

ANÁLISIS DE EFICIENCIA DINÁMICA DE TARIFAS
FINALES EN LA PROVISIÓN DEL SERVICIO
DE ENERGÍA ELÉCTRICA, GAS NATURAL
Y GAS LICUADO DE PETRÓLEO EN COLOMBIA

ANÁLISIS DE EFICIENCIA
DINÁMICA DE TARIFAS
FINALES EN LA PROVISIÓN
DEL SERVICIO DE ENERGÍA
ELÉCTRICA, GAS NATURAL
Y GAS LICUADO DE
PETRÓLEO EN COLOMBIA

UNIVERSIDAD EXTERNADO DE COLOMBIA
FACULTAD DE ECONOMÍA
GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ

ISBN: 978-000-000-000-00000000

© 2025, XXXXXXXXXXXX

© 2025, universidad externado de colombia

Calle 12 n.º 1-17 Este, Bogotá

Teléfono (+57) 601 342 0288

publicaciones@uexternado.edu.co

www.uexternado.edu.co

Primera edición: abril de 2025

Diseño de cubierta: Departamento de Publicaciones

Corrección de estilo: XXXXXXXX

Composición: Marco Robayo

Impreso en Colombia

Printed in Colombia

Prohibida la reproducción o cita impresa o electrónica total o parcial de esta obra, sin autorización expresa y por escrito del Departamento de Publicaciones de la Universidad Externado de Colombia. Las opiniones expresadas en esta obra son responsabilidad del autor.

CONTENIDO

Introducción	II
--------------	----

CAPÍTULO I

ANÁLISIS COMPARADO DEL IMPACTO DE LA TARIFA DE LOS ENERGÉTICOS EN LA SOCIEDAD

1.1. Introducción	17
1.2. Energía eléctrica	19
1.3. Gas natural	25
1.4. Gas licuado de petróleo	30
1.5. El caso de la industria	36
1.6. Comentarios finales	39
Referencias del capítulo	40

CAPÍTULO 2

SOBRE LA REGULACIÓN DE LOS MERCADOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA, GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETRÓLEO

2.1. Introducción	45
2.2. Historia de los mercados	46
2.3. Marco regulatorio	51
2.4. Análisis tarifario por energético	62
2.5. Comentarios finales	94
2.6. Referencias del capítulo	97
2.7. Anexos	98

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS SOBRE LA ESTRUCTURA Y LA ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL DE LOS SECTORES DE ENERGÍA EN COLOMBIA

3.1. Introducción	105
3.2. Energía eléctrica	108
3.3. Gas natural	161
3.4. Gas licuado de petróleo	188
3.4.3. conclusiones	206
Referencias del capítulo	209
3.6. Anexos	217

CAPITULO 4	
ANÁLISIS SOBRE LA EFICIENCIA TARIFARIA	
DE LOS ENERGÉTICOS EN COLOMBIA	
4.1. Justificación metodológica	225
4.2. Resultados econométricos	230
4.3. Conclusiones	257
Referencias del capítulo	260
CAPÍTULO 5	
Conclusiones	263

LISTADO DE ABREVIATURAS

ADD:	Áreas de Distribución
ALC:	América Latina y el Caribe
AIN:	Análisis de Impacto Normativo
ANDEG:	Asociación Colombiana de Empresas Generadoras
ANH:	Agencia Nacional de Hidrocarburos
AOM:	Administración, Operación y Mantenimiento
ASE:	Área de Servicio Exclusivo
ASIC:	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
BEC:	Bolsa de Energía de Colombia
BEP:	Barriles Equivalentes de Petróleo
BID:	Banco Interamericano de Desarrollo
BM:	Banco Mundial
BMC:	Bolsa Mercantil de Colombia
CF:	Cargo Fijo
CRD:	Costo de Reposición Depreciado
CEPAL:	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CNH:	Comisión Nacional de Hidrocarburos
COM:	Combustibles líquidos
CONPES:	Consejo Nacional de Política Económica y Social
CP-1991:	Constitución Política de 1991
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CU:	Costo Unitario de prestación de servicio
CUV:	Costo Unitario Variable
CUF:	Costo Unitario Fijo
CV:	Cargo Variable
CxC:	Cargo por Confiabilidad
DER:	Recursos Energéticos Distribuidos
ECSIM:	Centro de Estudios en Economía Sistémica
EE:	Energía Eléctrica
FSSRI:	Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos
GMGN:	Gestor del Mercado de Gas Natural
GN:	Gas Natural
GLP:	Gas Licuado de Petróleo
IPP:	Índice de Precios al Productor

IPSE:	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las ZNI
Kg:	Kilogramos
KV:	Kilovoltio
Km:	Kilómetros
m ³ :	Metros cúbicos
LAC:	Liquidación y Administración de Cuentas
MinEnergía:	Ministerio de Minas y Energía
MinEM:	Ministerio de Energía y Minas del Perú
MWh/1.000:	Megavatios hora por cada mil habitantes
MOR:	Mercado Organizado Regulado
OLADE:	Organización Latinoamericana de Energía
OPC:	Oferta Pública de Cantidad
OR:	Operadores de Red
PCD:	Pies Cúbicos Diarios
PIB:	Producto Interno Bruto
PIEC:	Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica
Pps:	Puntos porcentuales
RUT:	Reglamento Único de Transporte
SDL:	Sistema de Distribución Local
SEM:	Secretaría de Energía de México
SGC:	Servicio Geológico Colombiano
SIC:	Superintendencia de Industria y Comercio
SIN:	Sistema Interconectado Nacional
SNT:	Sistema Nacional de Transporte
SSPD:	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
STN:	Sistema de Transmisión Nacional
STR:	Sistema de Transmisión Regional
SUI:	Sistema Único de Información
TIE:	Transacciones Internacionales de Energía de Corto Plazo
USD:	dólares estadounidenses
UPME:	Unidad de Planeación Minero-Energética
VNR:	Valor Nuevo de Reemplazo
VPN:	Valor Presente Neto
WACC:	Costo Promedio Ponderado de Capital
ZNI:	Zonas No Interconectadas

Este documento corresponde al informe final del Estudio para analizar la formación de precios de la energía eléctrica, gas natural y gas licuado de petróleo en Colombia que contrató el Grupo de Energía de Bogotá con la Universidad Externado de Colombia, Facultad de Economía. El objetivo final del trabajo consistió en revisar la eficiencia de los precios y la dinámica de las tarifas en la provisión de estos servicios públicos, desde el punto de vista de la organización industrial, contexto regulatorio y análisis econométrico, con foco en el mercado regulado.

El trabajo se organizó en cuatro frentes, adelantados en pares. Para comenzar, se realizó un análisis general de los patrones de consumo, tarifas y participación de los energéticos en el gasto de los hogares colombianos y una comparación con la situación en otros países de la región, a fin de identificar la penetración de cada energético en los hogares y su peso relativo en el presupuesto. Igualmente, se avanzó en la revisión detallada de la regulación aplicada durante la última década en Colombia para cada uno de los energéticos, con base en los establecido en las Leyes 142 y 143 de 1994, para promover la libre competencia y la eficiencia en la prestación de los servicios públicos de energía. Se examinaron las prácticas regulatorias, los esquemas institucionales y los mecanismos de formación de precios en cada eslabón de la cadena de valor.

Posteriormente, se trabajó en el análisis detallado de los agentes y organización industrial de las tres cadenas de energéticos, profundizando en las dinámicas de competencia, a partir de elementos como la participación de las empresas, la concentración de mercado y los riesgos asociados a la dominancia. Finalmente se realizó la evaluación de la eficiencia tarifaria en los mercados de energía eléctrica, gas natural y GLP, enfocado en la integración vertical en los eslabones de la cadena, empleando modelos econométricos para identificar relaciones de largo plazo, efectos de corto plazo y el impacto de los cambios en precios sobre el ingreso de los hogares.

El trabajo realizado combina enfoques de diversa complejidad. Uno más descriptivo acerca de la evolución de las estructuras de mercado y regulación de las actividades en las cuales se han organizado las cadenas de valor de cada energético considerados; y otro más técnico que proporciona evidencia cuantitativa para comprender las dinámicas del mercado, evaluar la influencia de las formas de integración en las tarifas finales a los

usuarios y medir el peso de los pagos de estos servicios en el presupuesto de los hogares.

Además del esfuerzo de identificación y revisión de la normatividad expedida para cada servicio público, se trabajó en el procesamiento y construcción de bases datos para los análisis cuantitativos. Se construyen series de tiempo que ilustran la evolución histórica del consumo y las tarifas para los tres energéticos, considerando aspectos como acceso, elasticidad de la demanda, que permitieron evidenciar las dinámicas de integración vertical, y el peso de las tarifas en los ingresos de los hogares.

El documento está organizado en cinco capítulos que resumen el ejercicio realizado descrito y avanza de manera progresiva en el análisis de los energéticos considerados en el Estudio. A continuación de esta introducción, en el Capítulo 1 se presenta el análisis comparativo y descriptivo de las tarifas finales y el consumo residencial de energía eléctrica, gas natural y gas licuado de petróleo en Colombia, en relación con otros países de América Latina y el Caribe (ALC). Se evalúan los patrones de consumo, las tarifas residenciales y su participación en el gasto de los hogares, con base en información del Banco Mundial, OLADE y CEPAL para calcular las relaciones entre consumo, gasto per cápita a precios constantes. Se analiza la participación del gasto energético en el consumo final de los hogares, tanto de manera agregada como desagregada por energético, y se identifican factores que explican las diferencias entre países y su impacto en los patrones de consumo.

En el capítulo 2 se aborda la regulación de los mercados de energía eléctrica, gas natural, y GLP en el país. A partir de una revisión histórica y normativa detallada de estos sectores, centrada en el marco regulatorio, la estructura tarifaria y los principales hitos legislativos, se analizan las leyes y resoluciones clave que han definido la organización y operación de estos mercados, así como los elementos que componen las tarifas. Se incluyen descripciones de las categorías de usuarios regulados y no regulados, los mercados mayorista y primario, y las dinámicas de competencia. El análisis incorpora las interacciones entre normativa, estructura de mercado y objetivos de política pública, destacando las implicaciones para la eficiencia, equidad y sostenibilidad del sector energético colombiano.

En el capítulo 3 se presenta el análisis de la estructura y organización industrial de los sectores de energía eléctrica, gas natural y GLP, centrándose en el período 2012-2022. Se revisa el marco regulatorio establecido por las leyes 142 y 143 de 1994, destacando el rol de la Comisión de Regulación de

Energía y Gas (CREG) en la promoción de la competencia y la regulación de mercados con características de monopolio natural. Además, se examinan los riesgos y dinámicas del mercado derivado de la integración vertical, que pueden afectar la competencia. También se presenta un análisis detallado de la estructura de mercado en los sectores estudiados, utilizando indicadores de concentración como el CR4, el índice Herfindahl-Hirschman (IHH) y el índice de dominancia (IS).

Adicionalmente, este capítulo evalúa las barreras de entrada económicas, regulatorias, tecnológicas y estructurales que limitan la competencia en el mercado energético colombiano. Asimismo, se examinan los efectos de la integración vertical en los eslabones de las cadenas de producción de los energéticos, destacando las implicaciones para la organización industrial y la competencia en el sector energético. Además, se expone sobre dos elementos cruciales que se han tratado desde la literatura que impactan al mercado que son la tasa de descuento aplicada en las actividades no competitivas de energía, y la existencia de dos submercados del gas natural.

A continuación, en el capítulo 4 se presenta el análisis econométrico sobre la eficiencia tarifaria de los mercados de energía eléctrica, gas natural y gas licuado de petróleo, considerando su impacto en la competencia, precios y el bienestar de los consumidores. Se presentarán diversas metodologías, como los Instrumentos de Bartik, Modelos de Series de Tiempo Interrumpidas, Modelos Vectoriales Autorregresivos Estructurales (SVAR) y Modelos de Corrección de Errores (VEC), para estudiar la integración vertical y las dinámicas de precios en cada mercado, el periodo analizado corresponde a 2012-2022.

Así mismo, en el capítulo en mención serán presentadas las estimaciones para identificar las relaciones de largo plazo y los efectos de corto plazo en los componentes de la cadena de valor, además de medir el impacto de los cambios en precios sobre el ingreso de los hogares mediante modelos de datos panel. Finalmente, se analizarán los efectos de la integración vertical en la eficiencia tarifaria y se analizaron las respuestas de los mercados frente a shocks exógenos y políticas regulatorias, destacando su relevancia en la formación de tarifas y en el comportamiento competitivo de los mercados energéticos

Los capítulos pueden leerse de forma independiente si el lector tiene presente el contexto de cada energético, los elementos regulatorios y la estructura de mercado, lo que permite entender los resultados econométricos.

Es bueno anotar que se presentan algunos traslapes en los capítulos debido a la interrelación de la estructura de mercado y la regulación de los sectores energía eléctrica, gas natural y GLP; así como, el impacto de las tarifas sobre los consumidores. Estos traslapes no son redundancias, sino puntos de conexión necesarios para garantizar la coherencia y profundidad del análisis. Cada capítulo aporta una perspectiva única que permite abordar los diferentes aspectos de los energéticos en Colombia: desde el contexto de consumo y regulación, hasta la estructura de mercado y las dinámicas de precios.

Es así como, en el Capítulo 1 se presenta el análisis de los patrones de consumo y las tarifas de los energéticos, mientras que el Capítulo 4 se presenta la evaluación econométrica de la eficiencia tarifaria y su impacto en los ingresos de los hogares. Estos enfoques de análisis son complementarios: el primero proporciona una descripción comparativa, mientras que el cuarto utiliza modelos econométricos avanzados para medir el impacto de las integraciones, y pesos de las tarifas de los energéticos por deciles.

Otro traslape significativo ocurre entre el Capítulo 2 que detalla el marco normativo, y el Capítulo 3, que analiza la organización industrial de los sectores energéticos. Aunque ambos abordan la regulación, el primero se centra en las disposiciones legales, mientras que el segundo evalúa cómo estas normas afectan la competencia y la integración vertical.

Igualmente, el Capítulo 3 y el 4 comparten el tema de la integración vertical, pero el primero lo aborda desde un enfoque analítico-descriptivo, mientras que el segundo lo cuantifica empíricamente.

Para terminar, a manera de conclusión, en el capítulo 5 se hace una reflexión sobre el trabajo realizado para responder de manera integral a las preguntas planteadas, al analizar tanto los factores de mercado que llevan a una pérdida de eficiencia en las tarifas como el impacto que estas tienen en el gasto de los hogares.

CAPÍTULO I

*Análisis comparado del impacto de la tarifa
de los energéticos en la sociedad*

Partiendo de que los hogares se constituyen como la unidad de análisis de los mercados de energía y que su consumo depende del gasto destinado para tales efectos, es importante entender el comportamiento de esta variable para que los encargados del diseño de la política energética planifiquen su suministro en el largo plazo y proyecten temas asociados a la determinación de las tarifas y de los respectivos subsidios otorgados a cada uno de los energéticos.

En línea con lo anterior, el BID (2020) documentó la importancia de los energéticos en las decisiones de consumo y asignación presupuestaria de los hogares en ALC, la cual es solo superada por el grupo de alimentos. En ese sentido, los segmentos de los hogares con mayores ingresos concentran gran parte del gasto energético agregado mientras que, para los hogares de menores ingresos el principal gasto en energéticos se concentra en electricidad y gas.

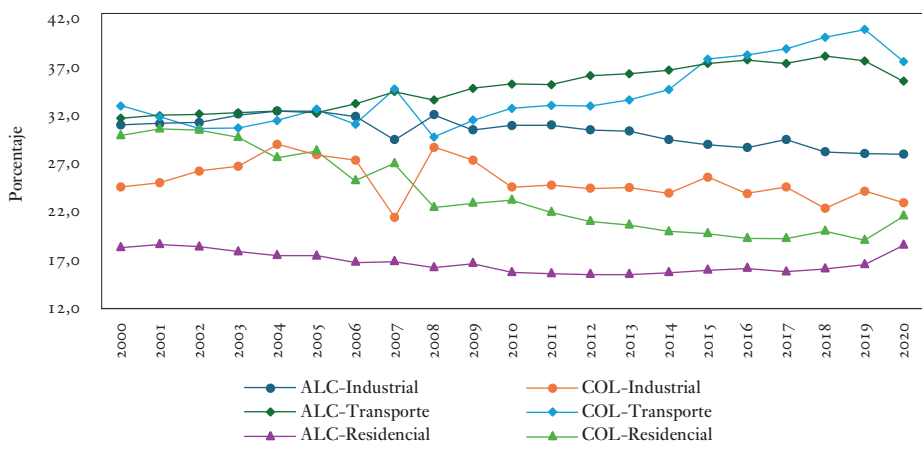
La evidencia da cuenta que, a medida que los hogares de ALC tienen mayores ingresos, comienzan a sustituir los combustibles tradicionales, como la biomasa, y de transición, como la gasolina y el carbón, por combustibles modernos y de transición, como lo son la electricidad y el gas natural (Jiménez y Yépez-García, 2020). Pese a lo anterior, aunque la tendencia a la transición se mantiene, se ha demostrado que los patrones de consumo son heterogéneos y difieren significativamente entre países.

El consumo residencial de energía, correspondiente a los hogares, en el periodo 2000-2020 representó un promedio del 16,9% en ALC, mientras que en Colombia fue del 23,9% (BID, 2020). Lo anterior refleja una mayor proporción de energía destinada al uso doméstico en Colombia en comparación con el promedio regional. Este comportamiento podría estar relacionado con factores como el crecimiento poblacional, las políticas de acceso a la energía en el país y los patrones de consumo energético.

Pese a que el foco de este documento es el análisis del consumo de la canasta energética en los hogares, es pertinente resaltar que en ALC, la mayor proporción del consumo promedio de la canasta energética se concentró en los sectores de transporte (34,9%) e industrial (30,4%). En Colombia, estos sectores representan el 34,2% y 25,3% respectivamente, cifras que son similares al porcentaje destinado al consumo residencial, es decir, las necesidades de consumo por sector son diferentes en Colombia respecto a ALC.

La Gráfica 1.1 presenta el comportamiento del consumo energético en los sectores industrial, transporte y residencial para ALC y Colombia durante el periodo 2000-2020.

GRÁFICA 1.1
PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO POR SECTOR
EN ALC Y COLOMBIA (COL) 2000-2020



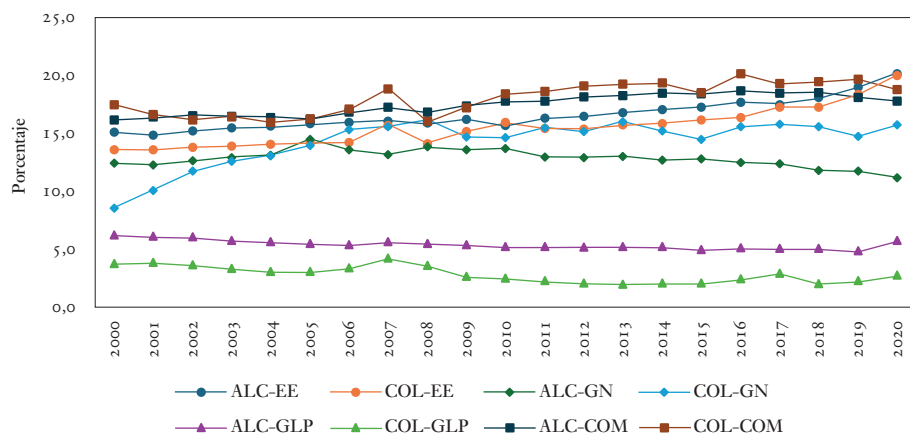
Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE (2024).

No obstante, durante el periodo analizado la composición de la canasta energética consumida por los sectores de ALC, en promedio, se compone de COM (17,5%), EE (16,6%), GN (12,9%) y GLP (5,5%), respectivamente. Para el caso de Colombia, dicha composición es de COM (18,1%), EE (15,5%), GN (14,3%) y GLP (2,9%). Lo anterior da cuenta de que las dinámicas de consumo son similares en Colombia frente a las de la región.

La Gráfica 1.2 muestra de manera comparativa la evolución de la participación del consumo final por energético para ALC y Colombia durante el periodo 2000-2020.

En línea con lo anterior, este primer apartado muestra un análisis comparado de tipo descriptivo que cuantifica aspectos asociados con el consumo e ingreso per cápita, las tarifas residenciales y su participación en el gasto de consumo final de los hogares per cápita para los tres energéticos objetos de esta investigación. Para el caso, se tomó una muestra de países de América

GRÁFICA 1.2:
PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO FINAL POR ENERGÉTICO EN ALC Y
COLOMBIA (COL)
2000-2020



Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE (2024).

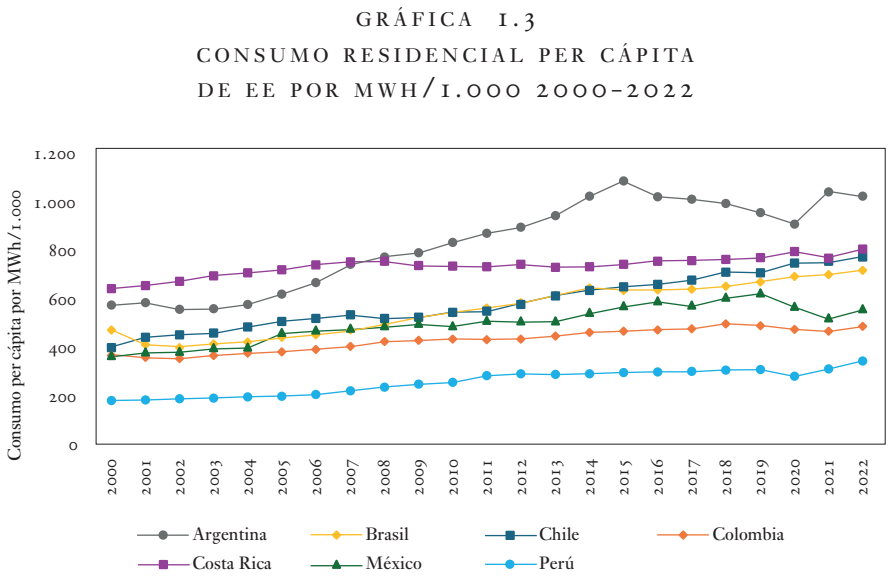
Latina^I en función de los datos disponibles en la OLADE y computables con los del BM.

I.2. ENERGÍA ELÉCTRICA

Al analizar el consumo residencial de EE, durante el periodo 2000-2022 para Colombia registró un consumo promedio de 429,2 *MWh*/1.000, con una ligera tendencia al alza. Sin embargo, este nivel de consumo es inferior al de algunos países comparables de la región, como México, Chile, Brasil y Costa Rica, que no solo reportan consumos per cápita más elevados, sino que también muestran un mayor crecimiento en la demanda de EE residencial, con pendientes más pronunciadas.

^I Para la EE el conjunto de países es: Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, México y Perú. Para el GN la muestra de países está compuesta por: Chile, Colombia, México y Perú. Para el GLP los países comparados son: Chile, Colombia, Costa Rica, México y Perú.

La Gráfica 1.3 muestra el comportamiento histórico del consumo de EE residencial per cápita para la muestra de países seleccionados durante el periodo analizado.

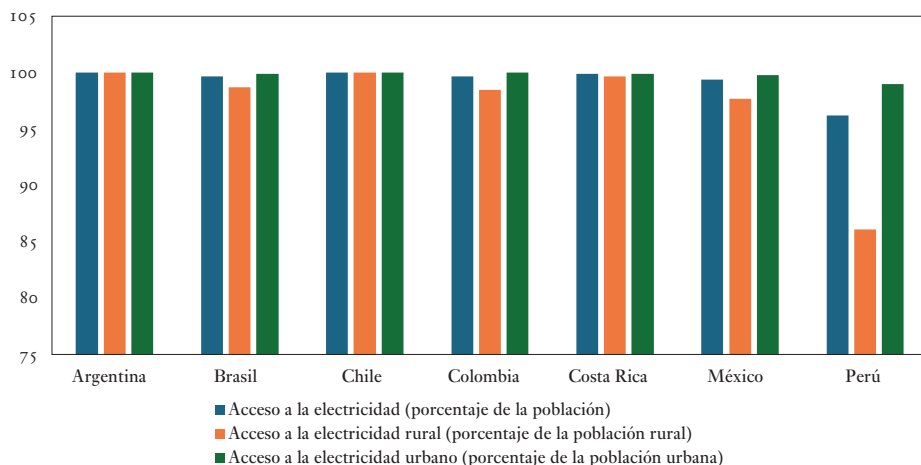


Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE (2024).

En términos de acceso, según la CEPAL (2022), la región ha logrado importantes avances en el acceso a la energía eléctrica, pasando del 87,0% en 2019 al 95,1% en 2022. Este progreso se debe en parte a las políticas energéticas y las inversiones en infraestructura que han facilitado una mayor cobertura. En Colombia, el acceso a la electricidad en 2022 alcanzó el 99,7% de la población, con una cobertura del 95,5% en las áreas rurales, lo que supera los niveles reportados por países como México y Perú, pero inferior al de Chile, Brasil y Argentina. En el sector urbano, la cobertura es del 100%, lo que destaca el progreso en la expansión de acceso eléctrico en las ciudades. La Gráfica 1.4 presenta el acceso a EE en las áreas rurales y urbanas durante el 2022.

