para lo cual las y afiliadas de HIC cuentan con políticas de inventario que permiten mitigar parcialmente este riesgo.

### ***m. Riesgos macroeconómicos y de mercado***

Factores de riesgo en el entorno macroeconómico actual relacionados a la inflación, las tasas de interés, tasas de cambio y disponibilidad de moneda extranjera, niveles de liquidez disponibles, entre otras, puedan afectar la operatividad de HIC y sus subsidiarias y afiliadas, y su capacidad de generar flujos de caja y su capacidad de cumplir con sus compromisos financieros.

## Riesgos de los Valores de Objeto de la Oferta Pública

### Riesgos Financieros

#### ***n. Riesgo de demanda y liquidez del mercado***

La demanda existente actualmente en los instrumentos de renta fija hace que los Bonos sean instrumentos atractivos para inversionistas tanto institucionales como personas físicas por el nivel de liquidez y necesidad de inversión. Sin embargo, en la actualidad, los tenedores de bonos pueden encontrar ciertos niveles de iliquidez del valor en caso de que accedan al mercado secundario con el fin de liquidar su inversión antes del vencimiento.

#### ***o. Riesgo de redención anticipada***

El riesgo de redención anticipada podría darse según las condiciones de mercado y la situación financiera de la empresa. Se refiere a la posibilidad de que la empresa emisora ejerza el derecho de redención anticipada del valor total del monto colocado del Programa de Emisiones o del valor del monto de una Emisión dentro del programa de emisiones antes de la fecha establecida en los términos de la oferta. Los Bonos Corporativos están sujetos a redención anticipada de acuerdo con el acápite 2.5. del Prospecto de Emisión. Esta opción se ejercerá a discreción del Emisor.

**p. Riesgo de liquidez**

El riesgo de liquidez representa el riesgo de que el emisor no pueda cumplir con sus obligaciones. Con el objetivo de mitigar este riesgo el Emisor monitorea sus necesidades de liquidez a nivel de la casa matriz y de sus subsidiarias y afiliadas, de forma tal que tenga suficiente efectivo en bancos e inversiones de corto plazo para cumplir con sus requerimientos operativos.

**q. Riesgo de tasa de interés**

El riesgo de tasa de interés es el riesgo de valor razonable o los flujos de efectivo futuros de un instrumento financiero que puedan fluctuar como consecuencia de las variaciones en las tasas de interés de mercado. La exposición del Emisor a dicho riesgo se refiere básicamente a las obligaciones a largo plazo con tasas de interés variables.

El Emisor, a nivel consolidado, mantiene una exposición limitada al riesgo de tasas de interés variables, en el uso de líneas de crédito corrientes, las cuales periódicamente pueden revisar su precio, de acuerdo con las condiciones del mercado. La totalidad de las obligaciones financieras no corrientes, y su porción corriente, están pactadas a tasa fija por lo que no está expuesta a dicho riesgo.

**r. Riesgo por garantía del instrumento**

La Emisión no posee garantía específica, sino que constituye una Acreencia Quirografaria frente al emisor. Los obligacionistas como acreedores quirografarios poseen una prenda común sobre los bienes del emisor, según lo establece al Artículo 2093 del Código Civil Dominicano.

V. OTROS FACTORES IMPORTANTES

Nada material que mencionar.

---

Paola Troncoso  
En calidad de Ejecutivo Principal de Finanzas de  
**Haina Investment Co., Ltd.**

Fecha: 22/abril/2026

*Haina Investment Company, Ltd. ("HIC") da fe y testimonio de que las informaciones expresadas en este documento son íntegras, veraces y oportunas; por tanto, es responsable frente a los inversionistas y al público en general por cualquier inexactitud y omisión en su contenido.*

*El depósito de esta evaluación en el Registro del Mercado de Valores a cargo de la Superintendencia del Mercado de Valores no implica una certificación sobre las informaciones contenidas en la misma, o en su defecto que ésta recomiende el Emisor o sus valores u opine favorablemente sobre la calidad de las inversiones.*