Parte del comportamiento del consumo está determinado por los niveles de ingresos (Robledo y Guzmán, 2011), por lo que al comparar el ingreso per cápita con el consumo per cápita de EE, se observa una clara tendencia positiva: a medida que aumenta el ingreso, también lo hace el consumo de

GRÁFICA 1.4
ACCESO A EE RURAL Y URBANA 2022



Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE (2024).

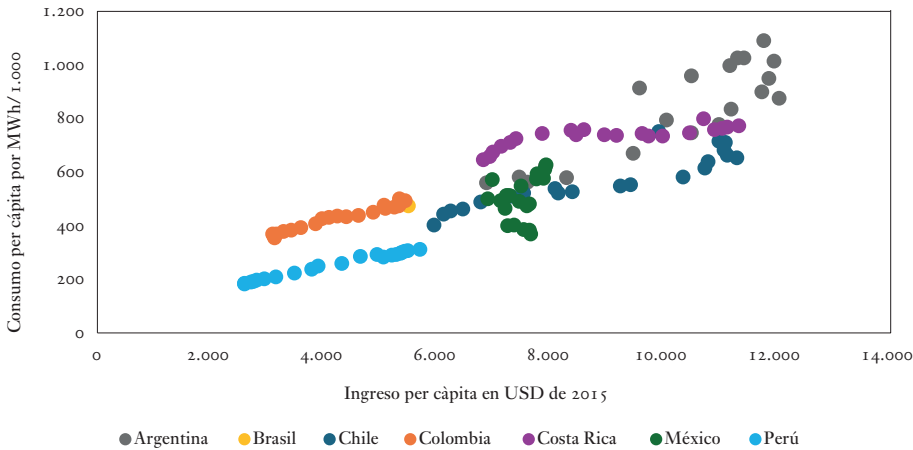
EE. Esta relación se debe a que los hogares con mayores ingresos tienen mayor capacidad para adquirir bienes y servicios que requieren energía, es decir, el ingreso puede representar una restricción en las elecciones de los hogares con respecto al tipo y cantidad de energía consumida (BID, 2020). También es importante mencionar que parte de este comportamiento está explicado por los avances en acceso a energía por parte de la región y los precios de esta misma.

La Gráfica 1.5 da cuenta de la relación existente entre el consumo per cápita en MWh/1.000 e ingreso per cápita en USD constantes de 2015 para la muestra de países analizados durante el periodo 2000-2022.

En línea con lo anterior, el comportamiento del consumo de la EE está parcialmente influenciado por el precio. Sin embargo, este valor está determinado por diversos factores, como la disponibilidad de recursos propios de la región y las dinámicas del mercado. Las series no se promediaron para evitar problemas de representatividad por los diferentes esquemas tarifarios en cada país y las distorsiones de precios que pueden surgir de los subsidios implícitos y explícitos aplicados (Di Bella et al., 2015).

Esta correlación entre el precio y el consumo per cápita en algunos países muestra una relación negativa, lo cual es coherente con la teoría

GRÁFICA 1.5
CONSUMO PER CÁPITA EN MWH/1.000 E INGRESO
PER CÁPITA EN USD 2015 2000-2022



Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE (2024).

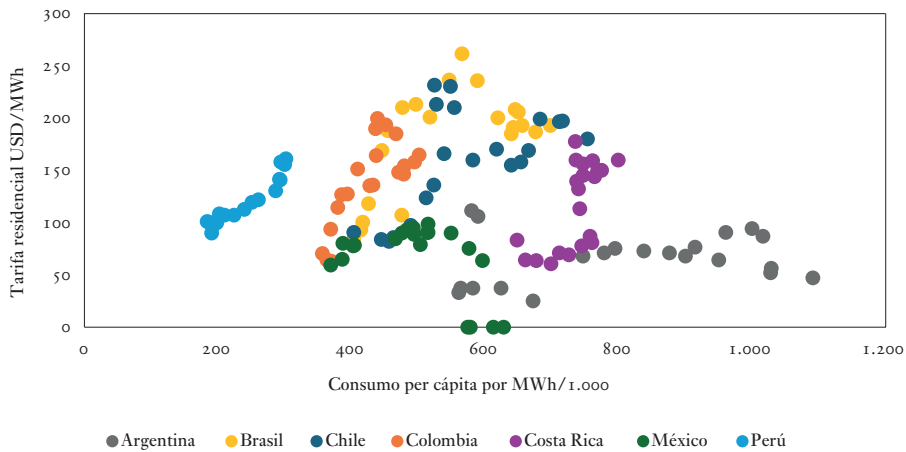
económica: *un aumento en los precios suele llevar a una reducción en el consumo incrementando la pobreza energética regional*. No obstante, también se observó un crecimiento general en el consumo en los países seleccionados, siendo Argentina el país más sensible a los aumentos de precio en relación con el consumo. En Colombia, el aumento en el consumo ha sido acompañado de un aumento en los precios (Contreras, 2020).

La Gráfica 1.6 muestra la relación entre el consumo per cápita en MWh/1.000 y la tarifa residencial expresada en USD constantes de 2015 para el conjunto de países analizados durante el periodo 2000-2022.

Para el conjunto de países seleccionados existe una relación directa entre el ingreso per cápita y el valor pagado por el consumo de EE. A medida que los ingresos aumentan, los hogares tienden a consumir más electricidad debido a una mayor adquisición de bienes y servicios que requieren de este energético. Asimismo, el valor pagado por el consumo también depende de factores como el esquema tarifario, los subsidios y las políticas energéticas de cada país. Como resultado, en los países con mayor ingreso, la mayor capacidad de pago se traduce en un consumo más elevado, lo que a su vez incrementa el valor de las facturas de energía.

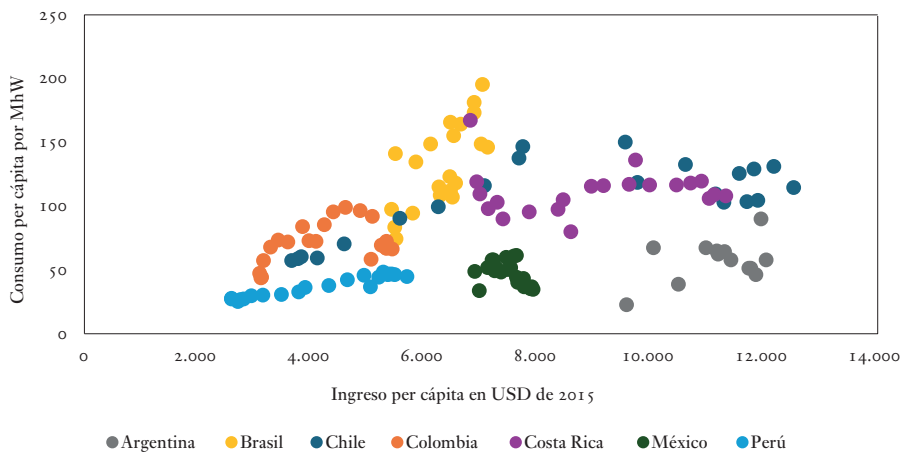
La Gráfica 1.7 da cuenta de la mencionada relación entre consumo e ingreso a nivel per cápita.

GRÁFICA 1.6:
TARIFA RESIDENCIAL EN USD 2015 Y CONSUMO PER CÁPITA EN
MWh/1.000 2000-2022



Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE (2024).

GRÁFICA 1.7
CONSUMO PER CÁPITA EN USD 2015 E INGRESO PER CÁPITA EN
USD 2015 2001-2022



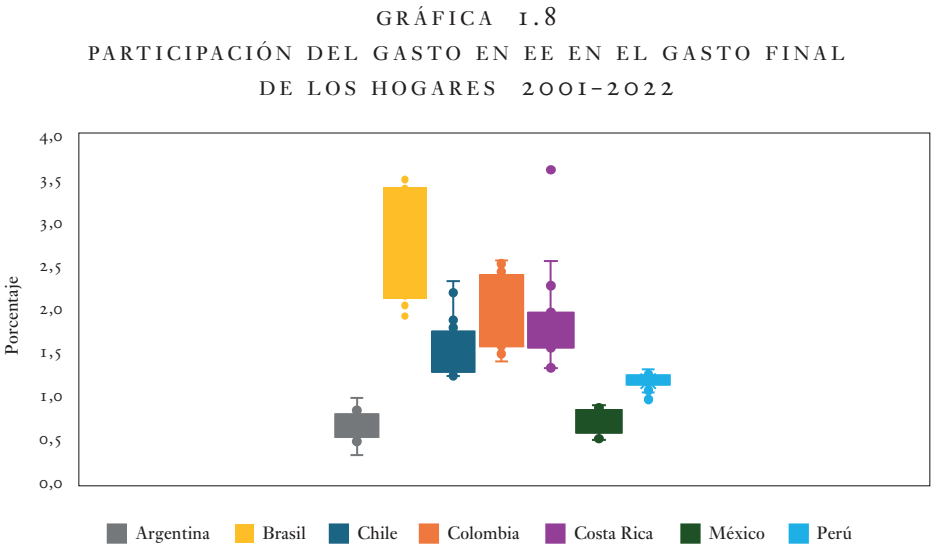
Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE (2024).

Jiménez y Yépez (2017) analizaron 13 países de ALC, se concluye que el gasto en EE de los hogares no tiene relación lineal con el ingreso. En conjunto, el gasto de energéticos representó aproximadamente el 8,2% del gasto total de los hogares. El gasto específico en EE equivale al 3,3%, aunque existen diferencias significativas según los niveles de ingreso. Para el 30,0% de la población con menores ingresos, el costo del consumo de energía representa más del 10,0% de su gasto total, lo que evidencia una carga desproporcionada en comparación con los hogares de ingresos más altos.

Para el caso, Brasil es el país donde los hogares destinan la mayor proporción de su gasto al pago de este servicio (2,6%), seguido por Colombia (2,0%) y Costa Rica (1,8%). Es importante destacar que estos valores reflejan el promedio para toda la población y, debido a la disponibilidad de los datos, no se pueden observar las heterogeneidades según el nivel de ingreso.

Los valores para Brasil y Colombia son cercanos al promedio general encontrado por los autores citados, lo cual se explica por un aumento tanto en el consumo como en el precio del servicio. Según el BID (2020) la ubicación del hogar ya sea rural o urbano junto con la tendencia a adquirir más electrodomésticos explican más del 50,0% de los gastos en EE.

La Gráfica 1.8 muestra la proporción del gasto final de los hogares per cápita a precios constantes que se destina al pago del consumo de EE en los distintos países estudiados.



Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE (2024).

1.3. GAS NATURAL

Durante el periodo 2001-2022, Chile y Colombia fueron los países que mayor consumo per cápita de GN residencial registrado en metros cúbicos (m^3). El resultado es acorde a lo expuesto por Tornarolli y Puig (2023), quienes encuentran que Chile es uno de los países donde el 85,0% de los hogares usan en mayor proporción GN para la cocción de alimentos, seguido por Colombia y México con 70,0% y finalmente Perú con 60,2%.

Para el caso de Chile, de acuerdo con Quiroz et al (2021) el país importa aproximadamente el 80,0% de GN para consumo interno de Argentina. El cual, debido a factores internos, redujo la cantidad suministrada ocasionando que entre 2004 y 2008 los hogares redujeran su consumo en 9,5% (Huneus, 2007). Además, es de resaltar que la demanda por GN tiende a incrementar en épocas del año caracterizadas por las bajas temperaturas (Obrecht, 2016).

La tendencia creciente del consumo registrada en Perú a partir del 2010 se explica por los programas de masificación implementados por el gobierno. El objetivo de estas iniciativas fue conceder descuentos monetarios a usuarios residenciales de los segmentos más vulnerables de Lima y Callao. Dado lo anterior, actualmente existen diversos programas que conservan esta estructura para ampliar la cobertura (Reyes, 2024).

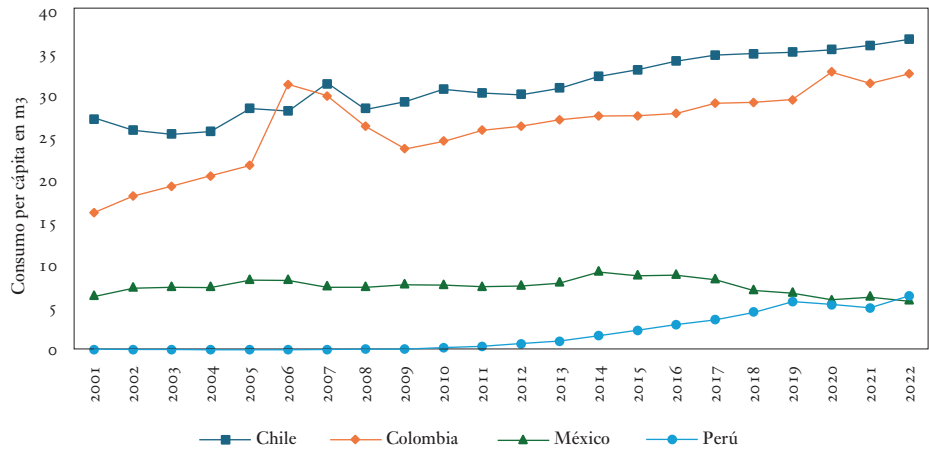
Por otro lado, la caída del consumo en México a partir de 2014 se debió en su mayoría a una variación negativa en la producción interna de petróleo y gas, lo cual se vio reflejado en el PIB de 2015, el cual tuvo una contracción de 6,4 puntos porcentuales (pp) en el rubro de *electricidad, gas y agua*. Esta tendencia negativa siguió hasta 2020, con excepción de 2018, cuando se tuvo una tasa de crecimiento positiva (CEPAL, 2021).

Respecto a Colombia se evidenció un choque en el consumo residencial per cápita entre 2005 y 2009, sin embargo, no hay evidencia fáctica que explique ese choque salvo por una caída en las reservas de combustible en 2005, lo cual pudo haber influenciado en la oferta de GN (Benavides, 2016). Además, se encontró que luego del choque, se retornó a una senda de crecimiento sostenido.

La Gráfica 1.9 muestra la evolución histórica del consumo en términos per cápita en m^3 de este energético para los países analizados durante el periodo 2001-2022.

Frente a las tarifas residenciales de GN medidas en USD constantes de 2015 se observó una brecha significativa entre la tarifa pagada por los

GRÁFICA 1.9
CONSUMO RESIDENCIAL PER CÁPITA DE GN EN 2001-2022



Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE (2024).

hogares de Chile frente a sus pares, siendo este un país relevante a analizar. De evidenció una correspondencia con el aumento de la tarifa residencial del GN entre 2004 y 2008 con la contracción del consumo en ese mismo periodo. Superada la crisis de 2008 se encuentra una tendencia a la baja en la tarifa residencial de GN en Chile, aun así, la tarifa continuó ubicándose USD 0,18/ más alto que la media.

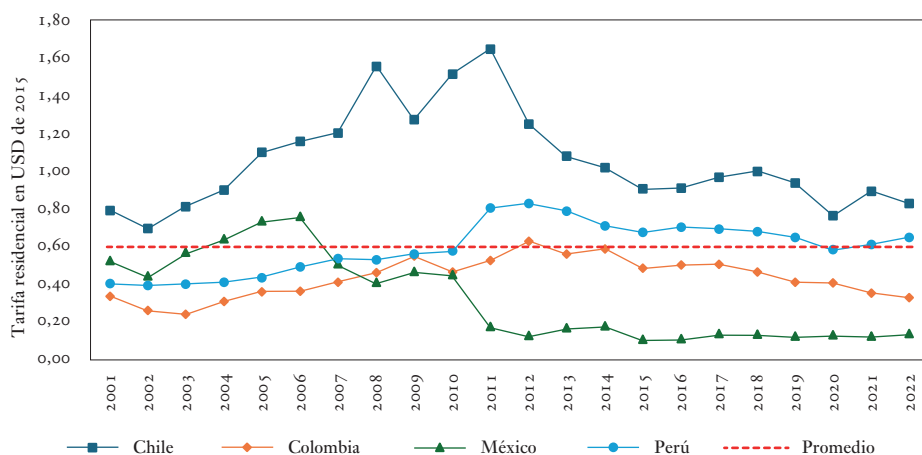
Para los países analizados la disminución de las tarifas a partir de 2014 coincide con la caída de los precios del petróleo. Las dinámicas tarifarias pueden estar altamente influenciadas por la necesidad de importar una cantidad relevante de GN, lo que aplica para algunos países analizados. Por ejemplo, de acuerdo con García (2021) México fue uno de los principales productores de GN en ALC en 2019, lo que hace que los precios internos sean menores dados menores costos de distribución y de transporte; a diferencia de países como Perú y Chile.

Esta dinámica es consistente toda vez que las tarifas de Perú y Chile son las que superan el promedio en gran parte del periodo analizado, incluso para 2022 donde ambos se ubicaron por encima del promedio. Caso contrario el de México y Colombia, explicado por una capacidad de producción mayor, construcción de nuevos gasoductos y la ampliación de redes de transporte y

de distribución. Para el caso, es importante resaltar que del GN que importa México más del 90,0% proviene de regiones cercanas de Estados Unidos (CNH, 2019).

La Gráfica 1.10 presenta el comportamiento de la tarifa pagada por los hogares de GN en USD constantes de 2015 para cada uno de los países de la muestra durante el periodo 2001-2022.

GRÁFICA 1.10
TARIFA PAGADA DE GN POR LOS HOGARES EN USD 2015
2001 – 2022

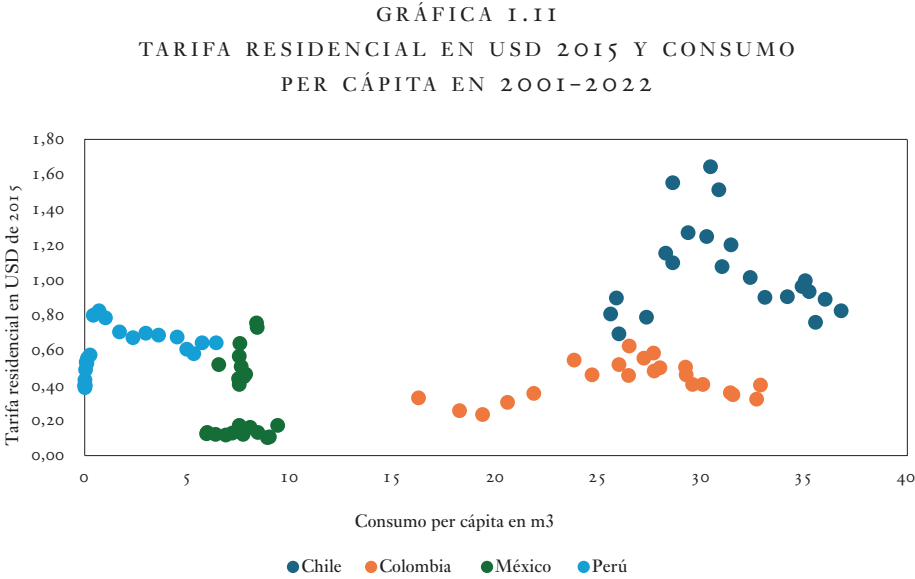


Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE (2024).

Al analizar el comportamiento de la relación entre consumo residencial per cápita en m^3 y las tarifas en USD por m^3 se encontró que para Colombia y Chile los cambios en la tarifa residencial generaron una mayor variación en los datos de consumo per cápita. En el caso de Chile el comportamiento tiene un componente que exhibe una leve tendencia negativa, lo que indica que, ante cambios en las tarifas, los consumidores disminuyen la demanda.

Mientras que para Perú y México se evidenció que las variaciones en el consumo frente a cambios tarifarios fueron menores. Respecto al caso de Perú, se observó una leve tendencia negativa después de determinado nivel de consumo, mientras que para México no existe claridad sobre dicha relación, salvo que ante distintos niveles de tarifa el consumo per cápita se mantiene en un intervalo entre $5,0 m^3$ y $10,0 m^3$.

La Gráfica 1.11 muestra la relación existente entre el consumo per cápita en m³ de GN y la tarifa residencial en USD expresados a precios constantes de 2015 para cada uno de los países analizados durante el periodo 2001-2022.



Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE (2024).

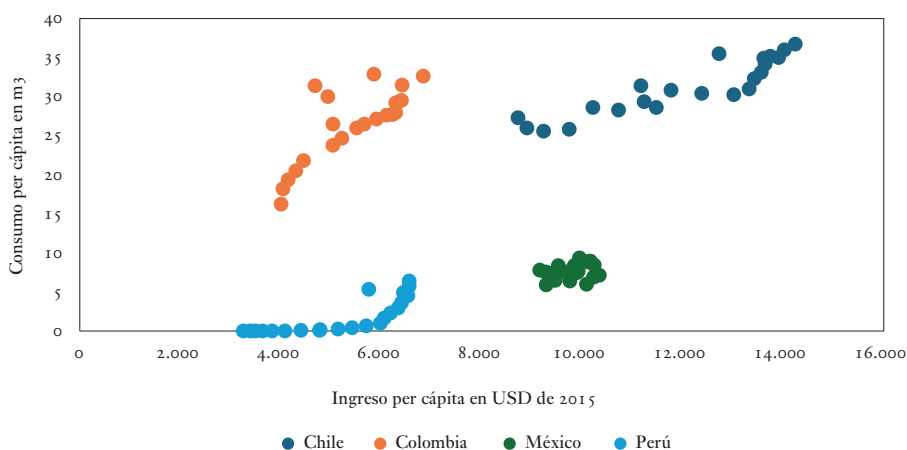
La relación entre el consumo y la tarifa también puede explicarse por el ingreso per cápita, aumentos en esta variable generan un desplazamiento de la curva de demanda de GN, lo que genera un mayor consumo a cualquier nivel de precios. Esta relación puede explicar la dispersión de los datos para Chile, Colombia y Perú para los cuales se puede decir que el consumo per cápita reacciona de manera positiva y significativa ante aumentos en el ingreso per cápita, sin embargo, para México la relación no es clara.

Siguiendo a Navajas (2008), en lugares donde los precios del GN son muy bajos, el cambio en el ingreso no genera cambios relevantes en los patrones de consumo, sino que son otras características las que cobrar mayor relevancia en esos patrones de consumo, como, por ejemplo, el número de integrantes de un hogar. El resultado de Navajas (2008) puede explicar la baja correlación entre el consumo e ingreso mostrada por México, donde de acuerdo con lo anterior, las tarifas residenciales de GN/ de este país son

las más bajas entre los países analizados, por lo tanto, el ingreso podría dejar de tener efecto sobre el consumo².

La Gráfica 1.12 evidencia de la evolución del consumo en términos per cápita medido en m³ de GN e ingreso per cápita en USD constantes de 2015 para la selección de países durante el periodo 2001-2022.

GRÁFICA 1.12
CONSUMO PER CÁPITA EN E INGRESO PER CÁPITA EN USD 2015
2001-2022



Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE (2024).

Finalmente, al analizar la participación del gasto en GN en el gasto de consumo final de los hogares se encuentra que, en Chile el GN tiene una participación promedio per cápita mayor en el consumo final (0,47%) debido a las altas tarifas derivadas de la dependencia de la importación y al uso ampliado del energético para la cocción de alimentos y la calefacción del hogar, tal y como lo muestran Castillo et al (s.f), quienes resaltan la importancia de este energético en el consumo de los hogares.

Para el caso de Colombia, con un promedio de participación del energético en el gasto final per cápita del 0,30%, comparativamente, este resultado

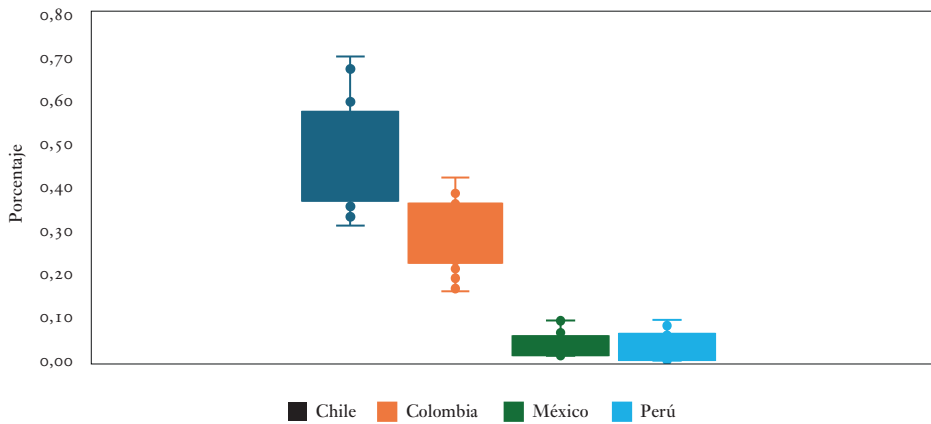
2 En contraste, Ruiz (2023), Agostini et al. (2011) y Osinergmin (2021) mencionan la importancia del ingreso como variable determinante en el consumo de GN para Colombia, Chile y Perú, respectivamente.

es coherente por lo mostrado a lo largo de este documento, además de resaltar la importancia que tiene el GN en los hogares colombianos, pues en ocupa el tercer lugar como el energético más consumido, superado por biomasa y energía eléctrica (García, 2021).

Para México y Perú el GN tiene un peso relativamente menor en el gasto de consumo final per cápita. En México esto se explica en su mayoría por el comportamiento de las tarifas y el uso de combustibles sustitutos como el GLP, mientras que en Perú la proporción es menor debido a los beneficios monetarios que concede el gobierno a través del plan de masificación.

La Gráfica 1.13 da cuenta de la participación acumulada del gasto en GN en el gasto final de los hogares durante el periodo 2001-2022.

GRÁFICA 1.13
PARTICIPACIÓN DEL GASTO EN GN EN EL GASTO
FINAL DE LOS HOGARES 2001-2022



Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE (2024).

1.4. GAS LICUADO DE PETRÓLEO

Para el periodo 2001-2022, el consumo per cápita de GLP fue heterogéneo entre los países analizados. En Chile y México se presentaron los mayores niveles de consumo, esto es 49,4 Kg y 52,9 Kg anuales en promedio por persona, respectivamente. Lo anterior se explica porque este energético se constituye como una de las principales fuentes de energía de los hogares en

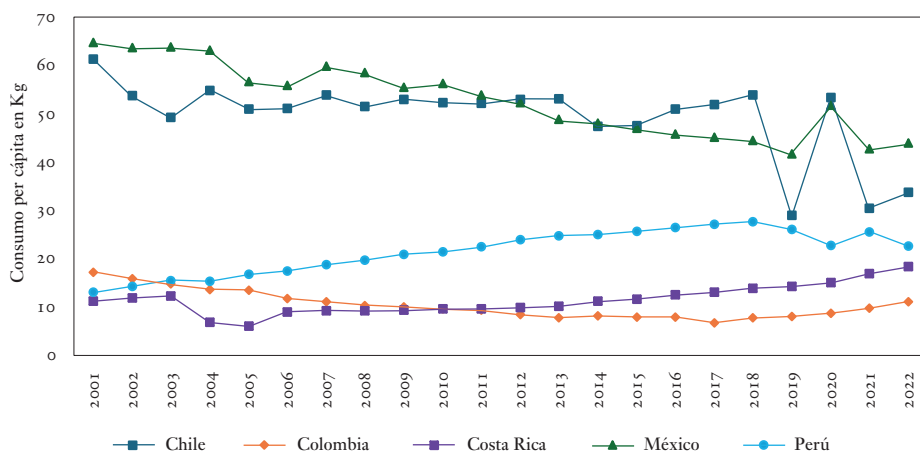
estos países. Para Chile, el 53,0% de las ventas totales de GLP corresponden al sector residencial, donde el 84,0% se suministra con cilindros de 11 Kg y 15 Kg (Bernal, 2021).

Por otra parte, Perú se sitúa como un país intermedio con un consumo promedio anual de 21,5 Kg por persona, siendo el país que ha presentado un mayor crecimiento en el consumo con una tasa promedio interanual del 3,0%, acercándose al consumo per cápita anual de Chile de los últimos años el cual presentó una disminución en su consumo. Mientras que Costa Rica registró un consumo promedio per cápita de 11,5 Kg y una tasa de crecimiento promedio interanual de 7,5%.

Para el caso de Colombia, el consumo promedio per cápita de GLP fue de 10,5 Kg. En el periodo analizado, se destaca una disminución significativa en el uso de este energético, lo que se explica por la masificación de las redes de GN como sustituto. Asimismo, los hogares consumen principalmente el GLP en el formato de cilindros de 15 Kg y 18 Kg, respectivamente (SSPD, 2024).

La Gráfica 1.14 muestra la evolución histórica del consumo en términos per cápita de este energético para los países analizados durante el periodo 2001-2022.

GRÁFICA 1.14
CONSUMO RESIDENCIAL PER CÁPITA DE GLP EN 2001-2022



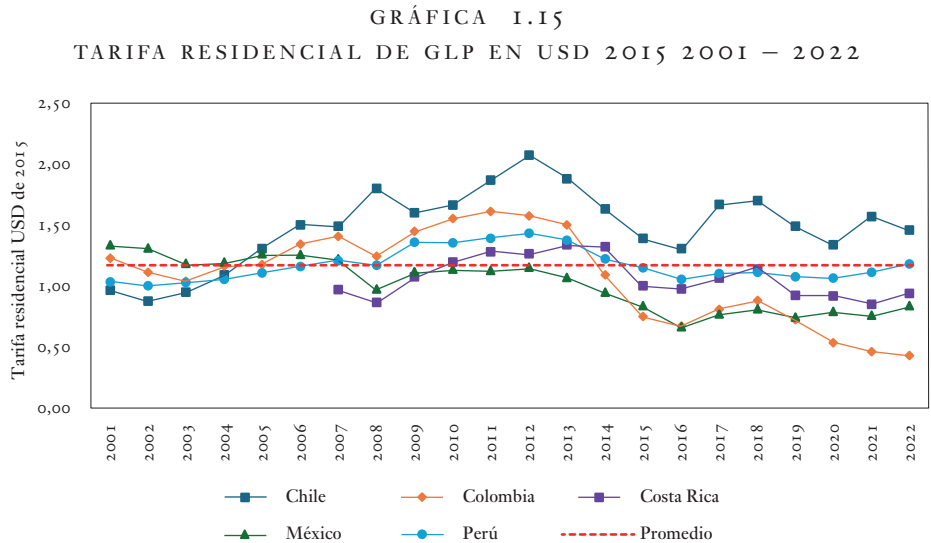
Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE (2024).

El precio promedio histórico del GLP por Kg entre los países se ha situado en USD 1,7 a precios constantes de 2015. Chile se caracteriza por tener los precios más altos entre los países en comparación alejándose del promedio desde el 2004, superando la barrera de los USD 2/Kg. Esto se explica por la posición de importador neto del país dado que se importa el 75,0% del consumo total de este bien (Bernal, 2021).

Los países restantes, Colombia, Costa Rica, México, y Perú han tendido comportamientos similares en el precio del energético para uso residencial, con precios menores al promedio entre el año 2001 y 2004, crecimientos entre 2005 y 2014, y disminuciones de estos a partir de la fecha. En estos países se han presentado caídas en el precio consistentes recesiones económicas que coinciden en el precio del petróleo como en 2008, 2014, 2020, disminuyendo el precio del GLP, que es un derivado de este último.

Específicamente, para el caso de Colombia y México se evidenciaron los precios más bajos de la región. En el primero caso, esto se explica porque el 97,0% de la producción es nacional (BEC, 2022). Por su parte, México es el segundo mayor productor de GLP de América Latina, con una producción anual cercana de 40 millones BEP en 2021 (CEPAL, 2021).

La Gráfica 1.15 presenta el comportamiento de la tarifa pagada por los hogares de GLP en USD constantes de 2015 para cada uno de los países de la muestra en el periodo 2001-2022.



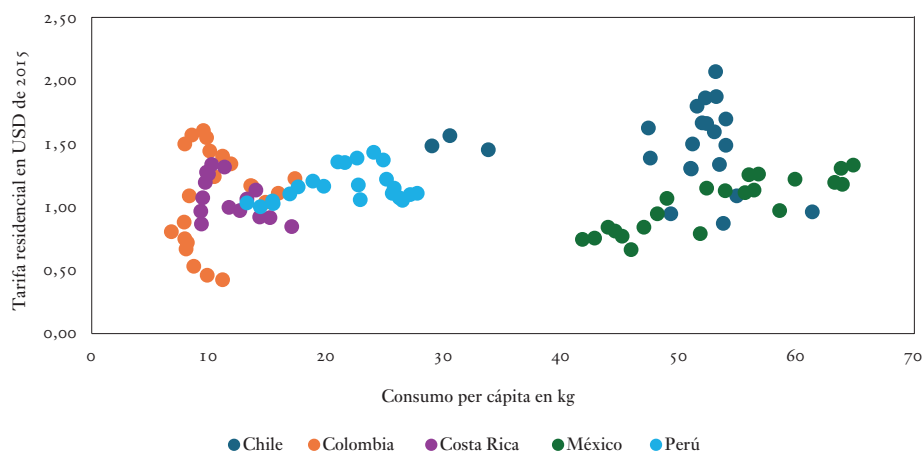
Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE (2024).

Cuando se establece la relación entre el nivel de los precios y consumo per cápita de GLP, se presentan dos grupos de análisis: El primer grupo está conformado por Chile y México donde el consumo es alto, y el segundo grupo, donde se encuentran Colombia, Costa Rica, y Perú, quienes se caracterizan por un consumo relativamente bajo. Sin embargo, en estos dos grupos aparecen comportamientos distintos toda vez que Chile, Colombia y Costa Rica presentan consumos que no varían considerablemente ante cambios en los precios, lo cual puede significar inelasticidades ante esta variable.

En el caso de Chile y Costa Rica esto se debe a la necesidad de importación del recurso, y en el caso del país centro americano se suma la incapacidad de sustituir por GN. Por su parte, México y Perú presentan una relación positiva entre el precio del GLP y el consumo per cápita, lo cual implica que a medida que aumenta la demanda del energético, aumenta su precio. Esto se puede explicar por la expansión del GLP en Perú donde su uso se ha incrementado constantemente en las últimas décadas puesto que su consumo paso de 6,0% del total de combustibles en 1995 a 24,0% en 2019 (De la Cruz et al., 2020), situándose como la segunda fuente energética más usada por los hogares.

La Gráfica 1.16 muestra la relación existente entre el consumo per cápita en Kg de GLP y la tarifa residencial en USD expresados a precios constantes de 2015 para cada uno de los países analizados para el periodo 2001-2022.

GRÁFICA 1.16
TARIFA RESIDENCIAL EN USD 2015 Y CONSUMO
PER CÁPITA EN KG 2001-2022



Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE (2024).

Al igual que los otros dos energéticos, el consumo per cápita del GLP tiene una estrecha relación el ingreso debido a que medida de que este crece, los hogares sustituyen combustibles tradicionales por combustibles modernos, de igual manera combustibles como el GLP están presentes en los procesos de urbanización brindando una fuente de cocción y calefacción (Jiménez & Yépez-García, 2020) En este sentido, se observó que Perú y Costa Rica tienen una relación positiva entre estas dos variables, donde el consumo crece de forma más que proporcional respecto al ingreso.

En el caso de Chile, a pesar de que el ingreso ha crecido en el tiempo se observa que el consumo se mantiene constante, lo cual puede indicar que el país ha alcanzado un nivel de consumo potencial de GLP. Por otra parte, aunque en México no se registraron cambios significativos en el ingreso de los hogares, la variación del consumo se generó sin tener en cuenta esta variable.

Finalmente, Colombia presenta una relación inversa entre consumo e ingreso per cápita. Esta situación se puede explicar porque quienes demandan GLP son hogares situados en áreas rurales o en pequeñas ciudades donde los ingresos son menores que en las principales ciudades. Así las cosas, mientras que el 21,5% y 26,0% de las personas *vulnerables* y *pobres* utilizan el GLP para las labores de cocción de alimentos, en la *clase media* y *clase alta* el porcentaje es de 13,1% y 6,1% (Angulo et al., 2023).

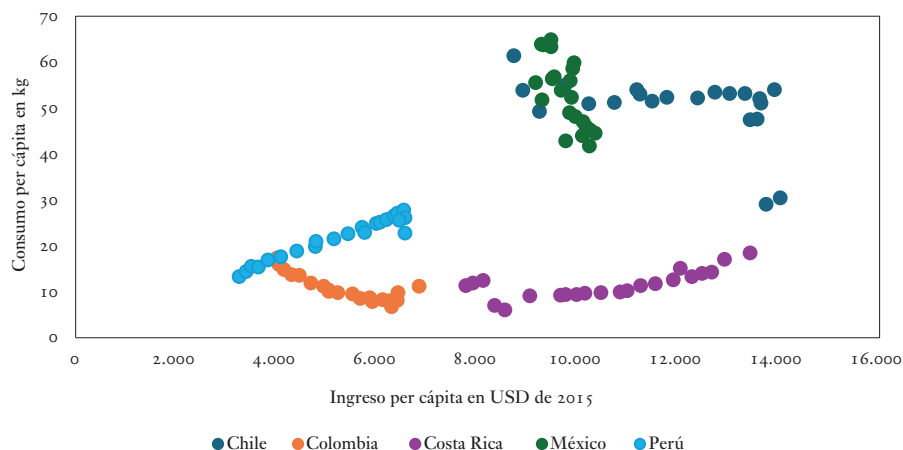
En el mercado colombiano puede existir una noción de bien inferior del GLP donde, conforme aumenta el ingreso, disminuye la demanda. Adicionalmente, la presencia del GN como sustituto cercano del GLP, en las grandes ciudades donde se otorgan subsidios, resta competitividad y minimiza la penetración a este energético.

La Gráfica 1.17 evidencia la evolución del consumo en términos per cápita medido en Kg de GLP e ingreso per cápita en USD constantes de 2015 para la selección de países durante el periodo 2001-2022.

Respecto a la participación del gasto del GLP en el gasto de consumo final de los hogares, esta se construye a partir de la tarifa promedio residencial anual multiplicada por el consumo per cápita anual y dividida por el consumo final per cápita, los precios se encuentran en dólares constantes de 2015. Estos resultados indican cuánto gastó de media una persona en GLP en cada país, dado que el consumo residencial total de GLP y el gasto final de los hogares se relativizan por la población.

Como era de esperarse, Chile tiene una participación del gasto de GLP de 1,1%, siendo la mayor entre los países analizados explicada por el mayor

GRÁFICA 1.17
CONSUMO PER CÁPITA EN E INGRESO PER CÁPITA EN USD 2015
2001-2022



Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE (2024).

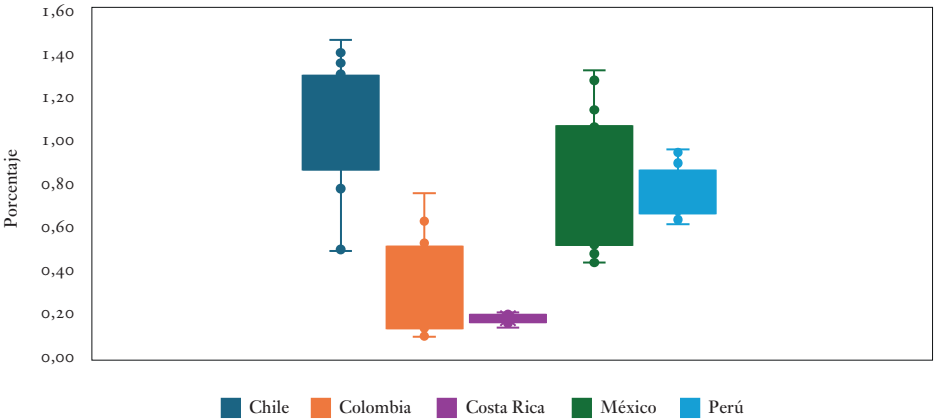
consumo per cápita y los precios locales que se alejan del promedio el cual ha sido de USD 1,48/Kg, mientras que en los demás países se ha mantenido cercano a USD 1.

México y Perú ocupan el segundo y tercer lugar con participación promedio más alta del gasto de GLP sobre gasto en consumo final con valores de 0,83% y 0,76%, si bien estos dos países tienen participaciones similares, las participaciones del gasto en GLP en Perú tienden a ser menos variables que en México, dado que su desviación estándar es de 0,3% con respecto a la media, mientras que para Perú es de 0,1%.

Finalmente, Colombia y Costa Rica presentan la participación de gasto más baja con respecto al consumo final de los hogares per cápita con un valor promedio de 0,34% y 0,18%, respectivamente, los bajos niveles de consumo per cápita con respecto a los demás países explican este comportamiento.

La Gráfica 1.18 da cuenta de la participación acumulada del gasto en GLP en el gasto final de los hogares durante el periodo 2001-2022.

GRÁFICA 1.18
PARTICIPACIÓN DEL GASTO DE GLP EN EL GASTO FINAL DE LOS
HOGARES 2001-2022



Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE (2024).

1.5. EL CASO DE LA INDUSTRIA

Como se mencionó anteriormente, el sector energético es crucial para el crecimiento económico de un país al fungir como motor de la producción, el transporte y el desarrollo de bienes y servicios. Por lo tanto, un suministro confiable y eficiente permite a las empresas aumentar su productividad, reducir costos operativos y mejorar su competitividad en los mercados globales (Umair et al, 2024; Zakhidov, 2023 y English, Menard y Lambert, 2016).

Según el ECSIM (2012) en una comparación internacional de tarifas, se argumenta que, en el caso colombiano, la desagregación por componente de la tarifa industrial es difícil de replicar en otros países. Por ejemplo, para el caso de energía eléctrica el componente de generación es semejante al de Perú, pero superior al de Dinamarca y Noruega.

Sin perjuicio de lo anterior, para el análisis del caso industrial se seleccionó un conjunto de países compuesto por Argentina, Colombia, México y Perú con el propósito de analizar el impacto de la tarifa para el sector industrial de EE, GN y GLP sobre el crecimiento económico y su dinámica de consumo. Los resultados evidencian una baja variabilidad en las participaciones para

Argentina y Colombia, lo que sugiere una relativa estabilidad en la demanda energética del sector industrial para sus actividades productivas.

No obstante, en el caso de México, la participación del GN disminuyó 12 pps para 2020 en comparación con 2015. En contraste, la EE aumentó 11 pps durante el mismo período. Este cambio refleja una posible transición en la matriz energética, con un mayor protagonismo de la electricidad, impulsado por creciente demanda que representa aproximadamente el 32,0% del consumo energético total y el 23,2% del consumo final (SEM, 2020).

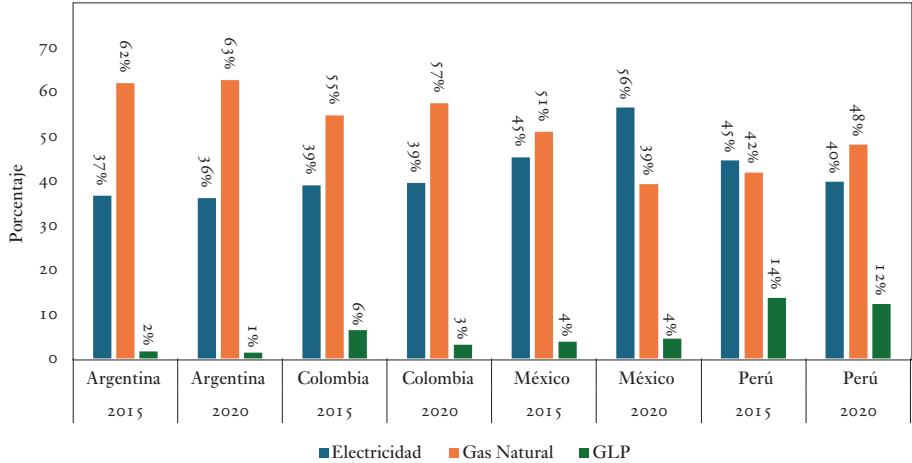
En el caso de Perú, la participación de la EE ha disminuido a medida que ha aumentado la participación del GN. Actualmente, el consumo industrial de GN representa el 28,7% del consumo final, mientras que el de EE representa el 28,6%. Este cambio refleja un crecimiento significativo en la demanda de GN, impulsado por un mayor uso de derivados del petróleo en la industria peruana, (MinEM, 2020).

Las crecientes demandas energéticas del sector industrial tienen una incidencia directa en el crecimiento económico que impulsa un mayor consumo de energía para sostener la expansión productiva, (Atchuthen y Kumar, 2023; Gupta y Sengupta, 2013; Medlock y Soligo, 2001). Sin embargo, el precio de los energéticos juega un papel crucial en este proceso. Un aumento en la tarifa energética puede reducir la competitividad industrial, elevar los costos de producción y ralentizar el crecimiento económico.

La Gráfica 1.19 muestra una comparación de la participación de cada energético en el consumo del sector industrial para el conjunto de países seleccionados.

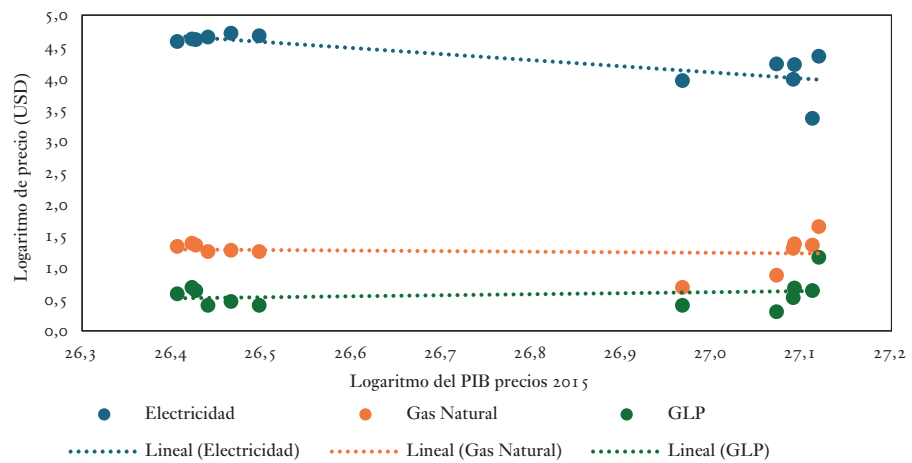
Por otro lado, la Gráfica 1.20 explora la relación existente entre la tarifa de EE, GN y GLP en el sector industrial para los países seleccionados. Se observa una relación negativa para la EE donde una tarifa más alta está correlacionada con un menor crecimiento del PIB. Por el contrario, tarifas más bajas presentan niveles de PIB mucho más elevados. En el caso de GN y GLP, se observa una tendencia ligeramente negativa. La relación no es del todo clara, porque ante algunas tarifas más elevadas se registran mayores niveles de ingresos. Para este análisis se toma el PIB nacional y no exclusivamente el PIB industrial, lo que introduce la influencia del comercio internacional de este energético ocultando las dinámicas internas de la tarifa en la demanda industrial.

GRÁFICA 1.19
PORCENTAJE DE CONSUMO DE EE, GN Y GLP
EN EL SECTOR INDUSTRIAL 2015-2020



Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE (2024), SEA (2020), UPME (2024), SEM (2024) y MinEM (2024).

GRÁFICA 1.20
RELACIÓN ENTRE EL LOGARITMO DEL PRECIO
Y EL LOGARITMO DEL PIB EN USD 2015



Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE (2024) y BM (2024).

I.6. COMENTARIOS FINALES

En el análisis comparado de los tres energéticos por países se observan patrones de consumo diferenciados y tarifas que implican efectos heterogéneos en la participación por energético en el gasto en consumo final de los hogares en términos per cápita. Estas diferencias se explican por los precios derivados de la disponibilidad de hidrocarburos y del acceso a recursos hídricos, lo cual implica el abastecimiento a partir de producción nacional o por medio de importaciones bien sea para la generación de EE, o consumo de GN o de GLP en los hogares; así como también de los subsidios otorgados a la demanda.

Cuando se agregan las participaciones del gasto en consumo final de los hogares, para los países con información disponible en cada uno de los energéticos se encuentra que Chile es aquel con la mayor participación. Lo anterior se explica, principalmente, por el uso de GN para la generación de EE, donde esta fuente, al igual que el GLP, proviene de materia prima importada (OLADE, 2023). Colombia se constituye como el segundo país con mayor participación, explicado por el gasto en EE el cual es más alto de la región. El GN y el GLP tienen pesos similares en el gasto de los hogares, siendo este último el más bajo de los cuatro países.

Finalmente, México y Perú tienen similitudes en la participación de gasto del GN y GLP debido a que históricamente se ha consumido en mayor medida GLP en estos países, teniendo un peso considerablemente mayor en el gasto que el GN. Sin embargo, la diferencia entre estos dos países radica en el gasto en EE siendo cerca de 0,5 pp mayor en Perú.

La *Tabla 1.1* da cuenta de la participación promedio del gasto agregado de los tres energéticos en el gasto final de los hogares durante el periodo 2001-2022.

TABLA 1.1
PARTICIPACIÓN DEL GASTO AGREGADO
EN EL GASTO FINAL DE LOS HOGARES 2001-2022

País	EE	GN	GLP	EE+GN	EE+GLP	Total
Chile	1,55%	0,47%	1,05%	2,02%	2,60%	3,07%
Colombia	1,95%	0,30%	0,34%	2,25%	2,29%	2,59%
México	0,69%	0,04%	0,83%	0,73%	1,52%	1,56%
Perú	1,17%	0,03%	0,76%	1,20%	1,93%	1,96%

Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE (2024).

REFERENCIAS DEL CAPÍTULO

- Agostini, C., Plottier, M., & Saavedra, E. (2011). La demanda residencial por energía eléctrica en Chile. Recuperado de <https://n9.cl/6k9ytz>.
- Angulo, R., Espinosa, F., & Quincha, J. (2023). El gas natural como vehículo para elevar el bienestar y reducir la privación energética de los hogares en Colombia. Recuperado de <https://n9.cl/rqreq6>.
- Atchuthen, M. T. J., & Kumar, S. S. M. (2023). How The Energy Sector Is Affecting Economic Growth—Comparing the United Kingdom with India. *International Journal of Economic Sciences*, 12(1), 1–14.
- Benavides, C. (2016). Análisis del mercado de gas natural en Colombia. Universidad de los Andes.
- BEC. (2022). En el país se consumen 700 mil toneladas de GLP al año. Recuperado de <https://n9.cl/poiws>.
- BID. (2020). ¿Cómo consumen energía los hogares?: Evidencia en América Latina y el Caribe. DOI: <http://dx.doi.org/10.18235/0002874>.
- Bernal, N. G. (2021). Antecedentes del mercado de gas residencial en Chile.
- Bernal, N. G. (2022). Antecedentes de la industria del GLP en países seleccionados de Iberoamérica.
- Castillo, R., Gómez, A., Hormazábal, S., Montoya, A., & Saavedra, E. (s.f.). Propuestas para la mejora regulatoria para la mejora del gas natural en Chile. Ministerio de Energía. Recuperado de <https://n9.cl/mizvf9>.
- De la Cruz, R., Solís, B., Coello, F., & Guevara, E. (2020). Determinantes de los diferenciales de precios en el mercado de GLP envasado en el Perú. Recuperado de <https://n9.cl/jo7ay>.
- Centro de estudios en economía sistémica. (2012). Análisis del impacto de la regulación y de las estructuras productivas e industrial del sector de energía eléctrica sobre el nivel final de las tarifas y precios del servicio de energía eléctrica en Colombia.
- CEPAL. (2021). Estadísticas e indicadores – CEPALSTAT. Bases de Datos y Publicaciones Estadísticas. Recuperado de <https://n9.cl/zgtcp>.
- CEPAL. (2021). Economic Survey of Latin America and the Caribbean – México.

- CEPAL. (2022). La energía en América Latina y el Caribe: acceso, renovabilidad y eficiencia. Recuperado de <https://n9.cl/7a7an>.
- CNH. (2019). Prospectiva de la producción nacional de gas natural. Recuperado de <https://n9.cl/zh2ag>.
- Contreras, R. (2020). Análisis de las tarifas del sector eléctrico: los efectos del COVID-19 y la integración energética en los casos de la Argentina, Chile, el Ecuador, México y el Uruguay.
- Di Bella, G., L. Norton, J. Ntamatungiro, S. Ogawa, I. Samake, & M. Santoro. (2015). Energy Subsidies in Latin America and the Caribbean: Stocktaking and Policy Challenges. IMF Working Paper no. 15 (30). Washington, DC: International Monetary Fund.
- García, N. (2021). Mercado del gas en América Latina. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. Recuperado de <https://n9.cl/q87wo4>.
- Gupta, M., & Sengupta, R. (2013). Energy savings potential and policy for energy conservation in selected Indian manufacturing industries. *Review of Market Integration*, 5(3), 363–388.
- He, L., English, B. C., Menard, R. J., & Lambert, D. M. (2016). Regional woody biomass supply and economic impacts from harvesting in the southern US. *Energy Economics*, 60, 151–161.
- Huneus, C. (2007). Argentina y Chile: el conflicto del gas, factores de política interna Argentina. Recuperado de <https://n9.cl/iop3s>.
- Jiménez, R., & Yezpez-García, A. (2020). Understanding the drivers of household energy spending: Micro evidence for Latin America (No. IDB-WP-805). IDB Working Paper Series.
- Medlock III, K. B., & Soligo, R. (2001). Economic development and end-use energy demand. *The Energy Journal*, 22(2), 77–105.
- Ministerio de energía y minas de Perú. (2020). Balance nacional de energía 2020.
- Navajas, F. (2009). Engel Curves, Household Characteristics and Low-User Tariff Schemes in Natural Gas. *Energy Economics* 31(1): 162–68
- Obrecht, R. (2016). Caracterización del consumo energético residencial en la región metropolitana y análisis de escenarios de eficiencia energética. Universidad de Chile.

- OLADE. (2023). Panorama energético de América Latina y el Caribe 2023. Recuperado de <https://n9.cl/zbwk>.
- OLADE. (2024). Precios de la energía en América Latina y el Caribe. Informe anual. Recuperado de <https://n9.cl/ft9f5>.
- Osinergim. (2021). La industria del gas natural en el Perú: mirando al bicentenario y perspectivas recientes.
- Quiroz, S., Castro, F., Muñoz, L., Daniel, M., Leiva, B. (2021). Estudio del mercado del gas. Fiscalía Nacional Económica. Recuperado de <https://n9.cl/29bq2>.
- Reyes, R. (2024). Análisis de impacto regulatorio de la modificación de la norma de contraste y verificación periódica de los medidores de gas natural. Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas (UPC). Recuperado de <https://n9.cl/xtheq>.
- Robledo, J. C., & Guzmán, V. S. (2011). Relación Consumo de Energía Eléctrica y PIB: Evidencia desde un Panel Cointegrado de 10 países de América Latina entre 1971-2007.
- Ruiz, M. (2023). Análisis sobre la situación del gas natural y su rol en la transición energética en Colombia. Natural Resource Governance Institute. Recuperado de <https://n9.cl/e4ixx>.
- Secretaría de energía de México. (2020). Balance nacional de energía 2020.
- SSPD. (2024). Boletín tarifario del Gas Licuado de Petróleo. Cilindros y a granel. Recuperado de <https://n9.cl/xfhexf>.
- Tornarolli, L., & Puig, J. (2023). Acceso y consumo de energía residencial en América Latina y el Caribe. Caracas: CAF. Recuperado de <https://n9.cl/7qmcut>.
- Umair, M., Ahmad, W., Hussain, B., Antohi, V. M., Fortea, C., & Zlati, M. L. (2024). The Role of Labor Force, Physical Capital, and Energy Consumption in Shaping Agricultural and Industrial Output in Pakistan. *Sustainability*, 16(17), 7425.
- Zakhidov, N. (2023). Factors for the Development of The Industrial Sector of the Economy.

CAPÍTULO 2

Sobre la regulación de los mercados de energía eléctrica, gas natural y gas licuado de petróleo

2.1. INTRODUCCIÓN

La evolución de los mercados de EE, GN y GLP en Colombia ha estado caracterizada por una serie de transformaciones legislativas y regulatorias que han configurado el actual esquema de prestación de estos servicios públicos esenciales. Desde los primeros pasos en el desarrollo energético del país, el Estado ha desempeñado un rol central en la generación, transporte, distribución y comercialización de dichos servicios, promoviendo reformas estructurales indispensables para responder a las crecientes demandas de la población y del sector productivo.

El marco regulatorio que rige los sectores de EE, GN y GLP ha sido objeto de continuas actualizaciones y modificaciones, motivadas tanto por las crisis energéticas como por la necesidad de garantizar un suministro eficiente, estable y equitativo. La expedición de la Ley 142 de 1994 y la Ley 143 de 1994 representó un hito fundamental para la configuración de un mercado con participación privada, bajo la supervisión y regulación estatal, con el objetivo de asegurar la cobertura universal, la sostenibilidad financiera y la calidad en la prestación del servicio. Estas normativas han establecido las bases para la creación de un mercado competitivo, regulado por la CREG, la cual define las condiciones de operación, las tarifas y las reglas de acceso a los distintos segmentos del mercado.

No obstante, a pesar de los avances logrados en la estructuración de estos mercados, subsisten importantes desafíos. Por ello, resulta pertinente conocer en profundidad la regulación vigente, que servirá como base para el análisis detallado del mercado de los energéticos que se abordará en el siguiente capítulo.

En este contexto, el presente capítulo se enfoca en la evolución histórica de estos sectores, examinando el marco normativo vigente en Colombia que ha facilitado su. A través de una revisión exhaustiva de las principales normas, se pretende comprender la estructura tarifaria de cada energético, haciendo énfasis en los componentes que la conforman. De este modo, el lector podrá adquirir una visión integral de la dinámica regulatoria del sector energético en el país.

2.2. HISTORIA DE LOS MERCADOS

2.2.1. ENERGÍA ELÉCTRICA

La Energía Eléctrica juega un papel preponderante en el bienestar de los hogares por su importancia para desarrollar actividades diarias como iluminación, cocción y refrigeración de alimentos, acondicionamiento de espacios y electrodomésticos que permitan alcanzar mayores estándares de vida. Igualmente, para la actividad de la industria manufacturera en sus usos motrices. En el futuro, los usos de la energía eléctrica se ampliarán para controlar los efectos negativos del cambio climático.

Inicialmente proliferación de la energía eléctrica en Colombia fue gracias a un papel preponderante del Estado fue el encargado de la generación, transmisión, distribución y comercialización. La infraestructura fue financiada por organismos multilaterales entre 1970 y 1990, incrementando la cobertura del 44,0% al 78,0%. Sin embargo, el modelo estatal establecía bajas tarifas, este resultó insostenible al no poder recuperar los costos de inversión y operación de las empresas, aumentando la deuda externa del país. (Santa María et al., 2009).

La insostenibilidad del sector energético se profundizó debido a la asignación de proyectos basándose en intereses políticos y regionales, falta de incentivos para establecer tarifas adecuadas. Elementos que comprometieron la capacidad instalada y que sumado al fenómeno de El Niño concluyó con el “*Gran Apagón*” de 1992, planteando la necesidad de una reforma profunda al modelo.

Uno de los principales resultados de esta crisis fue la Ley 143 de 1994, conocida como la Ley Eléctrica, promovió una reestructuración del sector al establecer bases para que el sector privado participe en la generación, transmisión, distribución y comercialización de EE. Además, introdujo un mercado eléctrico competitivo para mejorar la calidad del servicio y asegurar la cobertura en zonas rurales y urbanas.

La mencionada ley, además permitió crear un mercado mayorista de energía con el que empresas generadoras pudieran vender su energía mediante contratos bilaterales o en la bolsa de energía. Este nuevo esquema contribuyó a la expansión de la infraestructura energética y a la diversificación de las fuentes de generación.

Mediante las Ley 142 de 1994 y la Ley 143 de 1994 se estableció la Comisión Regulación de Energía y Gas para regular el sector. La necesidad de una entidad encargada de la regulación y la eficiencia de las tarifas de energía eléctrica es fundamental dado a que requieren análisis exhaustivos por su impacto directo en la competitividad económica y la calidad de vida de los ciudadanos.

Pesé a los avances, las dificultades del sector eléctrico se exacerban debido a la falta de resiliencia de la matriz energética, la cual tiene una alta dependencia del recurso hídrico para la generación de energía en el país, y que ante eventos climáticos de sequía compromete la generación y los precios. En los últimos años la matriz energética no ha cambiado considerablemente y más de dos tercios de la producción es hidroeléctrica. En 2015, Colombia vivió uno de los periodos de sequía más fuertes que disminuyó la generación de energía en 6,1% con respecto a 2012, e implicó un aumento de los precios en 4,5%. Además, las pérdidas económicas se acercaron al 0,6 % del PIB por el papel preponderante de la energía en los encadenamientos productivos (Melo et al., 2020).

Según el informe sectorial de Pineda y Diez (2024), la estructura tarifaria de la energía eléctrica en Colombia se compone de varios elementos, cada uno con un peso específico sobre el total de la tarifa. Estos componentes corresponden a generación, transmisión, distribución, comercialización, restricciones y pérdidas.

La generación representa aproximadamente el 44,3% del costo total, mientras que la transmisión y la distribución constituyen el 5,1% y el 24,4% respectivamente. La comercialización el 11,1%, las restricciones el 11,5% y las pérdidas el 4,6%. Esta distribución refleja la complejidad y los desafíos que enfrenta el sector en la gestión de sus costos y en la implementación de políticas tarifarias justas y eficientes (Pineda Bernal; Diez, 2024).

La estructura del mercado eléctrico colombiano, que incluye contratos bilaterales y el mercado de bolsa, lo cual añade más complejidad en la determinación de tarifas, resaltando la importancia de una regulación efectiva para asegurar la transparencia y equidad en el sector. Asimismo, persisten dificultades financieras por los subsidios cruzados, que requieren recursos adicionales del presupuesto nacional para apoyar a los estratos más bajos, una alta dependencia de la energía hidroeléctrica, que expone al sector a riesgos.

2.2.1.1. CÓDIGO DE REDES

Uno de los hitos relevantes que vale la pena mencionar es el Código de Redes, el cual desempeña un papel fundamental en la regulación y gestión del SIN, toda vez que, es un conjunto de normativas diseñadas para garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad de dicho sistema. Según lo establecido por la Resolución CREG 025 de 1995, el mencionado se integra como parte del reglamento de operación del SIN, y está compuesto por diversas normativas que regulan distintos aspectos del sistema.

A continuación, se detallan los principales componentes del Código de Redes (CREG, 1995):

- i. El *Código de Planeamiento de la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional* establece los criterios y procedimientos para el suministro de información requerida por la UPME necesarios para la elaboración del *Plan de Expansión* y el desarrollo del STN, que opera a tensiones iguales o superiores a 220 KV. Los usuarios del sistema deben seguir estos lineamientos en sus propios desarrollos.
- ii. El *Código de Conexión* define los requisitos técnicos mínimos para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de las conexiones al STN, asegurando que todas las conexiones cumplan con los estándares técnicos exigidos.
- iii. El *Código de Operación* regula los criterios y procedimientos para la planificación, despacho económico, coordinación y control de la operación del SIN, garantizando un suministro confiable y eficiente a nivel nacional.
- iv. El *Código de Medida* establece las condiciones técnicas para la lectura, registro y recolección de datos necesarios para la contabilización de las transacciones de EE en el *Mercado Mayorista*, asegurando precisión y transparencia.

En conjunto, estos códigos forman un marco regulatorio integral que busca asegurar el correcto funcionamiento del SIN, alineando la gestión del sistema eléctrico con los principios de eficiencia, confiabilidad y calidad en el suministro de EE.

2.2.2. GAS NATURAL

El GN se ha consolidado como un energético esencial por su uso residencial, como complemento de la energía hidráulica y sustituto durante períodos de

sequías. El empleo de este recurso energético en Colombia se inició en la década de 1970, tras el descubrimiento de yacimientos de gas en La Guajira y la construcción del primer gasoducto que conectó el pozo de producción con Cartagena. Asimismo, a finales de la década de los ochenta se desarrolló el programa *gas para el cambio* garantizó la interconexión nacional y la exploración de nuevos pozos, ampliando así la cobertura en ciudades como Bogotá D.C.

El CONPES 2751 de 1991 identificó problemas significativos en la producción y distribución de GN. Estos problemas incluían precios artificialmente bajos que desincentivaban la inversión y la importación, una distribución desigual de la oferta, y la ausencia de un ente gubernamental encargado de garantizar el correcto funcionamiento del sector, lo que ponía en riesgo el suministro. Además, se evidenció una baja penetración de combustibles líquidos en áreas rurales, razón por la cual se propuso el *programa para la masificación del consumo de gas*, con el objetivo de incrementar el consumo residencial y la generación eléctrica mediante gas, apoyándose en la participación privada y la construcción de una red nacional.

En concordancia con las recomendaciones del CONPES 2751/91, se expidió el CONPES 2646 de 1993, estableciendo la *estrategia para el desarrollo del programa de gas*, que se tradujo en la construcción de 2.000 Km de gasoductos. La entrada en vigor de la Ley 142 de 1994 estableció un régimen tarifario que implicaba implementar un régimen de libre competencia y abrir el mercado de GN al sector privado, lo que conllevó la segmentación de la cadena de valor. En 1997, mediante el CONPES 2933, se reorganizó el sector productivo, separando las actividades de suministro y transporte de Ecopetrol y delegando el transporte a ECOGAS. Con el tiempo, el mercado ha crecido basado en políticas públicas adicionales que han sido aplicadas, como la construcción de la planta de almacenamiento y regasificación de Cartagena en 2016.

Actualmente, este mercado comprende las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización, reguladas por la CREG. Asimismo, enfrenta desafíos continuos, entre los cuales destacan la necesidad de nuevas inversiones en infraestructura y los desequilibrios entre la oferta y la demanda exacerbados por fenómenos climáticos como El Niño. La falta de un mercado bien estructurado y la dependencia de los pocos yacimientos existentes han generado dificultades para mantener un suministro estable. Aunque la creación del Gestor del Mercado de Gas Natural operado por la Bolsa Mercantil de Colombia, y la construcción de una planta de

regasificación han mejorado la situación, aún persisten retos significativos relacionados con la infraestructura y la estabilidad del suministro.

2.2.3. GAS LICUADO PETRÓLEO

El GLP es un combustible utilizado por los hogares colombianos que por lo general no tienen acceso a redes de GN, y en áreas rurales donde este ha sido un sustituto de combustibles sólidos como la leña y el carbón, cuyo uso se asocia a problemas de salud pública por las emisiones generadas durante su combustión.

El uso de GLP en Colombia se remonta a 1930, cuando comenzó la comercialización informal que luego se formalizó para aumentar su producción a mitad del siglo XX. En 1991, el GLP fue incorporado al *programa para la masificación del consumo de gas*, dadas sus características de mayor eficiencia, menor costo e impacto ambiental en comparación con otros combustibles, lo que impulsó su promoción para el consumo residencial con el objetivo de mejorar la eficiencia energética.

La liberalización del mercado del GLP en 1994, a través de la Ley 142 de 1994, incentivó la competencia y eliminó el sistema de cupos de distribución, que anteriormente asignaba a cada distribuidor un volumen mensual y una zona específica para su distribución. Asimismo, se dispuso que las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización se realizaran de manera independiente.

A principios del siglo XXI, los hogares representaban el 80,0% de la demanda de GLP, reflejando el éxito de las políticas diseñadas para incentivar su consumo (Fedesarrollo et al., 2003). Sin embargo, la implementación de una política de precios máximo a los distribuidores, destinada a estimular la demanda, impactó negativamente en la calidad del servicio y en la competencia, porque los costos superaban los precios establecidos generando barreras de entrada. En 2005, se relanzó el programa *gas para el campo* con el fin de promover el uso del GLP en las zonas rurales.

El mercado del GLP ha enfrentado diversos desafíos en el último eslabón de la cadena de suministro, destacando entre ellos el problema del “culebreo”, que consiste en la venta de cilindros con un peso inferior al estipulado. En respuesta a esto, la Ley 1151 de 2008 estableció la creación de marcas de cilindros asociadas a cada distribuidor, haciéndolos responsables de garantizar la calidad y seguridad del servicio. En 2009, se implementó

un régimen de libertad vigilada para dinamizar el mercado, además se han aplicado subsidios para estratos bajos y comunidades en regiones sin acceso a GN (MinEnergía, 2024).

En 2015, los subsidios se extendieron a otras regiones a través de la capacidad presupuestal del MinEnergía, y se promovieron programas de sustitución de leña y carbón. La Resolución CREG 063 de 2016 limitó la capacidad de compra de los distribuidores para reducir el contrabando, aunque esta medida ha sido criticada por restringir la competencia al generar limitaciones en la oferta del producto, beneficiando a las empresas con mayores activos fijos en detrimento de las más pequeñas (Ramírez-Barrera, 2019). En 2019, la UPME presentó el último plan indicativo de abastecimiento de GLP, en el cual se resaltó la importancia de este combustible para sustituir los combustibles sólidos y para la generación eléctrica en zonas no interconectadas.

El incremento en la demanda de GLP ha exacerbado los retos para garantizar su suministro y seguridad, lo cual requiere una oferta adecuada del recurso. Se estima que existe un déficit mensual de 2 millones de *Kg* de GLP para cubrir el consumo doméstico (Arias, 2019). Este déficit podría compensarse con la importación de GLP. Sin embargo, para que sea competitivo, se debe considerar la indexación de los precios del combustible a los precios de paridad de importación, en vez de los de paridad de exportación, así como la adecuada valoración de los demás combustibles a precios de mercado (Martínez et al., 2019).

2.3. MARCO REGULATORIO

El modelo de servicios públicos, planteado a partir de la Constitución Política de 1991 y formalizado en la Ley 142 de 1994, permitió una reorganización del esquema institucional. Este marco introdujo nuevas normas para fomentar la inversión privada, con el propósito de ampliar, modernizar y mejorar la infraestructura existente para ese momento. Fortaleciendo las estructuras de mercado para la asignación de recursos, buscando estrategias más eficientes y eficaces en la prestación de los servicios públicos. (Amador y Ramírez 2011).

2.3.1. BASE REGULATORIA DE LA ESTRUCTURA TARIFARIA DEL SECTOR

La Constitución Política de 1991 establece un marco claro y detallado para la intervención del Estado en la economía y, específicamente, la regulación tarifaria de los servicios públicos domiciliarios. Los artículos más relevantes en este contexto son el 333, 334, y 365, los cuales delinearán las facultades y responsabilidades del Estado en estos ámbitos.

El artículo 333 garantiza la libertad económica y la libre competencia, pilares fundamentales de la economía de mercado. Sin embargo, también reconoce que estas libertades no son absolutas y deben ejercerse dentro de los límites del bien común. Este artículo establece que:

“La actividad económica y la iniciativa privada son libres, dentro de los límites del bien común. Para su ejercicio, nadie podrá exigir permisos previos ni requisitos, sin autorización de la ley. La libre competencia económica es un derecho de todos que supone responsabilidades. El Estado, por mandato de la ley, impedirá que se obstruya o se restrinja la libertad económica y evitará o controlará cualquier abuso que personas o empresas hagan de su posición dominante en el mercado nacional”.

Este precepto no solo fomenta la actividad económica privada, sino que también legitima la intervención estatal para vigilar monopolios y controlar prácticas que perjudiquen la competencia justa y el bienestar general.

El artículo 334 establece la dirección general de la economía a cargo del Estado y su potestad para intervenir en ella con el fin de lograr el mejoramiento de la calidad de vida de los ciudadanos, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo. Estipula que:

“La dirección general de la economía estará a cargo del Estado. Este intervendrá, por mandato de la ley, en la explotación de los recursos naturales, en el uso del suelo, en la producción, distribución, utilización y consumo de los bienes, y en los servicios públicos y privados, para racionalizar la economía con el fin de conseguir, en el plano nacional e internacional, en todo momento, el pleno empleo y el crecimiento económico con justicia social, equidad y el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes”.

Este artículo fundamenta la intervención del Estado en sectores económicos, como el energético, asegurando que se orienten al beneficio colectivo. De igual manera, el artículo 365 señala la responsabilidad del Estado en la prestación de los servicios públicos y permite la participación de particulares

bajo la regulación, control y vigilancia estatal. Para los efectos, el mencionado expone:

“Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional. Los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares. En todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios. La ley establecerá las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos, su cobertura, calidad y financiación, y el régimen tarifario para los usuarios”.

Esto implica que, aunque los particulares puedan participar en la prestación de servicios públicos, el Estado debe garantizar su regulación y supervisión para asegurar eficiencia, calidad y accesibilidad. En cuanto a la regulación tarifaria, el artículo 367 es clave, pues establece que las tarifas deben atender criterios de solidaridad y redistribución de ingresos. Este artículo establece que:

“La ley fijará los criterios de eficiencia, universalidad y solidaridad, a los cuales se sujetará la prestación de los servicios públicos domiciliarios. Asimismo, regulará su financiamiento, y el régimen tarifario. Las tarifas tendrán en cuenta, además, los costos económicos involucrados en la prestación del servicio, y asegurarán que los subsidios que se otorguen a los sectores más pobres de la población sean financiados con contribuciones de los usuarios de mayores ingresos”.

Este precepto subraya la importancia de establecer tarifas que no solo cubran los costos del servicio, sino que también promuevan equidad social a través de subsidios y contribuciones redistributivas. La intervención en la fijación de tarifas debe, por tanto, equilibrar la sostenibilidad financiera del servicio con la justicia social.

La jurisprudencia de la Corte Constitucional refuerza estos principios. La Sentencia C-389 de 2002 aborda la constitucionalidad de varios artículos relacionados con la prestación de servicios públicos y su régimen tarifario. La Corte reafirmó que la intervención del Estado en este ámbito debe ser consistente con los principios de eficiencia, universalidad y solidaridad.

Además, la Corte subraya que *“La prestación de los servicios públicos debe corresponder a una finalidad social orientada a la consecución del bienestar general y al mejoramiento de la calidad de vida de la población y no a cuestiones de*

utilidad comercial”. Este pronunciamiento recalca que las tarifas no deben ser arbitrarias ni desproporcionadas, y deben considerar la capacidad económica de los usuarios para evitar discriminación y asegurar el acceso universal al servicio. Asimismo, la Sentencia T-270 de 2004 examina la legalidad de las decisiones administrativas en la fijación de tarifas. La Corte determinó que:

“La libertad contractual en la prestación de servicios públicos domiciliarios no es absoluta, pues encuentra como límites naturales los que impone la Constitución, en relación con la función social de la propiedad, la necesidad de garantizar el derecho de todas las personas de acceder a la prestación de los servicios públicos y, en general, el marco axiológico de la Constitución que incorpora como principios básicos la solidaridad social y la prevalencia del interés general”

Este fallo destaca que cualquier ajuste tarifario debe ser transparente, equitativo y conforme con los principios constitucionales de solidaridad y justicia social.

Así las cosas, el marco constitucional colombiano otorga al Estado la potestad para intervenir en la economía y regular el mercado eléctrico y las tarifas de los servicios públicos domiciliarios. Los artículos 333, 334, 365 y 367 de la Constitución proporcionan una base sólida para esta intervención, asegurando que se orienten al bienestar general, la equidad y la justicia social.

Las sentencias de la Corte Constitucional complementan este marco al enfatizar la importancia de la eficiencia, la solidaridad y la redistribución de ingresos en la fijación de tarifas, garantizando así el acceso universal y equitativo a los servicios públicos esenciales. Este enfoque integral asegura que la intervención estatal en el mercado eléctrico y la regulación tarifaria contribuyan al desarrollo sostenible y al mejoramiento de la calidad de vida de todos los colombianos.

En cuanto a la Ley 142 de 1994 constituye el pilar fundamental en el desarrollo y la regulación de los energéticos objetos de estudio. Estableció el concepto de servicios públicos domiciliarios en Colombia, el cual está definido en el numeral 14.21 del artículo 14 de esta ley, que establece lo siguiente:

“Servicios públicos domiciliarios. Son los servicios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, telefonía pública básica conmutada, telefonía móvil rural, y distribución de gas combustible, tal como se definen en este capítulo.”

De acuerdo con el concepto previamente citado, se establece que la EE, el GN y el GLP, deben ser considerados como servicios públicos domiciliarios. En virtud de ello, esta normativa constituye el marco regulatorio aplicable a dichos energéticos, garantizando que su prestación se ajuste a los principios fundamentales que rigen la provisión de los servicios públicos domiciliarios en Colombia.

La mencionada ley de servicios públicos se destacó por la eliminación de las estructuras que impedían el libre funcionamiento de los mercados, suprimiendo el monopolio estatal en la prestación de dichos servicios. Con ello, se diseñó un sistema que permite a los usuarios elegir libremente entre operadores privados y públicos. Además, se implementó un modelo tarifario en el que los usuarios asumen el costo del servicio, complementado con un esquema de subsidios. Finalmente, estableció la separación de funciones de regulación y de vigilancia y control. En términos generales, el Estado ajustó su nivel de intervención y asumió un papel proactivo en la regulación. (Amador y Ramírez 2011).

De igual manera, la ley prohíbe la realización de prácticas que puedan considerarse restrictivas, discriminatorias o abusivas de la competencia por parte de las empresas proveedoras de servicios públicos domiciliarios. Estableció las características y términos de los agentes económicos que hacen parte de este mercado, lo cual, incentivó la inversión privada, y garantizando la equidad en el acceso a los servicios.

En este sentido, el legislador busca prevenir que los agentes económicos obtengan beneficios de manera injustificada o incurran en conductas que puedan inducir a la competencia desleal o limitar la libre competencia económica. Dentro de este contexto, el artículo 34 identifica y categoriza de manera específica las conductas que constituyen restricciones a la competencia, tales como:

- i. La imposición de tarifas que no compensen los gastos operativos del servicio.
- ii. La oferta de servicios adicionales de manera gratuita o a precios inferiores al costo.
- iii. La formación de acuerdos con otras empresas para repartir cuotas de mercado o establecer tarifas que resulten en restricciones de oferta o en el incremento de los precios más allá de lo que se esperaría en condiciones competitivas.

- iv. Cualquier convenio con competidores durante procedimientos con convocatorias públicas, para alterar los resultados que se obtendrían en un entorno de competencia real.
- v. Las prácticas descritas en el Título V del Libro I del Decreto 410 de 1971 relacionadas con la competencia desleal.
- vi. El abuso de posición dominante, tal como lo define el artículo 133, aplicable en cualquier tipo de contrato y con cualquier contraparte.

Ahora bien, esta legislación fue objeto de análisis por parte de la Corte Constitucional en la sentencia C-150 de 2003, donde se destacó que uno de los objetivos de la Ley 142 de 1994 es establecer un entorno competitivo que ofrezca beneficios económicos a los usuarios de los servicios.

En línea con el argumento, se autoriza a diversos niveles de gobierno y entidades descentralizadas a otorgar subsidios que permitan a los ciudadanos de menores ingresos acceder a los servicios con tarifas reducidas, en consonancia con el principio de Estado social de derecho y los objetivos fundamentales del Estado. Este marco legislativo no solo reconoce las responsabilidades sociales del Estado, sino que también establece mecanismos para asegurar la igualdad y prevenir abusos de posición dominante en la prestación de servicios públicos, asegurando así el bienestar general y el acceso equitativo.

El artículo 98 de la Ley 142 de 1994 complementa estas disposiciones al agrupar prácticas tarifarias que se consideran restrictivas de la competencia, tales como:

- i. Proporcionar tarifas por debajo de los costos operacionales en mercados competitivos, especialmente si la empresa opera simultáneamente en mercados regulados donde detenta una posición dominante.
- ii. Establecer precios inferiores a los costos operacionales promedio con el propósito de eliminar competidores o impedir la entrada de nuevos actores.
- iii. Discriminar entre clientes con características comerciales similares, ofreciendo tarifas más elevadas a algunos en comparación con otros, incluso en mercados competitivos o no regulados.

Es importante destacar que, en consonancia con el objeto de la norma y el principio del Estado social de derecho, existe una regulación específica para las Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia. Acorde con lo establecido en el artículo 1º de la Ley 855 de 2003, estas zonas se caracterizan por estar conformadas por poblaciones geográficamente aisladas, mayoritariamente

de estratos 1 y 2, con dificultades para conectarse al SIN. Estas áreas presentan baja cobertura del servicio de EE y GN, lo cual genera una prestación deficiente y altos costos.

Dado los bajos ingresos de los hogares en el ZNI, el Ministerio de Minas y Energía, mediante las Resoluciones CREG 2138 de 2007 y CREG 0069 de 2008, estableció un procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctrico en las ZNI y en el Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

De igual forma, mediante la Resolución 41223 de 2015 se menciona que en las ZNI el servicio de EE se presta principalmente mediante generación con combustibles fósiles, cuyos costos de galón y transporte se asumen con los subsidios que el Estado otorga a través del FSSRI, gestionado por el MinEnergía. Pesé a la predominancia de plantas de combustibles fósiles, también se utilizan pequeños paneles solares y centrales hidroeléctricas (CREG, 2013).

Entre las resoluciones más relevantes que regulan las ZNI, se destacan la Resolución CREG 091 de 2007 y Res. CREG 160 de 2008. Las cuales establecen las fórmulas para determinar los costos de las actividades de generación, distribución y comercialización de EE, regulando la metodología tarifaria aplicable en estas zonas, las cuales continúan vigentes para las actividades actuales en las ZNI.

Estas resoluciones han permitido mantener un equilibrio en la regulación de las tarifas para los usuarios finales, con el objetivo de protegerlos. Es importante subrayar que el funcionamiento de los mercados en materia de servicios públicos domiciliarios no debe favorecer a las empresas en detrimento de los usuarios, ni viceversa. En este sentido, las disposiciones contenidas buscan identificar y evitar conductas que obstaculicen la competencia y perjudiquen los derechos de los usuarios.

Así mismo, el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica (PIEC) busca identificar las necesidades del servicio de energía y cuantificar las inversiones necesarias para planificar y ejecutar la expansión de la cobertura eléctrica en las ZNI, según el Decreto 1623 de 2015. El PIEC es fundamental, mejorando la calidad de vida de sus habitantes y promoviendo el desarrollo sostenible en estas zonas.

Es de resaltar, el Decreto 1073 de 2015, a través del cual se expide el *Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía*, tiene como finalidad la compilación de la normatividad vigente emitida por el Gobierno Nacional para dicho sector. Este cuerpo normativo abarca la regulación aplicable a los sectores de EE, GN y GLP, con el propósito de

sistematizar y racionalizar las disposiciones reglamentarias que los gobiernan, a fin de ofrecer un marco jurídico único y coherente. La expedición de este acto normativo responde a la necesidad de contar con un instrumento que facilite la interpretación y aplicación de las reglas en el sector energético.

2.3.2. ESQUEMA INSTITUCIONAL DEL SECTOR ENERGÉTICO

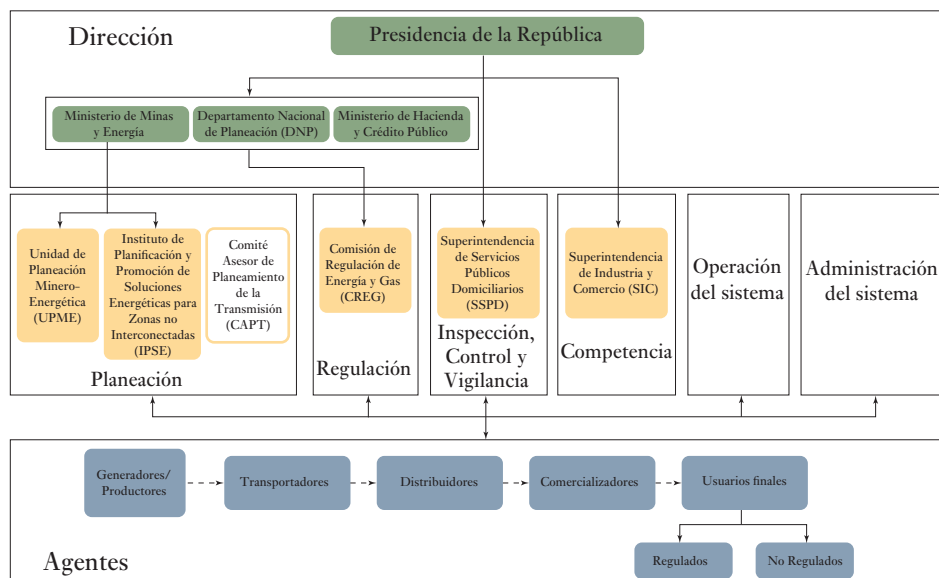
El modelo económico consagrado en la Constitución Política de 1991 y las Leyes 142 y 143 de 1994 constituyen una síntesis de principios liberales y mecanismos de intervención, evidenciando un compromiso con la promoción de la libertad económica dentro de un marco regulatorio estatal orientado hacia la justicia social y la equidad. Este enfoque se caracteriza por su capacidad de adaptación a las necesidades socioeconómicas de un país en desarrollo, así como por su esfuerzo por equilibrar el dinamismo del mercado con las intervenciones correctivas del Estado para reducir desigualdades y fomentar un desarrollo inclusivo.

Para tal fin, se genera un esquema institucional que permita el desarrollo el enfoque híbrido, establecido en el Decreto 1073 de 2015. El decreto establece la estructura organizativa y funcional del sector bajo la dirección del Ministerio de Minas y Energía, el cual actúa como la entidad rectora encargada de coordinar las políticas, planes y programas nacionales. Además, ejerce una supervisión integral sobre los recursos naturales no renovables, tanto energéticos como mineros, asegurando su utilización óptima y sostenible.

De acuerdo con la Ilustración 2.1 se detallan las siguientes entidades clave adscritas al Ministerio de Minas y Energía:

- i. ANH: Funciona como la entidad reguladora y administradora del recurso hidrocarburos nacional, encargada de la promoción y ejecución de actividades exploratorias y de explotación.
- II. CREG: Esta comisión regula los mercados de energía y gas, supervisando que las operaciones de monopolios o competidores sean económicamente eficientes y no impliquen un abuso de posición dominante.
- III. UPME: Se encarga de planificar el desarrollo y aprovechamiento de los recursos minero-energéticos de manera integral e indicativa, coordinando con los agentes del sector.

ILUSTRACIÓN 2.1
ESQUEMA INSTITUCIONAL GENERAL
PARA EE, GN Y GLP EN COLOMBIA



Fuente: Elaboración propia con base en Decreto 1073 de 2015.

- iv. IPSE: Su labor se centra en proporcionar soluciones efectivas para el suministro de energía en áreas aisladas del país, utilizando medios convencionales y alternativos.
- v. SGC: Realiza investigaciones científicas sobre el potencial de los recursos del subsuelo y administra la información geológica, además de supervisar la gestión de materiales nucleares y radiactivos.
- vi. SSPD: Vigilancia y control dentro de la regulación del mercado, ya que la efectividad de las normas depende de la supervisión adecuada de estos aspectos. En este sentido, la vigilancia incluye la supervisión de la calidad del servicio prestado, tal como lo establece el Artículo 2.2.2.6.2. del Decreto 1073 de 2015, que estipula las responsabilidades y directrices para garantizar la correcta prestación de los servicios energéticos bajo la normativa vigente.
- vii. SIC: Supervisar a las empresas para investigar y sancionar prácticas que puedan constituir restricciones indebidas a la libre competencia, según lo estipulado en el Decreto 2153 de 1992, específicamente en sus

artículos 46 a 52, así como en las normas que lo complementen, modifiquen o adicionen. Según lo establecido en el decreto, los productores, transportadores, distribuidores y comercializadores de gas natural deben abstenerse de realizar cualquier acción que pueda generar discriminación indebida o trato preferente hacia ciertos comercializadores de gas natural comprimido vehicular, en detrimento de otros. (Decreto 1605 de 2002, artículo 12)

2.3.3. ANÁLISIS REGULATORIO DEL MARCO TARIFARIO

Respecto a la regulación del marco tarifario, García y Cadavid (2005) resaltan que la eficiencia en la fijación de tarifas es esencial para mantener un equilibrio entre los costos operativos del sistema eléctrico y la capacidad de pago de los usuarios. La competitividad del sector se refleja en la capacidad de los diferentes agentes del mercado para adaptarse a las fluctuaciones de la oferta y la demanda. Este estudio indica que las inversiones en infraestructura y tecnología son cruciales para mejorar la eficiencia del sistema y reducir las pérdidas, impactando directamente en la tarifa que pagan los usuarios finales.

Además, enfatizan la importancia de la regulación en la promoción de un mercado competitivo y en la protección de los consumidores. Las políticas regulatorias deben fomentar la transparencia y la eficiencia, permitiendo así que las tarifas reflejen de manera adecuada los costos de producción y distribución de energía.

Es esencial estudiar la dinámica tarifaria y la regulación aplicable al sector de energéticos en Colombia para entender cómo se estructuran y gestionan los componentes tarifarios y cómo la regulación puede optimizar la eficiencia y la equidad en el sector. Las tarifas no solo deben reflejar los costos económicos de la prestación del servicio, sino también incorporar criterios de eficiencia, universalidad y solidaridad (Lozano & Rincón, 2010). La regulación debe asegurar que las tarifas sean a su vez justas y equitativas, permitiendo el acceso universal a la energía, especialmente para los sectores más vulnerables, sin dejar de lado los criterios de eficiencia técnica y económica como objetivos transversales de la intervención del Estado en la economía a partir de la norma.

En este sentido, la Ley 142 de 1994 abarca múltiples aspectos relacionados con el régimen tarifario de los servicios públicos domiciliarios. En el

Capítulo I del Título VI, se define el *régimen tarifario* y se establecen reglas relativas a la regulación o libertad tarifaria, sistemas de subsidios, prácticas tarifarias, y metodologías de facturación.

Los criterios que orientan el régimen tarifario incluyen eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia. De acuerdo con el artículo 87 los puntos claves para definir el régimen tarifario son los siguientes:

- *Eficiencia económica*: Las tarifas deben reflejar precios similares a un mercado competitivo y considerar costos y productividad. No se permite que los usuarios paguen por una gestión ineficiente, y se prohíbe que las empresas se beneficien de prácticas que restrinjan la competencia.
- *Neutralidad*: Todos los consumidores deben recibir el mismo trato si generan los mismos costos para la empresa. Se permite que las empresas ofrezcan opciones tarifarias para que los consumidores elijan según sus necesidades.
- *Solidaridad y redistribución*: Se crean fondos para que los usuarios de altos ingresos y los sectores comerciales ayuden a cubrir las tarifas de los usuarios de bajos ingresos.
- *Suficiencia financiera*: Las tarifas deben permitir que las empresas cubran costos, gastos de operación y expansión, y ofrezcan buena calidad de servicio. Esto incluye remunerar adecuadamente a los accionistas, como en un mercado comparable.
- *Simplicidad*: Las tarifas deben ser fáciles de entender, aplicar y controlar.
- *Transparencia*: El régimen tarifario debe ser claro y accesible para todos los involucrados.
- *Prioridad de criterios*: La eficiencia y suficiencia financiera tienen prioridad. En caso de conflicto entre ambos, se priorizará la suficiencia financiera para una empresa eficiente.
- *Carácter integral de la tarifa*: La tarifa debe implicar un nivel de calidad y cobertura del servicio que pueden ser revisados si cambian las características del servicio.
- *Aportes de entidades públicas*: Las entidades pueden contribuir con bienes a las empresas de servicios públicos, siempre que estos aportes no afecten las tarifas y se garantice su mantenimiento.

Las Ley 142 de 1994 y la Ley 143 de 1994 confieren potestades regulatorias a la CREG y otras autoridades competentes para supervisar las tarifas de energía. La Ley 142 de 1994, en su Artículo 68, otorga a la CREG la facultad

de establecer fórmulas tarifarias, así como de ajustar tarifas según estudios de costos y análisis de competencia.

Asimismo, el Artículo 89 destaca la aplicación de criterios de solidaridad y redistribución en las fórmulas tarifarias, asegurando que los beneficios de la reducción de costos y las mejoras en eficiencia sean compartidos con los usuarios. Por su parte, la Ley 143 refuerza la potestad de la CREG en el Artículo 41, mandando la creación de metodologías específicas para el cálculo de tarifas y la supervisión de los costos de transmisión y distribución.

En este orden de ideas, los mencionados actos legales establecen un marco robusto para la regulación del mercado de servicios públicos domiciliarios en Colombia. Estas normativas buscan que las tarifas reflejen costos competitivos y promuevan la equidad en el acceso a los servicios. Las comisiones reguladoras, especialmente la CREG, juegan un rol crucial en definir y supervisar estas tarifas, basándose en criterios señalados. La aplicación práctica de las leyes es esencial para mejorar la dinámica tarifaria y la regulación de los servicios domiciliarios en Colombia.

2.4. ANÁLISIS TARIFARIO POR ENERGÉTICO

2.4.1. ENERGÍA ELÉCTRICA

2.4.1.1. ASPECTOS GENERALES

La estructura tarifaria de la energía se cimenta en la Resolución CREG 119 de 2007, la cual muestra una evolución hacia una estructura de costos mucho más desagregada y específica. En comparación a la estructura implementada en 1997, se observa la existencia de una única variable de costo unitario. Sin embargo, para 2007, la tarifa se descompone en dos factores: uno variable y otro fijo, los cuales dependen tanto del mes de actividad como del mercado de comercialización.

En este contexto, la Resolución CREG 031 de 1997, estableció las fórmulas generales para que los comercializadores de electricidad determinaran los costos de prestación del servicio a los usuarios regulados del SIN. Esta resolución abarca aspectos fundamentales para la formación de tarifas en el sector, tales como la definición de los costos unitarios de prestación del servicio, compra de EE, transmisión, distribución y otros costos adicionales relacionados con el mercado mayorista y la comercialización.

La Resolución CREG 031 de 1997 se destacó por garantizar que los costos reflejaran de manera precisa y transparente los gastos en los que incurren los comercializadores para suministrar EE a los usuarios finales. No obstante, su aplicación fue relegada debido a la necesidad de actualizar y modernizar el marco normativo, con el fin de adecuarse a los cambios tecnológicos y de mercado que han tenido lugar en el sector energético.

En el año 2007, la CREG actualizó el régimen tarifario general para la provisión de EE mediante la Resolución CREG 119 de 2007. Dicha resolución establece la fórmula tarifaria general para que los *Comercializadores Minoristas* de electricidad puedan determinar los costos de prestación del servicio a los usuarios regulados del SIN.

Asimismo, busca garantizar que las tarifas reflejen los costos asociados a la compra, transmisión y distribución de energía, así como los de comercialización y restricciones. La fórmula tarifaria general incluye componentes variables y fijos, expresados en \$/kWh y \$/factura, respectivamente, los cuales se ajustan de manera mensual para reflejar las variaciones en los costos de los diferentes componentes del servicio.

Para el caso, la *Figura 2.1* da cuenta de la estructura de la tarifa de EE.

FIGURA 2.1
ESTRUCTURA DE LA TARIFA DE EE EN COLOMBIA

$$\text{Costo servicio} = \left\{ G + T + D + PR + R + Cv \right\} \times \text{Consumo} + Cf$$

Fuente: Elaboración propia con base en Resolución CREG 119 de 2007.

De esta manera, el costo del servicio es el resultado de la sumatoria de cada una de las etapas *producción* (G), *transmisión* (T), *distribución* (D), *comercialización* (Cv y Cf), *restricciones* (R) y *pérdidas reconocidas* (PR), por la suma de *consumo* más Costos fijos.

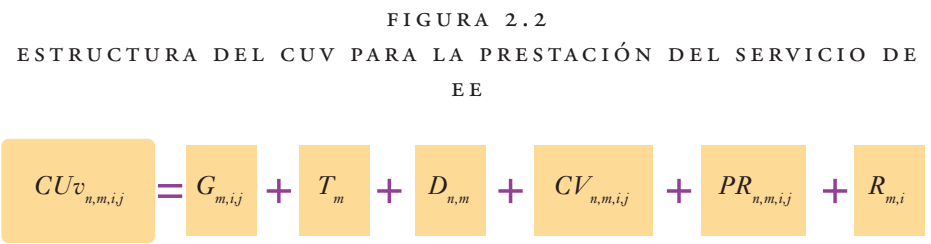
La resolución establece con precisión cómo deben calcularse los costos de compra de EE, el uso del sistema de transmisión nacional, el uso de los sistemas de distribución, el margen de comercialización y los costos relacionados con las restricciones y los servicios asociados a la generación.

Asimismo, aborda la reducción de las pérdidas no técnicas y dispone un esquema de transición para el traslado de los costos de compra de energía.

Los comercializadores minoristas están obligados a aplicar esta fórmula para calcular los costos máximos de prestación del servicio y las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados, promoviendo la transparencia y equidad en la determinación de las tarifas de EE.

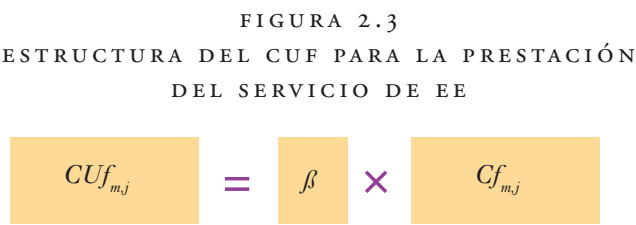
De acuerdo con la Resolución CREG 119 de 2007, el *CU* es un costo económico eficiente que resulta de agregar los costos de las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización y otros costos relacionados con la operación y administración del SIN. La estructura del *CUV* y *CUF* para la prestación del servicio de EE, se presentan en la Figura 2.2 y en la Figura 2.3, respectivamente¹.

CUV:



Fuente: Elaboración propia con base en Resolución CREG 119 de 2007.

CUF:



Fuente: Elaboración propia con base en Resolución CREG 119 de 2007.

La Resolución CREG 119 de 2007 establece el método para calcular la obligación correspondiente del servicio de EE en toda Colombia y divide la tarifa

1 El Anexo 1 presenta las variables que componen las fórmulas presentadas.

en seis (6) componentes claves de la cadena. Además de esta resolución existen otras normativas que han sido cruciales para la estructuración del mercado de la energía eléctrica en Colombia. Las de mayor importancia son:

- i. Resolución CREG 024 de 1995: Se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el SIN, que hacen parte del Reglamento de Operación.
- ii. Resolución CREG 071 de 2006: Se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el *Mercado Mayorista*.
- iii. Resolución CREG 022 de 2011: Por la cual se modifican e incorporan las disposiciones establecidas en la Resolución CREG-051 de 1998, modificada por las Resoluciones CREG 004 y CREG 045 de 1999, mediante las cuales se aprobaron los principios generales y los procedimientos para definir el plan de expansión de referencia del STN, y se estableció la metodología para determinar el Ingreso Regulado por concepto de su uso.
- iv. Resolución CREG 015 de 2018: Se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN.
- v. Ley 2099 de 2021: Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones

2.4.1.2. USUARIOS DEL MERCADO

Para entender el mercado, es importante definir a los usuarios del mercado de energía eléctrica. Según el Decreto 1122 de 2008, artículo 2º, un usuario es una persona natural o jurídica beneficiada de la prestación de un servicio público, sea como propietario del inmueble donde se presta o como receptor directo del mismo. A este último usuario también se le denomina consumidor.

Es importante resaltar que, según el Decreto 565 de 1996, artículos 2º y 3º, los usuarios también pueden ser clasificados como “Usuarios de menores ingresos,” que son personas naturales que se benefician de un servicio público y pertenecen a los estratos 1 y 2. Los usuarios de menores ingresos son beneficiarios de un subsidio en la facturación, que cubre el valor del consumo básico y los costos asociados para garantizar la disponibilidad permanente del servicio.

La Ley 143 de 1994 facultan a la CREG a diferenciar entre usuarios, según las cantidades de electricidad que consumen. Para el caso se ha aplicado la Res. CREG 135 de 1998:

- i. Es usuario no *regulado* en el mercado de servicio eléctrico si tiene una capacidad instalada de por lo menos 100 *KW* o un consumo promedio mensual durante los últimos seis meses de por lo menos 55.000 *KW/h*; ese consumo debe estar en un solo predio o en predios contiguos y cada uno debe tener su propio punto de medida. Jurídicamente, se puede negociar libremente el precio de la energía que compra a cualquier generador o comercializador, este tipo de usuario corresponden usualmente al sector industrial y comercial.
- ii. Los usuarios que no están en estos niveles de consumo se catalogan como usuarios *regulados* y en su mayoría corresponden al sector residencial el cual es clasificado por estratos socioeconómicos, comerciales, oficiales y algunos industriales. Los cargos por Transmisión y Distribución son los regulados por la CREG (Betancur, 2024).

2.4.1.3. ESLABONES DE LA CADENA TARIFARIA

1. GENERACIÓN

En esta etapa, la EE se genera a partir de diversas fuentes como hidroenergía, GN, carbón, eólica, solar, etc. Las empresas generadoras producen la energía, que luego es transportada a través de la red eléctrica. La energía hidroeléctrica aprovecha el potencial energético de los ríos mediante turbinas hidráulicas. Esta fuente representa una parte significativa de la capacidad instalada del país, dado su entorno geográfico, caracterizado por numerosos ríos y una topografía adecuada.

Como complemento, las plantas térmicas, que utilizan combustibles fósiles como carbón y gas natural, son esenciales para satisfacer la demanda durante los períodos de sequía, cuando la generación hidroeléctrica puede ser insuficiente. En los últimos años, Colombia ha comenzado a diversificar su matriz de generación con la inclusión de energías renovables no convencionales, como la solar y la eólica, con el objetivo de reducir la dependencia de los combustibles fósiles y mitigar el impacto ambiental.

La principal normativa aplicable al régimen tarifario del eslabón de generación es la Res. CREG 119 de 2007, modificada por la Res. CREG 101 002 de 2022. Esta normativa define el componente *costo de compra de energía* (\$/kWh) para el mes del comercializador minorista. Este componente refleja el costo de compra de energía en la bolsa o mediante contratos a largo plazo.

La modificación obedece principalmente a dos factores: (i) *el cambio de precios debido a la indexación establecida en los contratos*; y (ii) *las condiciones del mercado que determinan el precio en bolsa*.

El costo de generación corresponde a los precios promedio de adquisición de energía por el comercializador en el Mercado Organizado Regulado (MOR) y en la bolsa, ponderados por la proporción de demanda suplida en cada segmento, sumando el componente de ajuste. La estructura de ponderación endógena se basa en la proporción de la demanda satisfecha en el MOR y en la bolsa, lo cual resulta ser un reflejo de las dinámicas del mercado. Además, el mecanismo de ajuste, que parte de los resultados de mercado de períodos anteriores, contempla una tasa de redescuento (i), definida por las decisiones del Banco de la República.

El mercado energético en Colombia opera en distintos plazos para garantizar el suministro de EE de manera eficiente y competitiva. En el largo plazo, mecanismos como el Cargo por Confiabilidad (CxC) aseguran la disponibilidad de capacidad de generación en momentos de escasez, mientras que las subastas permiten a los generadores competir por contratos que ofrecen estabilidad de precios y facilitan la entrada de nuevos jugadores, incluyendo aquellos con energías renovables. En el mediano plazo, los contratos bilaterales entre generadores y comercializadores fijan precios de energía para evitar la volatilidad del mercado, y se promueve la estandarización de contratos, así como el anonimato en las negociaciones para mantener la competencia.

El corto plazo se gestiona a través de la bolsa, donde se negocia la energía no contratada, con mecanismos intradía que ajustan desbalances y un sistema de balance que asegura el equilibrio entre oferta y demanda en tiempo real. El valor del agua es crucial para la generación hidroeléctrica, varía según su disponibilidad y afecta directamente los precios de la EE. Además, los servicios complementarios garantizan la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico, asegurando la calidad del suministro.

Finalmente, vale la pena anotar que existen dos tipos de mercados a saber: (i) *los mercados de precios*, donde los precios se determinan según la oferta y la demanda, lo que incentiva la eficiencia; y (ii) *los mercados de costos*, donde los precios se basan en los costos de producción, ofreciendo mayor estabilidad, pero con menores incentivos para la innovación. Este sistema de determinación de precios busca que el suministro de EE sea confiable, competitivo y diversificado.

II. TRANSMISIÓN

Una vez generada la EE, esta se transporta a largas distancias a través de redes de alta tensión. En este proceso, las empresas de transmisión son responsables de llevar la electricidad desde las plantas generadoras hasta las áreas de distribución y ofrecer una disponibilidad de su infraestructura. Esta etapa incluye el mantenimiento de las líneas de transmisión y subestaciones, y resulta fundamental para conectar los centros de generación, que suelen ubicarse en zonas específicas, con los centros de consumo.

La UPME es responsable de priorizar y planificar proyectos del STN y en casos urgentes del STR. Los proyectos del STN, que abarcan redes de 220 kV o más, son obligatorios según el Plan de Expansión. Los inversionistas, seleccionados por convocatorias públicas, se encargan de toda la gestión, desde la inversión y los diseños hasta las licencias ambientales, construcción, operación y mantenimiento, asegurando una infraestructura de transmisión adecuada para el país.

Según el Concepto CREG 52808 de 2005, los STR y/o los SDL se clasifican en niveles basados en la tensión nominal de operación, de la siguiente manera:

- i. Nivel 4: Sistemas con una tensión nominal de operación igual o superior a 57.5 KV y menor a 220 KV.
- ii. Nivel 3: Sistemas con una tensión nominal de operación igual o superior a 1 KV y menor a 30 KV
- iii. Nivel 2: Sistemas con una tensión nominal de operación igual o superior a 1 KV y menor a 30 KV.
- iv. Nivel 1: Sistemas con una tensión nominal de operación inferior a 1 KV

El componente de transmisión hace referencia al costo asociado al uso del STN para el mes determinado por la LAC. Este valor es único para todos los comercializadores y corresponde al pago por el transporte de energía desde las plantas generadoras hasta las redes del STR, ajustándose periódicamente de acuerdo con el IPP.

La Resolución CREG 011 de 2009 introdujo la nueva metodología de remuneración en el mercado energético colombiano. Esta resolución marcó el cambio de un sistema basado en *unidades constructivas* a uno centrado en el *ingreso anual* para los transportadores de energía. Con esta nueva metodología, los pagos regulados se calculan considerando no solo la infraestructura instalada, sino también la energía generada y la disponibilidad de la planta,

lo que alinea mejor los incentivos con el desempeño real y la eficiencia operativa de los transportadores.

La metodología de cálculo de *ingreso anual* para los transportadores se basa en componentes como los costos de inversión (en los que también se tiene en cuenta en WACC, definido por la CREG), los *Costos de Operación y Mantenimiento* y la remuneración por disponibilidad; la CREG es la encargada de actualizar los ingresos regulados periódicamente de acuerdo con los cambios en factores como la inflación o los costos de operación.

III. DISTRIBUCIÓN

En esta etapa, la EE se transporta desde las redes de transmisión hasta los usuarios finales, que pueden ser residenciales, comerciales o industriales. Las empresas distribuidoras son responsables de la infraestructura local, incluidas las redes de baja tensión, así como de la operación y mantenimiento de estas redes.

Además, la etapa de distribución incluye la medición y facturación del consumo de EE. Las empresas distribuidoras instalan medidores en los puntos de consumo y facturan a los clientes de acuerdo con el consumo registrado. La precisión en la medición y la transparencia en la facturación son esenciales para mantener la confianza de los consumidores y garantizar la equidad en el sistema tarifario.

El precio relacionado con el componente de distribución corresponde al costo por el uso del STR ($\$/kWh$), aplicable al nivel de tensión n para el mes m , y es determinado por la LAC. De acuerdo con la Resolución CREG 015 de 2018, para los agentes que no tienen ingresos regulados, se aplica la Resolución CREG 097 de 2008. Esta tarifa corresponde al valor que se paga por el transporte de la energía desde el STN hasta el usuario final a través del STR, actualizándose mensualmente según el IPP.

El MinEnergía, junto con la CREG, definieron la conformación de las ADD, que agrupan los cargos de distribución de empresas con características similares bajo un cargo unificado denominado *DtUN*. Las empresas pertenecientes a un ADD aplican este cargo único por nivel de tensión, calculado por XM S.A. E.S.P. con base en los cargos liquidados por la LAC y la energía facturada certificada en el *Formato TC3* del SUI. Las empresas que no pertenecen a un ADD aplican su cargo de distribución, como publica la LAC en la Resolución

CREG 015 de 2018, que establece la metodología para la remuneración de la distribución de EE en el SIN.

El componente de distribución está definido en el Artículo 10 de la Res. CREG 119 de 2007, que establece que el costo por el uso del Sistema de Distribución corresponde al acumulado de los cargos regulados por el uso del STR y/o del SDL, hasta el nivel de tensión al cual se encuentra conectado el usuario. Hasta la expedición del Decreto 388 de 2007, el cargo por el uso del STR y del SDL correspondía al trasladado al comercializador minorista por la LAC y el operador de red del sistema de distribución respectivo.

Posteriormente, el Decreto 388 de 2007, modificado por los Decretos 1111 de 2008, 3451 de 2008 y 2492 de 2014, estableció políticas basadas en la cercanía geográfica de los mercados atendidos y en el principio de neutralidad. En consecuencia, se ordenó a la CREG conformar las ADD, definidas como el *conjunto de redes de transmisión regional y/o distribución local destinadas a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, operadas por uno o más operadores de red*, y se estableció un cargo único por nivel de tensión para cada ADD.

La metodología de remuneración de la actividad de distribución de EE, establecida a partir de la Resolución CREG 015 de 2018 presenta, de un lado, un nuevo instrumento regulatorio que pasa del precio máximo al ingreso máximo; y del otro, un nuevo modelo de remuneración para los activos: del VNR al CRD. El instrumento de ingreso máximo se caracteriza por reducir el riesgo a los operadores de red, debido a que recibirán ingresos por las inversiones que realizan, disminuyendo el riesgo relacionado al consumo de sus usuarios. El nuevo esquema envía fuertes señales de inversión a los Operadores de Red (OR) para que las puedan incluir en sus planes de inversión y en la conformación y gestión de su portafolio de activos.

El ingreso anual del eslabón de distribución también considera los costos de inversión, en los que se usan instrumentos como el VPN para valorar la infraestructura, al igual que el WACC (que define la CREG) para asegurar que los inversionistas puedan recuperar su inversión en la vida útil de los activos.

Adicionalmente, al incluir generación a pequeña escala, como paneles solares en techos o pequeñas plantas eólicas el sector energético está experimentando un cambio técnico hacia sistemas descentralizados, conocidos como DER. Estos sistemas permiten a los usuarios generar y consumir su propia energía, reduciendo la dependencia de las grandes redes y potenciando la eficiencia en la distribución. Este cambio hacia la descentralización también

plantea nuevos desafíos y oportunidades para la regulación, buscando integrar estos sistemas de manera eficiente en el mercado.

IV. COMERCIALIZACIÓN

La comercialización de EE es la etapa final en la cadena tarifaria y se refiere a la venta a los consumidores finales. En Colombia, la comercialización involucra a empresas que adquieren electricidad de las empresas distribuidoras y la venden a hogares, empresas e industrias. Este eslabón es fundamental para establecer el precio final que los consumidores pagan por la electricidad.

Las empresas comercializadoras negocian contratos de suministro con los usuarios finales y aplican tarifas que reflejan los costos de generación, transmisión, distribución y otros costos asociados. En el mercado de comercialización, las tarifas pueden variar en función del tipo de consumidor, el volumen de consumo y las condiciones del contrato. Los contratos pueden ser fijos o variables, y los consumidores pueden optar por diferentes opciones tarifarias según sus necesidades.

El margen de comercialización, regulado por la Resolución CREG 180 de 2014, modificada por la Resolución CREG 019 de 2018, y la Resolución CREG 191 de 2014, resume los costos asociados a la actividad de comercialización, considerando el margen de la actividad, el riesgo de cartera, contribuciones y pagos al administrador del mercado. Al igual que otros componentes, su variación se ajusta mensualmente de acuerdo con el IPP.

V. RESTRICCIONES

El valor agregado a la tarifa por parte del componente de restricciones está estipulado en el artículo 13 de la Res. CREG 119 de 2007, donde este componente se determina por el valor de las ventas del Comercializador Minorista y el costo total de las restricciones asignadas por el ASIC al comercializador, conforme a la regulación vigente.

Dado que el ASIC es responsable de asignar el costo total de las restricciones al comercializador minorista, todos los valores que aumenten o disminuyan el CRS, que se traslada al usuario y que se establezcan en resoluciones independientes, deben ser tomados en cuenta. Además, deben considerarse los siguientes elementos a saber:

Las restricciones en el mercado eléctrico pueden generar tanto reducciones como aumentos en los costos del servicio. En términos de reducción de costos (menor valor), estas restricciones incluyen las rentas de congestión asignadas por la aplicación de las TIE, de acuerdo con la Resolución CREG 014 de 2004 y el Decreto 160 de 2004 (o sus futuras modificaciones). También se consideran reducciones los pagos que recibe el Comercializador Minorista en caso de desviaciones de los generadores.

Por otro lado, existen costos adicionales (mayor valor), como aquellos asociados a los servicios complementarios de generación que debe asumir el Comercializador Minorista, según la regulación vigente. También se incluyen los costos derivados de la remuneración del proyecto de la línea de 230 kV a doble circuito (13.2 km), entre la Subestación Guatapé y la línea San Carlos-Ancón Sur, cuyo pago se asigna a los comercializadores del SIN en proporción a su demanda real, conforme a la Resolución CREG 147 de 2001 (o sus actualizaciones).

VI. PÉRDIDAS

La Resolución CREG 119 de 2007, en el capítulo 7, artículo 14, aborda los costos relacionados con las pérdidas de energía en un Sistema de Distribución, las cuales son reconocidas por la CREG. En la fórmula tarifaria de EE, el componente de pérdidas se refiere al costo asociado con la energía que se pierde durante su transporte y distribución a través de la red.

Estas pérdidas se dividen en dos tipos: (i) *pérdidas técnicas*, que son inevitables y ocurren debido a la resistencia de los conductores eléctricos y otros equipos en la red. Estas pérdidas son intrínsecas al proceso de transmisión y distribución y están relacionadas con la eficiencia de los equipos y las características del sistema; y (ii) *pérdidas no técnicas*, que incluyen aquellas no relacionadas directamente con las características físicas de la red, como el robo de energía, el fraude o los errores en la medición.

El componente de pérdidas en la fórmula tarifaria se calcula para cubrir estos costos, asegurando que las empresas distribuidoras puedan recuperar los costos asociados a la energía que no llega a los usuarios finales debido a estas pérdidas.

La Resolución CREG 119 de 2007 menciona el *programa de reducción de pérdidas no técnicas*, cuya implementación y costos son definidos por la comisión en regulaciones adicionales. No obstante, la Resolución CREG 121 de

2007 define tanto los tipos de pérdidas que contempla la legislación como el *plan de reducción de pérdidas no técnicas*, el cual consiste en un conjunto de actividades que debe ejecutar un OR para alcanzar un nivel de pérdidas eficiente en un período determinado. Este plan debe contener, como mínimo, las etapas de *planeación, implementación, seguimiento, control y mantenimiento*.

Asimismo, la Resolución CREG 172 de 2011 establece la metodología para la implementación de dichos planes. Es relevante destacar que la metodología para la aprobación de los planes de reducción de pérdidas no técnicas considera los siguientes criterios:

- i. Se remunerarán únicamente los costos eficientes del plan, excluyendo la infraestructura utilizada para la prestación del servicio que ya es remunerada a través de los cargos por uso del STR o SDL vigentes, o aquella que se encuentre en servicio a la fecha de aprobación de este. Se excluyen, además, las inversiones requeridas para garantizar la confiabilidad y mejorar la calidad del servicio, así como aquellas destinadas a reducir las pérdidas técnicas, y también los costos y gastos asociados con la recuperación de pérdidas que ya se encuentren remunerados.
- ii. Los costos eficientes del plan se componen de las inversiones y de los costos y gastos aprobados para el OR.
- iii. Las inversiones que correspondan a activos de uso del OR y que sean remuneradas en el Plan se incluirán en la variable *CAPj* hasta que se integren en los cargos aprobados conforme a la metodología de distribución que sustituya la establecida en la Resolución CREG 097 de 2008, o hasta que finalice la vigencia del cobro de la variable *CAPj*.
- iv. La remuneración de los planes de reducción de pérdidas será aplicable únicamente en los mercados de comercialización que presenten pérdidas de energía eléctrica en el *Nivel de Tensión 1* superiores a las reconocidas en la fecha de entrada en vigor de esta resolución y tendrá una duración de cinco (5) años.
- v. La remuneración de los planes de reducción de pérdidas está sujeta al cumplimiento de las metas aprobadas para cada OR en resolución particular. El incumplimiento de dichas metas será causal de devolución, a los usuarios del mercado de comercialización correspondiente, de parte o de la totalidad de los recursos recibidos por este concepto, según lo establecido en esta resolución.

De acuerdo lo anterior, para controlar estas pérdidas, las empresas han implementado planes de pérdidas, que son estrategias para reducir tanto las

pérdidas técnicas como las no técnicas. La regulación basada en desempeño es un enfoque donde las empresas son incentivadas o penalizadas según su capacidad para mejorar la eficiencia y reducir las pérdidas. Esto asegura que las empresas distribuidoras se esfuercen por ser más eficientes y mantener la calidad del servicio.

Por otra parte, el componente de pérdidas pasó de ser una fracción de ajuste del costo agregado de la generación y transmisión en 1997 a constituir un componente independiente del costo variable unitario en 2007. Asimismo, se incluyó en este componente el factor de restricciones y otros costos asociados a la generación.

Es importante destacar que las pérdidas juegan un rol crucial en la determinación de la tarifa de energía y en el gasto de los usuarios regulados en Colombia. Esto se debe principalmente a que, en la región Caribe del país, se cobra la tarifa de energía más elevada. Según la ANDEG (2023), las tarifas de energía en la región Caribe tienen 25,0% de sobre costo en comparación con el interior del país, debido a la metodología de la CREG. Esta contempla que las pérdidas por el robo de energía deben ser asumidas por los usuarios.

2.4.1.4. MARCO REGULATORIO GENERAL APLICABLE A NIVEL TARIFARIO

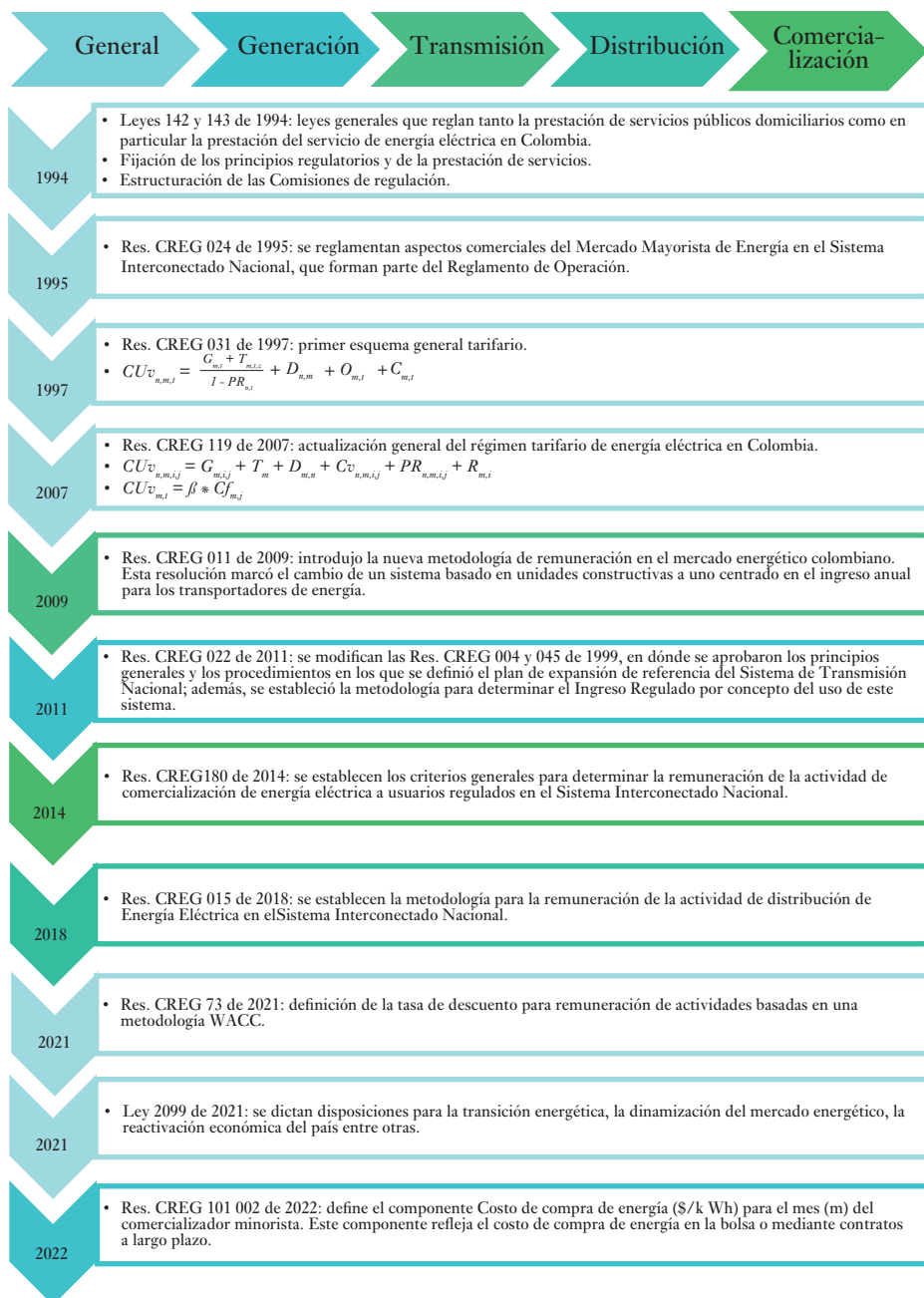
La Figura 2.4 presenta un resumen de la evolución del marco regulatorio aplicable por componente de EE en Colombia desde 1994 hasta la fecha.

2.4.1.5. CONCLUSIÓN

A partir de la revisión de las normas más relevantes en la regulación de energía eléctrica para usuarios regulados, se observa una transición de la estructura tarifaria general desde la Resolución CREG 031 de 1997 a la Resolución CREG 119 de 2007 muestra una evolución hacia una mayor desagregación y especificidad en los componentes del costo unitario de prestación del servicio.

Estos cambios buscan mejorar la precisión y transparencia en la determinación de las tarifas, promoviendo la eficiencia y equidad en el sector eléctrico. No obstante, también incrementan la complejidad del cálculo e impone un manejo más detallado de datos por parte de los comercializadores minoristas.

FIGURA 2.4
MARCO REGULATORIO DE EE POR COMPONENTE 1994-2022



Fuente: Elaboración propia con base en Resoluciones CREG.

Del mismo modo, con las subastas de transmisión de electricidad y la Resolución CREG 015 de 2018, se avanza hacia una regulación por incentivo. Este enfoque tiene como fin mitigar las asimetrías de información al recompensar el desempeño y la calidad del servicio. Lo anterior busca definir incentivos claros, promover la eficiencia y fomentar la inversión en infraestructura, mejorando así el servicio para los usuarios.

2.4.2. GAS NATURAL

2.4.2.1. ASPECTOS GENERALES

La fórmula tarifaria general aplicada al GN se estructura y desarrolla para asegurar una remuneración adecuada de los agentes. La base de esta fórmula se establece en la Resolución CREG 137 de 2013 para mejorar la prestación del servicio de GN. En primer lugar, busca asegurar la continuidad del servicio, incluso en casos de fallas en el suministro o transporte, permitiendo el uso de diversos tipos de gas, como el gas natural comprimido y el gas licuado de petróleo, adaptando la fórmula a las características específicas de cada uno.

Además, la resolución incentiva a los proveedores a contratar cantidades de gas que reflejen las necesidades reales del mercado, en especial para los usuarios regulados. Este enfoque está en línea con el Decreto 2100 de 2011, que obliga a los agentes a tener contratos respaldados físicamente. La fórmula también ajusta el costo de las compras de GN para reflejar el consumo real medido en las estaciones de puerta de ciudad, y establece un valor máximo de pérdidas que pueden trasladarse a los usuarios, garantizando que estas sean justas y razonables.

La Resolución CREG 137 de 2013 ha sido complementada y modificada por otras resoluciones, sin embargo, se mantiene la lógica de separar las actividades. Los cambios reflejan la necesidad de adaptar la fórmula tarifaria a las dinámicas cambiantes del mercado y a las innovaciones tecnológica que impactan los costos y la eficiencia del sector.

La Figura 2.5 y la Figura 2.6 muestran las respectivas formulas del CF y el CV².

2 El Anexo 2 presenta las variables que componen las fórmulas presentadas.

CF:

FIGURA 2.5
ESTRUCTURA DEL CF PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE GN

$$Cuf_{m,i,j} = C_{fm,i,j}$$

$$Cuf_{m,i,j} = C_{fm,i,j} \quad Cuf_{m,i,j} = C_{fm,i,j}$$

Fuente: Elaboración propia con base en Resoluciones CREG.

CV:

FIGURA 2.6
ESTRUCTURA DEL CV PARA LA PRESTACIÓN
DEL SERVICIO DE GN

$$CUv_{m,i,j} = \frac{G_{m,i,j} + T_{m,i,j}}{1 - \rho} + (D_{m,i,j} \times fpc_{m,i,j}) + C_{v,m,i,j} + C_{cm,i,j}$$

Fuente: Elaboración propia con base en Resoluciones CREG.

Como se observa, la fórmula se compone de la adición de los costos que se obtienen al realizar cada actividad de la cadena física del GN: *Suministro, transporte, distribución y comercialización*.

Algunas de las resoluciones que han ido estructurando el comportamiento del mercado del GN son las siguientes:

- i. Resolución CREG 185 de 2020: Se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el *Mercado Mayorista* de GN.
- ii. Resolución CREG 186 de 2020: Se reglamentan aspectos comerciales del suministro del *Mercado Mayorista* de GN.
- iii. Resolución CREG 226 de 2021: Se reglamentan aspectos comerciales del suministro del *Mercado Primario* del *Mercado Mayorista* de GN y se deroga parcialmente la Resolución CREG 186 de 2020
- iv. Resolución CREG 227 de 2021: Se establecen las *Fórmulas Tarifarias Generales* que aplicarán los comercializadores que atienden usuarios regulados

para establecer los costos de prestación del servicio público domiciliario de GN por redes de tubería.

2.4.2.2. USUARIOS DEL MERCADO

En el contexto regulatorio colombiano, los usuarios de GN se dividen en dos categorías de acuerdo con la Res. CREG 137 de 2013:

- i. *Usuarios Regulados*: Son aquellos consumidores que utilizan hasta 100.000 PCD o su equivalente en m³ de GN. Estos usuarios están sujetos a tarifas fijadas por la CREG y generalmente abarcan hogares y pequeños negocios.
- ii. *Usuarios No Regulados*: Son aquellos que consumen más de 100.000 PCD o su equivalente en m³ de GN. Estos usuarios tienen la libertad de negociar sus contratos de suministro directamente con los comercializadores o productores de gas natural.

La normativa del mercado de GN en Colombia establece esta distinción entre estos usuarios, lo cual es esencial para comprender el funcionamiento del mercado y la determinación de las tarifas y condiciones de servicio. Los *usuarios regulados* están sujetos a tarifas establecidas por la CREG y suelen representar a hogares y pequeños negocios, con la particularidad de que solo pueden cambiar de comercializador una vez al año, el 1° de diciembre, tras el vencimiento de sus contratos de suministro y transporte.

En cambio, los *usuarios no regulados* tienen la libertad de negociar sus contratos directamente con los comercializadores o productores, y pueden adquirir gas natural en el mercado primario y contratar el suministro y transporte con diferentes agentes, sin estar limitados al distribuidor local.

Recientemente, la Resolución 702 002 de 2022 introdujo una modificación significativa: todos los usuarios de GN, excepto los residenciales, pueden elegir libremente entre ser *usuarios regulados* o *no regulados*, independientemente de su nivel de consumo, lo que otorga mayor flexibilidad y fomenta la transición energética en Colombia.

El mercado de GN en Colombia se estructura de acuerdo con las Res. CREG 114 de 2017, que está siendo sustituida de forma paulatina por la Res. CREG 185 y 186 de 2020:

- i. *Mercado Mayorista*: Comprende las transacciones de compraventa de GN y capacidad de transporte en los mercados primario y secundario, incluyendo las operaciones de intermediación comercial vinculadas a la

compra, transporte, distribución y venta a usuarios finales. Opera principalmente mediante contratos de compraventa entre los productores, que actúan como vendedores, y los comercializadores o grandes usuarios no regulados, quienes actúan como compradores. Las transacciones en este mercado permiten que el precio del GN se fije libremente en dólares estadounidenses, ajustado por la tasa representativa del mercado de divisas del último día del mes.

- ii. *Mercado Primario*: En este mercado, los productores-comercializadores y los comercializadores de gas importado ofrecen GN para las transacciones iniciales de compraventa.
- iii. *Mercado Secundario*: Este mercado permite a los participantes con derechos de suministro de GN negociar sus derechos contractuales. En él participan como compradores los productores-comercializadores, los comercializadores de GN importado y los transportadores. Los contratos en este mercado pueden negociarse de manera directa o a través de subastas, y suelen garantizar la entrega firme de una cantidad específica a un precio fijo y por un plazo determinado, que puede variar entre el corto, mediano o largo plazo.

Para comprender el funcionamiento integral de la cadena de valor del GN, a continuación, se presentarán los mecanismos de formación de precios y los eventos más relevantes en su estructura.

2.4.2.3. ESLABONES DE LA CADENA TARIFARIA

I. SUMINISTRO

La fórmula tarifaria para este primer eslabón considera el costo de adquisición del gas, ya sea de producción nacional o importado. Este costo se ajusta conforme a variables como el tipo de cambio y los precios internacionales del gas, reflejando de manera transparente el precio pagado por los comercializadores.

En este contexto, el Decreto 2100 del 15 de junio de 2011, recopilado en el Decreto 1073 de 2015 (Libro 2, Título 11, Capítulo 2: Aseguramiento del Abastecimiento de Gas Natural), busca asegurar el abastecimiento de GN y constituye un instrumento clave para el desarrollo del sector. El decreto establece que los productores, productores-comercializadores, comercializadores y transportadores deben atender prioritariamente la demanda

interna en situaciones de emergencia, priorizando la demanda interna sobre la exportación y reconociendo el costo de oportunidad del GN no exportado.

Una de las disposiciones principales del decreto es la definición de *demanda esencial*, la cual incluye la demanda de gas natural de usuarios residenciales, pequeños usuarios comerciales, GN comprimido vehicular, y las refinerías. Los agentes encargados de atender esta demanda esencial están obligados a contratar el suministro y transporte con respaldo físico, a fin de asegurar la continuidad del servicio. Además, el decreto establece directrices para evitar la concentración en la oferta de gas natural, promoviendo la transparencia en el mercado mediante la publicación de información sobre reservas y producción por parte de la ANH y el MinEnergía.

La Resolución CREG 186 de 2020 regula las disposiciones aplicables a las negociaciones de suministro de gas natural como combustible en los mercados primario y secundario. Además, establece que los aspectos comerciales relacionados con el gas destinado al procesamiento, uso como materia prima petroquímica, consumo de productores-comercializadores o exportación, serán regulados por las autoridades competentes, conforme a lo previsto en la Ley 401 de 1997 y el Decreto 2100 de 2011 estableciendo procedimientos específicos para la venta de gas de campos con precios libres y precios máximos regulados, así como la gestión de las interconexiones internacionales.

Respecto a las actividades de exportación e importación, el Artículo 2.2.2.2.33 del Decreto 2100 de 2011 establece estas actividades para usos distintos al servicio público domiciliario y la importación en tránsito no se consideran actividades complementarias al servicio público domiciliario de gas combustible. En consecuencia, los mecanismos y procedimientos de comercialización contemplados en el Artículo 2.2.2.2.11 del mismo decreto no se aplican. No obstante, cuando el combustible importado tenga como destino el servicio público domiciliario, su comercialización deberá regirse por las disposiciones expedidas por la CREG para el gas de producción nacional.

El Artículo 2.2.2.2.34 establece la libertad de precios en las actividades de importación y exportación de gas natural, permitiendo que las partes involucradas negocien los precios libremente. Sin embargo, si los suministros utilizan tramos del SNT, el servicio de transporte deberá ser remunerado conforme a los cargos aprobados por la CREG.

Finalmente, el Artículo 2.2.2.2.35 permite a los agentes exportadores o importadores construir, administrar, operar y mantener las interconexiones internacionales necesarias para el transporte de gas natural. En este

sentido, cuando las exportaciones o importaciones utilicen tramos del SNT, deberán cumplir con las disposiciones del RUT aplicables a dichos tramos de gasoductos.

II. TRANSPORTE

Esta actividad es la encargada de la movilización del GN a través del conjunto de gasoductos que conforman el SNT, esto desde los puntos de importación o producción hasta los centros de distribución y a cambio del pago de la tarifa correspondiente que se calcula en base al uso efectivo de los ductos, con un precio regulado que incluye costos de inversión, operación y mantenimiento.

La Resolución CREG 71 de 1999 implementó una estructura consistente para este eslabón de la cadena, porque se establece el Registro Único de Transporte (RUT), donde se definió la regulación del servicio de almacenamiento, el manejo de las restricciones de transporte y el tratamiento regulatorio del empaquetamiento, entre otras cosas. Entre los objetivos del RUT se encuentran:

- i. Asegurar acceso abierto y sin discriminación
- ii. Crear las condiciones e instrumentos para la operación eficiente, económica y confiable
- iii. Facilitar el desarrollo de mercados de suministro y transporte de gas
- iv. Estandarizar prácticas y terminología para la industria de gas
- v. Fijar las normas y las especificaciones de calidad del gas transportado
- vi. Propender por un manejo seguro de la infraestructura del SNT

La Resolución CREG 137 de 2013 se establece el costo de transporte que se encuentra en la fórmula general y se hacen las disposiciones tarifarias que se usarán para el funcionamiento del mercado.

En la Resolución CREG 155 de 2017 se define la regulación asociada al *Open Season* como mecanismo de mercado para el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas asociados con extensiones y otros gasoductos diferentes a ampliaciones de capacidad, gasoductos dedicados y de conexión. El *Open Season* se estructura con base en los principios de eficiencia económica, transparencia, publicidad libre participación, no discriminación y neutralidad.

El mecanismo de *Open Season* inicia a partir de una iniciativa privada, para que el interés de la oferta y la demanda confluyan e interactúen dentro de los procedimientos definidos, de forma en que la demanda pueda reflejar

su interés dentro del mismo, con el objetivo de lograr la construcción de infraestructura de transporte para atender la demanda. (Promigas, 2020)

La Resolución CREG 175 de 2021, que deroga la Resolución CREG 126 de 2010, establece los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de GN y el esquema general de cargos del SNT. Además, se disponen las fórmulas de los valores AOM que están en los cargos de transporte, de cargos fijos y variables que remuneran la inversión existente, factor de utilización, entre otras; sin embargo, en la Resolución CREG 102_5 de 2022 se modifica el artículo en el que se encuentran estas fórmulas.

Mediante la Resolución CREG 004 de 2021, estableció el procedimiento para determinar la tasa de descuento que se aplica en las metodologías tarifarias expedidas por dicha comisión. Esta tasa se calcula a partir de la estimación del WACC, expresado en términos constantes y antes de impuestos, lo que permite obtener la tasa de descuento en pesos aplicable.

III. DISTRIBUCIÓN

El distribuidor recibe el GN en las estaciones de puerta de ciudad y lo conduce por medio de su red hasta el consumidor final. Este eslabón se reglamentó desde 1995 con la Resolución CREG 67 de 1995, en la que se establece el código de distribución de gas combustible por redes. Las principales funciones de este código son:

- i. *Regularizar y estandarizar*: Se enfoca en garantizar la seguridad, confiabilidad y eficiencia en la distribución, promoviendo el cumplimiento de estándares específicos para los materiales, instalaciones y operación de las redes.
- ii. *Planeamiento y expansión*: Definición de horizontes de planeación, criterios para inversiones, y la obligación de mantener programas de inversiones actualizados.
- iii. *Protección al usuario y calidad del servicio*: Se establecen normas para la atención de contingencias, la coordinación de seguridad, la facturación, la respuesta a reclamos de los usuarios, entre otros aspectos que buscan proteger los derechos de los consumidores.

La Resolución CREG 011 de 2003 estableció la metodología para la remuneración de las actividades de distribución y comercialización. Posteriormente, la Resolución CREG 202 de 2013 definió los criterios generales para la remuneración de la distribución de GN. Esta resolución incluye fórmulas

para calcular la remuneración de la inversión base, los costos de AOM, los cargos de distribución para usuarios no residenciales, entre otros aspectos.

Por medio de la Resolución CREG 045 de 2002, se estableció la metodología para el cálculo y ajuste de la tasa de retorno, la cual es utilizada en las fórmulas tarifarias de la actividad de distribución de GN. Esta tasa de retorno se aplica como parte de los criterios generales de remuneración de la actividad de distribución, los cuales también incluyen la aprobación de cargos de distribución bajo condiciones específicas para nuevos mercados y la consideración de parámetros transitorios de tasa de retorno y costos eficientes de AOM.

El cálculo del WACC, se realiza en términos constantes y antes de impuestos. La fórmula utilizada para calcular esta tasa en pesos está definida en la Resolución CREG 4 de 2021. Esta fórmula es aplicable a las solicitudes tarifarias presentadas antes de la aprobación del WACC para la actividad de distribución de GN.

Las resoluciones CREG 202 de 2013, 138 de 2014, 090 y 132 de 2018, y 011 de 2020 establecen criterios generales para la remuneración de la distribución de gas combustible por redes de tubería y otras disposiciones. En los considerandos de estas resoluciones se concluyó que era viable migrar hacia una metodología de corte transversal, acompañada de una tasa de descuento que incluyera el riesgo de demanda, así como una canasta de tarifas que capturara las señales de los costos de oportunidad.

Esta metodología fue diseñada para brindar señales más adecuadas a los objetivos regulatorios y, al mismo tiempo, mantener la cobertura y el incentivo para una expansión eficiente del servicio. La tasa de descuento fue fijada en 12,6% antes de impuestos, según la Resolución CREG 102 de 2022.

La metodología de la Resolución CREG 011 de 2003 permite, con base en el cargo promedio de distribución aprobado mediante resoluciones independientes para cada mercado relevante, que el distribuidor implemente una canasta de tarifas. En este esquema, el *cargo máximo* aplicable a un rango de consumo no puede superar en más de un 10,0% al cargo promedio de distribución, mientras que el *cargo mínimo*, aplicable a los usuarios con mayor consumo, no debe ser inferior al costo medio de la red primaria (CREG, 2023).

Los cargos resultantes de esta metodología son máximos por rango de consumo, sin embargo, el distribuidor puede ofrecer cargos menores, siempre que estos sean iguales para todos los usuarios dentro del mismo rango y respeten una tendencia descendente. Todo ello debe realizarse conforme

a lo dispuesto en los artículos 34 y 98 de la Ley 142 de 1994, sin afectar los cargos máximos establecidos por la canasta de tarifas (CREG, 2023).

IV. COMERCIALIZACIÓN

En la Resolución CREG 227 de 2021 se establecen las *Fórmulas Tarifarias Generales* que deberán aplicar los comercializadores que atienden usuarios regulados para establecer los costos de prestación del servicio público domiciliario de gas natural por redes de tubería. La Resolución 2026 de 2021 reglamenta aspectos comerciales del suministro del Mercado Mayorista de GN.

También es importante tener en cuenta los siguientes aspectos de este eslabón:

- i. Régimen de Comercialización de la Producción
- ii. La Resolución Única de Regulación de GN establece que, a partir de su vigencia, los socios de un campo productor o de un contrato deben comercializar de manera independiente el gas natural producido conjuntamente.

iii. Criterios para la Autorización de Comercialización Conjunta

La CREG considerará los siguientes criterios para otorgar autorizaciones de comercialización conjunta:

- i. La producción de gas natural debe ser necesaria para garantizar la seguridad en el suministro
- ii. Los interesados no pueden definir o modificar unilateralmente las condiciones de precios en el mercado
- iii. La comercialización independiente no permite la ejecución de las inversiones necesarias para desarrollar las reservas de un campo productor

iv. Procedimiento para la Autorización

Los socios que consideren que cumplen con los criterios mencionados pueden solicitar la autorización a la CREG, para lo cual deben:

- i. Remitir la información pertinente según el Código Contencioso Administrativo
- ii. Publicar un resumen de la solicitud en un diario de amplia circulación para permitir observaciones de terceros
Se prohíben los acuerdos que restrinjan la competencia, incluyendo:
 - i. Fijar precios de manera directa o indirecta
 - ii. Alterar los resultados de concursos, licitaciones o subastas

- iii. Asignar cuotas de producción o suministro
- iv. Abstenerse de producir o afectar niveles de producción
- v. Repartir mercados o impedir a terceros el acceso a los mismos

Estos lineamientos aseguran la transparencia y la competencia justa en el mercado del gas natural, disposiciones se fundamentan en las Resoluciones CREG 093 de 2006 y CREG 095 de 2008.

2.4.2.4. MARCO REGULATORIO GENERAL APLICABLE A NIVEL TARIFARIO

La Figura 2.7 presenta un resumen de la evolución del marco regulatorio aplicable por componente de GN en Colombia desde 1994 a 2021.

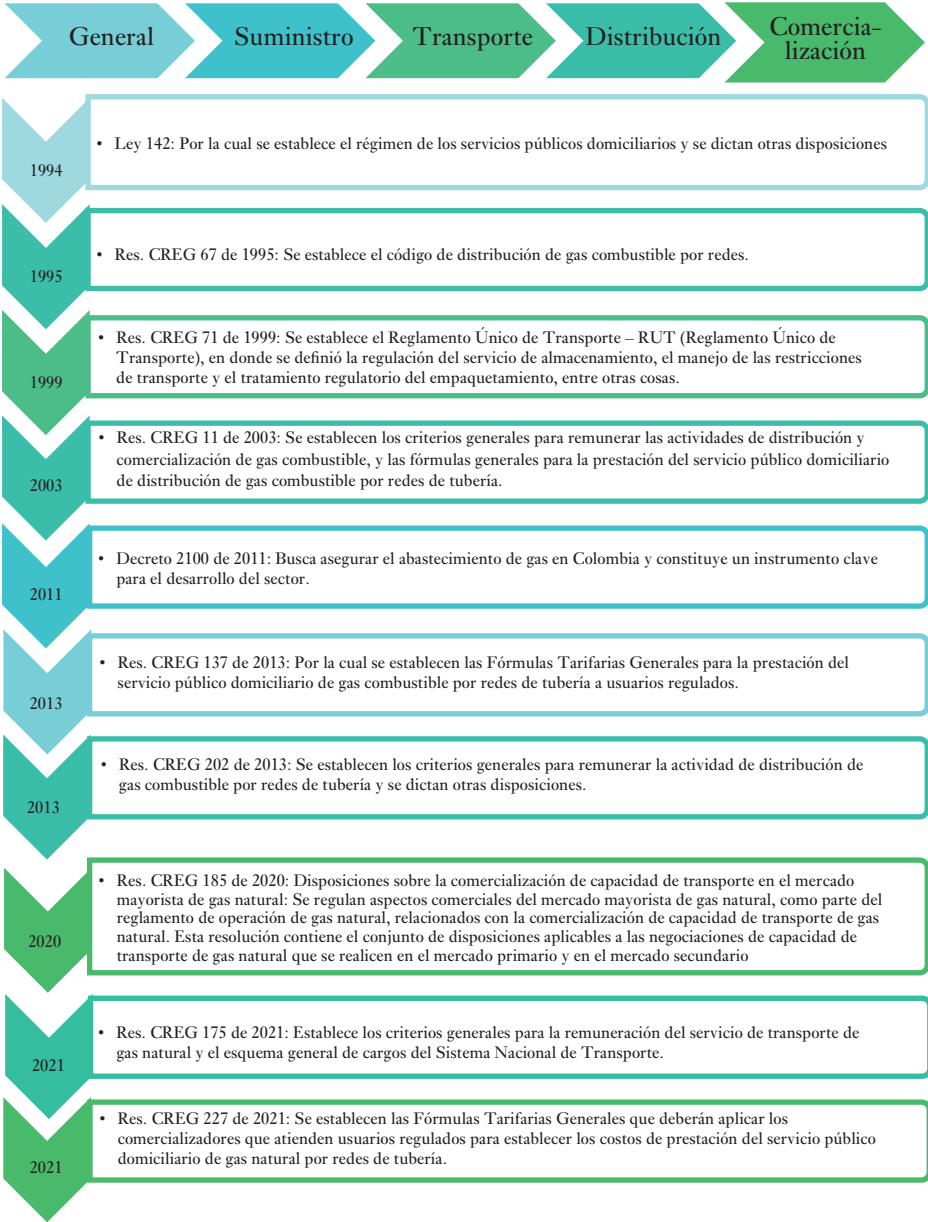
2.4.2.5. CONCLUSIÓN

La regulación en el sector del GN ha sido implementada con la intención de asegurar un suministro eficiente, seguro y equitativo, existe el riesgo de que el exceso de normativas contravenga los principios de competencia que se buscan promover. La fórmula tarifaria, estructurada a través de múltiples resoluciones, si bien es necesaria para garantizar una remuneración adecuada a los actores involucrados, ha añadido complejidad y rigidez al mercado.

Este exceso de regulación podría estar limitando la capacidad de los participantes para actuar con flexibilidad y adaptarse rápidamente a las condiciones cambiantes, lo que podría restringir la entrada de nuevos competidores y, en última instancia, afectar la competencia.

El minucioso detalle con el que se ha segmentado cada eslabón de la cadena de suministro, desde la producción hasta la comercialización, y las exigencias específicas impuestas a los actores del mercado, aunque pretenden mejorar la eficiencia y la transparencia, pueden dificultar la competitividad. Además, la obligación de seguir procedimientos estrictos y ajustarse a tarifas y contratos preestablecidos podría disminuir el incentivo para optimizar los procesos y reducir costos, afectando negativamente a los consumidores finales.

FIGURA 2.7
MARCO REGULATORIO DE GN POR COMPONENTE 1994-2021



Fuente: Elaboración propia con base en Resoluciones CREG.

2.4.3. GAS LICUADO PETRÓLEO

2.4.3.1. ASPECTOS GENERALES

La regulación tarifaria del GLP tiene como base la Ley 142 de 1994 como se ha señalado anteriormente, donde se establece un marco normativo orientado por principios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia.

La CREG ha implementado estos principios mediante diversas resoluciones, entre las que destacan la Resolución CREG 001 de 2009, la Resolución CREG 180 de 2009 y la Resolución CREG 066 de 2007. Estas resoluciones han estructurado la fórmula tarifaria que delinean la metodología para calcular las tarifas aplicables al servicio de GLP, asegurando que estas reflejen los costos reales y sean equitativas para los usuarios.

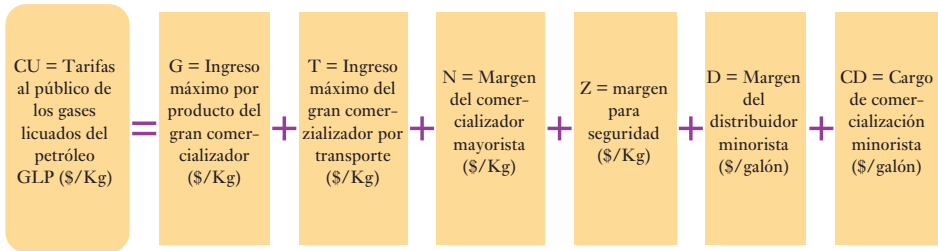
La *Fórmula Tarifaria General* del GLP se regula mediante la Resolución CREG 01 y 180 de 2009³; en la primera se establece la metodología para el cobro de la distribución y comercialización minorista bajo libertad vigilada. La segunda porque establece una fórmula tarifaria general que debe ser aplicada por todas las empresas que distribuyen y comercializan este producto a nivel minorista, teniendo en cuenta los costos de los demás eslabones.

Si bien estas resoluciones son generales, se han presentado cambios relevantes al interior de cada componente que pueden incidir en la tarifa que percibe el usuario en general, los cuales se exponen en la segunda sección. La Resolución CREG 01 de 2009, indica que la fórmula tarifaria está compuesta de la siguiente manera: Figura 2.8.

Ahora bien, en la Resolución CREG 180 de 2009 se determina el CU en cada una de las actividades relacionadas con el servicio domiciliario de GLP. Este varía en el componente de distribución minorista dependiendo de la modalidad por la cual se presta el servicio, si es expendio, puntos de venta, domicilio o tanque estacionarios. Sin embargo, en las demás actividades presenta un costo máximo de traslado de la actividad a los usuarios finales. Para definir la tarifa se consideran elementos como: *planta de envasado, planta distribuidora, año, mes, tamaño del cilindro y municipio*.

3 Resolución CREG 180 de 2009: Esta resolución aprueba la fórmula tarifaria general, permitiendo a los distribuidores y comercializadores minoristas establecer los costos de prestación del servicio de GLP a usuarios regulados.

FIGURA 2.8
ESTRUCTURA DE LA FORMULA TARIFARIA DEL GLP



Fuente: Elaboración propia con base en Regulación de la CREG 01 de 2009.

Las fórmulas para determinar el CU en cada una de las tarifas de acuerdo con la forma de distribución se presentan en la Figura 9, la Figura 10, la Figura 11 y la Figura 12.

FIGURA 2.9
ESTRUCTURA DEL CU MEDIANTE LA DISTRIBUCIÓN
DE DOMICILIO DEL SERVICIO DE GLP

The diagram shows the structure of the CU formula for home service distribution as an equation with three yellow boxes:

$$Cue,x,m,t,q,z = Ge,x,m + Te,x,m + Zt + Nt + De,x,m,q + Cde,x,m,qCue,x,m,t,q,z = Ge,x,m + Te,x,m + Zt + Nt + De,x,m,q + Cde,x,m,q$$

Fuente: Elaboración propia con base en la Regulación de la CREG 18o de 2009.

FIGURA 2.10
ESTRUCTURA DEL CU MEDIANTE LA DISTRIBUCIÓN
DE EXPENDIOS DEL SERVICIO DE GLP

The diagram shows the structure of the CU formula for expenditure service distribution as an equation with three yellow boxes:

$$Cue,x,m,t,q,z = Ge,x,m + Te,x,m + Zt + Nt + De,x,m,q + Cxe,x,m,qCue,x,m,t,q,z = Ge,x,m + Te,x,m + Zt + Nt + De,x,m,q + Cxe,x,m,q$$

Fuente: Elaboración propia con base en la Regulación de la CREG 18o de 2009.

FIGURA 2.11
ESTRUCTURA DEL CU MEDIANTE LA DISTRIBUCIÓN DE PUNTOS
DEL SERVICIO DE GLP

The diagram shows the structure of the CU formula for point service distribution as an equation with three yellow boxes:

$$Cue,x,m,t,q,z = Ge,x,m + Te,x,m + Zt + Nt + De,x,m,q + Cxe,x,m,qCue,x,m,t,q,z = Ge,x,m + Te,x,m + Zt + Nt + De,x,m,q + Cde,x,m,q$$

Fuente: Elaboración propia con base en la Regulación de la CREG 18o de 2009.

FIGURA 2.12
ESTRUCTURA DEL CU MEDIANTE LA DISTRIBUCIÓN
DE TANQUES DEL SERVICIO DE GLP

$$Cue_{x,m,t,q,z} = \frac{Ge_{x,m} + Te_{x,m} + Zt + Nt + Dte_{x,m,z}}{Cue_{x,m,t,q,z,t,q,z}} = Ge_{x,m} + Te_{x,m} + Zt + Nt + Dte_{x,m,z,q}$$

Fuente: Elaboración propia con base en la Regulación de la CREG 18o de 2009.

Ahora bien, la fórmula diseñada para reflejar los costos reales de las empresas se compone de distintas variables que cambian de acuerdo con condiciones del propio mercado y otros factores económicos. Los estabones de la fórmula incluyen el *costo de compra del GLP* (G), el *costo de transporte* (T), el *cargo de distribución* (D), y el *cargo de comercialización minorista* (Cd). Cada componente tiene su propia metodología de cálculo y su regulación específica, lo que permite un ajuste dinámico de las tarifas según las condiciones de mercado y las necesidades del servicio.

La estructura tarifaria busca no solo cubrir los costos de producción y operación, sino también incentivar la eficiencia en la prestación del servicio. Al segmentar los costos en diferentes componentes, la fórmula tarifaria permite una distinción precisa de cada eslabón de la cadena de valor, lo que contribuye a una mayor transparencia en el mercado del GLP.

Adicionalmente, debido a la particularidad del GLP con respecto a su uso en zonas rurales del país y comercialización por mediante cilindros, se estableció durante el uso del parque universal de cilindros un costo adicional en la tarifa asociado al margen de seguridad, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 045 de 2006. Sin embargo, con la implementación de la Ley 1151 de 2008, conocida como la “Ley de Marcas”, se sustrajo este costo de la fórmula de forma paulatina, hasta su desaparición en 2011. Por lo tanto, en las fórmulas actuales el valor de Z es igual a cero.

La CREG teniendo en cuenta la importancia del GLP para zonas alejadas de la plataforma continental ha establecido regulación específica para el archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, por medio de la *Resolución CREG 181 de 2009* y *Resolución CREG 004 de 2010*, las cuales fijan la metodología de remuneración para esta región.

La normativa expedida contribuye a configurar un marco tarifario ajustable según las circunstancias particulares de cada región y la dinámica del

mercado, asegurando que las tarifas sean representativas de los costos reales y protejan tanto a consumidores como a proveedores.

2.4.3.2. USUARIOS DEL MERCADO

De acuerdo con la Res. CREG 53 de 2011, existen dos tipos de usuarios: *regulados* y *no regulados*. Los usuarios *no regulados* son aquellos que, en una sola instalación, consumen un promedio diario mayor o igual a 100 MBTU de combustible, o aquellos que, independientemente de su nivel de consumo, están obligados a prestar el servicio de EE en un ASE y en ZNI, donde se utiliza GLP como combustible para la generación de EE. A estos usuarios no les aplica el marco tarifario analizado.

En cuanto a los usuarios *regulados*, compuestos principalmente por el sector residencial, el suministro de GLP puede realizarse mediante cilindros o tanques estacionarios. Dependiendo de la presentación de consumo del GLP, los usuarios pueden ser atendidos directamente por distribuidores cuando el consumo es con tanques estacionarios y expendios. Cuando el consumo es a domicilio o en puntos de venta el usuario regulado acude al comercializador minorista.

2.4.3.3. ESLABONES DE LA CADENA TARIFARIA

1. COMERCIALIZACIÓN MAYORISTA

En este eslabón se define el costo de compra del GLP el cual representa el precio que los distribuidores deben pagar para adquirir el GLP de los comercializadores mayoristas (productores nacionales o importadores).

La Resolución CREG 066 de 2007 establece que este precio debe basarse en un esquema de libertad regulada, donde el precio máximo está determinado por un valor de paridad de exportación. Este esquema considera el costo de oportunidad para el productor, como Ecopetrol, de vender el GLP en el mercado internacional versus el mercado local. La fórmula tarifaria definida en la Resolución CREG 180 de 2009 requiere que las empresas ponderen los costos de compra según las fuentes de suministro, lo que asegura que los costos reflejen de manera precisa las condiciones del mercado.

Esto significa que el precio interno del GLP no puede ser inferior al que se obtendría en el mercado internacional, lo que garantiza que los productores,

como Ecopetrol, tengan incentivos para abastecer el mercado nacional en lugar de optar por la exportación.

El esquema de paridad de exportación se calcula tomando como referencia los precios internacionales del GLP, específicamente en el mercado de *Mont Belvieu* en el Golfo de México, uno de los puntos de referencia más importantes a nivel global. Además, se sustraen los costos de transporte y embarque que el productor tendría que asumir para exportar el producto, asegurando que el precio interno sea competitivo.

Para los distribuidores, el costo de compra del GLP puede variar según la fuente de origen (producción nacional o importación). En el caso de la producción nacional, el GLP se obtiene de refinerías como las de Cartagena y Barrancabermeja, así como del tratamiento de gas natural en campos como Cusiana en Tauramena, Casanare. La Resolución CREG 180 de 2009 especifica que, si un distribuidor adquiere GLP de múltiples fuentes, el costo se debe determinar como un promedio ponderado de los precios de todas sus compras.

Para establecer el suministro de un comercializador mayorista a un distribuidor se hace mediante contratos acordados entre las partes. Para la producción nacional se ha diseñado un mecanismo de Obligaciones de Compra de Producto (OPC) donde participan distribuidores, usuarios *no regulados*, y otros grandes comercializadores quienes demandan las cantidades ofertadas por Ecopetrol, este mecanismo fue creado en la Resolución CREG 53 de 2011. Asimismo, se ha limitado la capacidad de compra de los distribuidores de acuerdo con su nivel de activos, su capacidad de almacenamiento y envasado, según la Resolución CREG 63 de 2016.

II. TRANSPORTE

Este eslabón considera la actividad de transporte por ductos de GLP, la normativa es relativamente reciente en comparación con las demás actividades del servicio, esta actividad se ha caracterizado por realizarse bajo el modelo de baches que se da cuando se usan ductos dedicados a otros combustibles líquidos como la gasolina o el diésel en momentos que estos se encuentran disponibles, teniendo en cuenta que el GLP es de fácil almacenamiento. Adicionalmente, existen un *propanoducto* de uso exclusivo que permiten el transporte continuo del servicio.

La Resolución CREG 122 de 2008 y posteriores actualizaciones como la Resolución CREG 31 de 2016 establecen la metodología para calcular el costo de transporte por ductos, utilizando el WACC. Este cálculo tiene en cuenta la inversión inicial en infraestructura y los costos de AOM, así como la vida útil de los activos. Además, la resolución prevé ajustes mensuales basados en el IPP, lo que permite que los costos de transporte se mantengan alineados con la realidad económica.

Un aspecto particular del transporte por ductos es que el costo varía según la distancia recorrida y el tipo de ducto utilizado. La regulación establece que los distribuidores solo pueden trasladar el costo de transporte a los usuarios finales cuando realmente utilizan estos sistemas, asegurando que no se transfieran costos innecesarios (CREG, 2008).

III. DISTRIBUCIÓN

La actividad distribución se refiere a los costos que deben ser remunerados por la entrega del GLP desde las plantas de envasado hasta los puntos de consumo final, que pueden ser tanques estacionarios o cilindros. La Resolución CREG 001 de 2009 establece que este componente está sujeto a un régimen de libertad vigilada. Esto implica que los distribuidores tengan libertad de fijar sus precios, si se reportan a las autoridades regulatorias correspondientes, como la SSPD y la CREG.

La libertad vigilada tiene como objetivo fomentar la competencia entre los distribuidores, incentivando la eficiencia operativa y la calidad en la prestación del servicio. Sin embargo, la regulación también prevé mecanismos para evitar abusos de posición dominante en el mercado.

El cargo de distribución cubre los costos relacionados con el transporte del GLP desde las plantas de envasado hasta los puntos de consumo final, bien sea mediante tanques estacionarios o cilindros. Este eslabón es vital para garantizar que el GLP llegue a los usuarios finales de manera segura y eficiente.

El cargo de distribución varía dependiendo de varios factores, como la distancia entre las plantas de envasado y los puntos de consumo, y el tipo de infraestructura utilizada. Por ejemplo, el transporte en tanques estacionarios tiene un costo diferente al transporte en cilindros, este último requiere un manejo logístico más complejo y costoso.

IV. COMERCIALIZACIÓN MINORISTA

La comercialización minorista es la actividad de entrega del GLP envasado a los usuarios finales, incluyendo la logística de transporte. Este cargo incluye los costos de traslado desde las plantas de envasado hasta los domicilios de los usuarios o los puntos de expendio, así como los costos de operación de las redes de distribución minorista.

Según la Resolución CREG 001 de 2009, el cargo de comercialización minorista también se encuentra bajo un régimen de libertad vigilada. No obstante, este componente varía considerablemente según el municipio y la modalidad de entrega (domicilio o expendio), lo que refleja las diferencias en los costos operativos y logísticos entre las distintas regiones del país, de esta manera permite a los comercializadores ajustar los precios según las condiciones locales, reportándolos a las autoridades competentes. Este cargo es crucial para garantizar que el GLP llegue de manera segura y eficiente a los hogares y comercios, especialmente en áreas rurales y de difícil acceso.

La regulación exige que los comercializadores reporten estos costos de manera detallada a la CREG y a la SSPD, lo que permite un monitoreo constante de las tarifas aplicadas y asegura la transparencia en el proceso de comercialización. Además, la CREG tiene la facultad de intervenir si detecta prácticas anticompetitivas o abusos en la fijación de precios, lo que protege a los consumidores de posibles distorsiones del mercado (CREG, 2009).

2.4.3.4. MARCO REGULATORIO GENERAL A NIVEL TARIFARIO

El marco regulatorio del GLP incluye también regulaciones sobre subsidios y sistemas de información, que complementan la fórmula tarifaria general:

- i. *Subsidios*: El Decreto 2195 de 2013 y varias resoluciones del MinEnergía (como la Resolución 40720 de 2016, la Resolución 40079 de 2017, y la Resolución 40873 de 2019) establecen los lineamientos para el otorgamiento de subsidios al consumo de GLP distribuido en cilindros, buscando aliviar la carga financiera en sectores vulnerables de la población.
- ii. *SUI*: A través de circulares conjuntas como la CREG-SSPD No. 002 y No. 004, se regula el reporte de información del sector de GLP, asegurando la transparencia y el control en la aplicación de tarifas y subsidios.

Finalmente, la Figura 2.13 presenta un resumen de la evolución del marco regulatorio aplicable por componente de GLP en Colombia desde 1997 hasta 2021.

2.4.3.5. CONCLUSIÓN

Los cambios en la regulación del servicio domiciliario de GLP han ocurrido de manera heterogénea según el eslabón de la cadena que se analiza. En el primer eslabón, relacionado con el suministro, los cambios han sido relativamente escasos y se mantiene la lógica de precio máximo regulado para la producción dominante, dada la posición de Ecopetrol en el mercado. Las modificaciones en la fórmula de precios han respondido a coyunturas económicas vinculadas al precio del petróleo. Además, se liberalizó la importación, permitiendo que empresas privadas participen en esta actividad para garantizar el suministro si la producción nacional es insuficiente.

En cuanto a la actividad de transporte mediante *propanoductos*, esta regulación es relativamente reciente en el sector, porque históricamente el transporte primario desde los puntos de suministro hasta los puntos de envasado se realizaba mediante vehículos de carga terrestre.

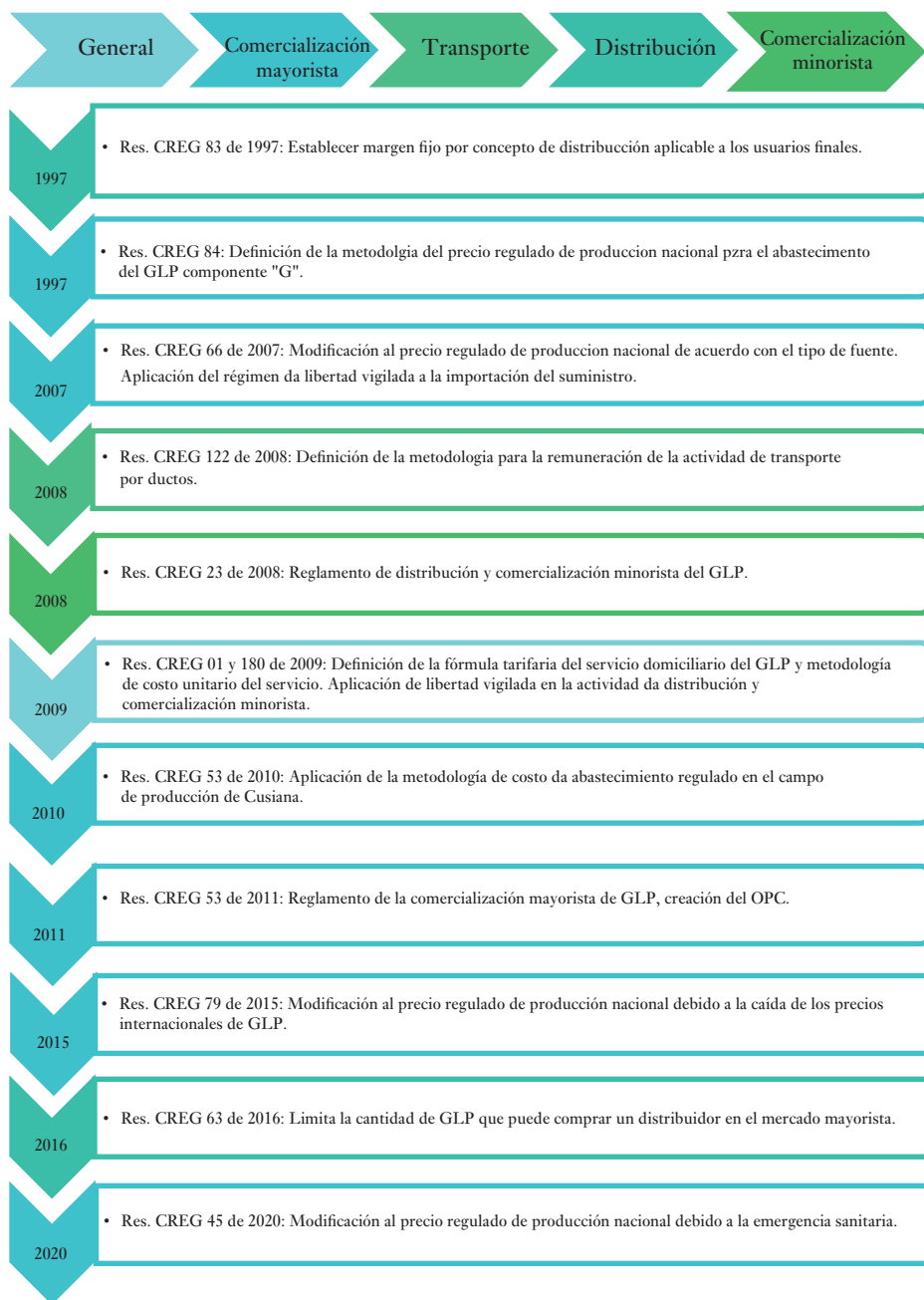
Los cambios regulatorios más significativos se han dado en las actividades de distribución y comercialización, especialmente tras las disposiciones de la *Ley de Marcas*, que llevó a la transición de un parque de cilindros universal a uno exclusivo de los distribuidores que celebran contratos con las comercializadoras minoristas para la prestación del servicio. Esto derivó en la necesidad de establecer un reglamento que definiera los procesos de articulación y actuación de los agentes involucrados. Esto también implicó la eliminación del margen de seguridad en la fórmula tarifaria aplicada a los usuarios finales.

Finalmente, las resoluciones del marco tarifario general del GLP introdujeron la libertad vigilada en la distribución y comercialización, representando el hito regulatorio más importante en este sector, facilitando la libre entrada de agentes en este segmento para abastecer la demanda nacional.

2.5. COMENTARIOS FINALES

A partir de la revisión de la regulación de cada uno de los energéticos objetos de estudio se ha podido resaltar los siguientes puntos. En primer lugar, ha

FIGURA 2.13
MARCO REGULATORIO DE GLP POR COMPONENTE 1997-2021



Fuente: Elaboración propia con base en Resoluciones CREG.

habido un desarrollo regulatorio interesante, amplio y detallado a partir de las leyes 142 y 143 de 1994, en un sector en el que sus dinámicas permiten prever un desarrollo permanente de la regulación en aras de garantizar el buen funcionamiento del sector.

En segundo lugar, y en línea con lo anteriormente expresado, se hace necesario pensar en ejercicios de análisis regulatorio a futuro que permitan, no solamente, incentivar a mejores y más eficientes desempeño de los agentes en el mercado, sino que logren simplificar la regulación propuesta de cara a mantener siempre la certidumbre jurídica y por tanto la confianza capaz de mantener el estímulo hacia la inversión en el sector.

En tercer lugar, y conforme a los dos puntos anteriormente expuestos, resultará muy deseable en el sector reducir las posibles asimetrías de información que enfrentan los hogares frente a una regulación que resulta compleja en su interpretación para el ciudadano interesado en entender los detalles del funcionamiento de cada una de las cadenas de valor de los energéticos, este elemento resulta crucial para satisfacer el principio de transparencia señalado en la Ley 142 de 1994

Finalmente es importante señalar que, a pesar de los avances en la estructuración de estos mercados, persisten retos importantes. La dependencia de la matriz energética colombiana en recursos hidroeléctricos ha expuesto la vulnerabilidad del sector ante fenómenos climáticos como El Niño, lo cual se refleja en la emisión de actos administrativos que buscan modular el mercado, incrementando la intervención del Estado.

En cuanto, al sector del GN, se han generado desequilibrios en la oferta debido a la escasez de suministros, lo que podría implicar la importación de gas y, en consecuencia, un aumento en el costo del primer eslabón de la cadena, repercutiendo en un incremento de la tarifa para el consumidor final.

En cuanto al GLP, su distribución en áreas rurales y su rol como sustituto de combustibles sólidos han resaltado la importancia de su regulación tarifaria y de garantizar su accesibilidad a las poblaciones más vulnerables.

En conclusión, se reafirma que el objetivo primordial de la regulación en el sector energético es proteger al consumidor de posibles prácticas abusivas y garantizar la calidad de los servicios, dictando normativas que las empresas deben cumplir para asegurar que los usuarios reciban un servicio adecuado y equitativo, reflejado en los pagos que efectúan por dicho servicio. Esto conlleva a cuestionar si este propósito se materializa en la estructura tarifaria expuesta en este capítulo.

2.6. REFERENCIAS DEL CAPÍTULO

- Agostini, C., Plottier, M., & Saavedra, E. (2011). La demanda residencial por energía eléctrica en Chile. Recuperado de <https://n9.cl/6k9ytz>.
- ANDESCO. (2023). Pérdidas de energía en la Costa no son robos, sino falta de plata para pagar facturas: Petro. Red+ Noticias. Recuperado de <https://n9.cl/dxcyv>
- Arias, D. B. (2019). Metodología para determinar la oportunidad y competitividad del GLP en el sector rural colombiano. Recuperado de <https://n9.cl/1dpkd>
- CREG. (2013). Zonas no interconectadas. Recuperado de <https://n9.cl/u9a84>
- CREG. (2023). Estructura tarifaria. Recuperado de <https://n9.cl/h371h>
- Fedesarrollo, Reinstein, D., & García, C. (2003). El GLP en Colombia: Bases para la modernización de la industria. Recuperado de <https://n9.cl/vpxywt>
- Lozano, L. I., & Rincón, H. (2010). Formación de las tarifas eléctricas e inflación en Colombia. Revista del Banco de La República. Recuperado de <https://n9.cl/vjnf4>
- Martínez, A., Arcos, J., Benavides, J., Garay, H., Lloreda, R., Ramírez, J. M., Riaño, D., Uribe-Botero, E., & Vera, J. C. (2019). Recomendaciones para una política integral de precios de los energéticos (diésel, gasolina, GLP, jet, gas natural, energía eléctrica, biocombustibles y carbón) y sus implicaciones fiscales, sociales, ambientales y energéticas aplicable en Colombia para la transición hacia un sistema energético moderno, seguro, confiable, asequible, y limpio. Recuperado de <https://n9.cl/ouptv>
- Melo Leon, S. F., Riveros Salcedo, L. C., Romero Otálora, G., Alvarez, A. C., Díaz Giraldo, C., & Calderón Díaz, S. L. (2020). Efectos económicos de futuras sequías en Colombia: Estimación a partir del Fenómeno El Niño 2015. *Working Papers*, Article 55. Recuperado de <https://n9.cl/1rxsrw>
- Promigas (2020). Pliego de bases y condiciones del proceso open season para la celebración de un contrato de transporte de gas natural en firme del gasoducto Jobo – transmetano. Recuperado de <https://n9.cl/28n2g>
- Ramírez-Barrera, D. (2019). *Influencia positiva de la regulación en prácticas restrictivas de la competencia en el servicio público domiciliario de gas licuado de petróleo en Colombia*. Recuperado de <https://n9.cl/ndbtjt>

Santa María, M., Von Der Fehr, N.-H., Millán, J., Benavides, J., & Gracia, O. (2009). El mercado de la energía eléctrica en Colombia: Características, evolución e impacto sobre otros sectores. Recuperado de <https://n9.cl/robec>

2.7. ANEXOS

ANEXO 2.1

TABLA 2.2
VARIABLES DE EE

n	Nivel de tensión de conexión del usuario.
m	Es el mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio
i	Comercializador minorista.
j	Es el mercado de comercialización
$CU_{v\ n,\ m,\ i,\ j}$	Componente variable del costo unitario de prestación del servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión n , correspondiente al mes m , del comercializador minorista i , en el mercado de comercialización j
$G_{m,\ i,\ j}$	Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes m , del comercializador minorista i , en el mercado de comercialización j , determinado conforme se establece en el Capítulo III de la Resolución CREG 119 del 2007.
T_m	Costo por uso del sistema nacional de transmisión (\$/kWh) para el mes m determinado conforme al Capítulo IV de la Resolución CREG 119 del 2007
$D_{n,\ m}$	Costo por uso de sistemas de distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m , determinado conforme al Capítulo IV de la resolución CREG 119 del 2007
$CV_{n,\ m,\ i,\ j}$	Margen de comercialización de usuarios conectados al nivel de tensión n , correspondiente al mes m , del comercializador minorista i , en el mercado de comercialización j que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, expresado en (\$/kWh) y determinado conforme al Capítulo V de la Resolución CREG 119 del 2007
$R_{m,\ i}$	Costo de restricciones y de servicios asociados con generación en \$/ kWh asignados al comercializador minorista i en el mes m , conforme al Capítulo VI de la Resolución CREG 119 del 2007.
$PR_{n,\ m,\ i,\ j}$	Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión n , para el mes m , del comercializador minorista i , en el mercado de comercialización j , determinado conforme se establece en el Capítulo VII de la Resolución CREG 119 del 2007.
$Cuf_{m,\ j}$	Componente fijo del costo unitario de prestación del servicio (\$/factura) correspondiente al mes m para el mercado de comercialización j .
$\beta\beta$	Porción del costo base de comercialización, $Cf_{m,\ j}$, que se remunera a través de la componente fija del costo unitario de prestación del servicio, $Cuf_{m,\ j}$.
$Cf_{m,\ j}$	Costo base de comercialización (\$/factura) correspondiente al mes m , para el mercado de comercialización j .

Fuente: Elaboración propia con base en la Resolución CREG 119 de 2007.

ANEXO 2.2

TABLA 2.3
VARIABLES DE GN

$CU_{v,m,i,j}$	Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio Público de Gas Combustible por redes de tubería expresado en (\$/m ³), aplicable en el mes m a los usuarios del Mercado Relevante de Comercialización i y atendidos por el comercializador j .
$CU_{f,m,i,j}$	Componente fijo del Costo unitario de entrada en vigor del Servicio Público de Gas Combustible por Redes de Tubería expresado en (\$/factura) aplicable en el mes m a los usuarios del Mercado Relevante de Comercialización i y atendidos por el comercializador j .
m	Mes de prestación del servicio.
i	Mercado Relevante de Comercialización.
j	Comercializador
$G_{m,i,j}$	Costo Promedio Unitario en (\$/m ³) entrada en vigor las compras de Gas Natural y/o Gas Metano en Depósitos de Carbón y/o GLP por redes y/o aire propanado, destinado a usuarios regulados, aplicable en el mes m , en el Mercado Relevante de Comercialización i y atendido por el comercializador j .
$T_{m,i,j}$	Costo unitario en (\$/m ³) correspondiente a), transporte de gas combustible, destinado a usuarios regulados aplicable en el mes m , en el Mercado Relevante de Comercialización i y atendido por el comercializador j , calculado conforme se establece en el Capítulo IV de esta resolución. Incluye los costos de transporte por gasoducto ($T_{m,i,j}$), y/o transporte terrestre de gas combustible ($TV_{m,i,j}$) y/o compresión ($P_{m,i,j}$) de Gas Natural Comprimido (GNC).
$D_{m,i,j}$	Costo expresado en (\$/m ³) G_m , uso del Sistema de Distribución de gas combustible destinado a usuarios regulados, aplicable en el mes m , en el Mercado Relevante de Comercialización i y atendido por el comercializador j . No incluye la conexión al usuario final.
$Fpc_{m,i,j}$	Factor multiplicador de poder calorífico aplicable al componente del costo de distribución el mes m , en el Mercado Relevante de Comercialización i y atendido por el comercializador j .
$Cv_{m,i,j}$	Componente variable del costo de comercialización expresado en (\$/m ³) del gas combustible por redes de tubería destinado a usuarios regulados aplicable en el mes m , en el Mercado Relevante de Comercialización i y atendido por el comercializador j .
$Cc_{m,i,j}$	Costo unitario, expresado en (\$/m ³), correspondiente a la confiabilidad del servicio de gas combustible aplicable en el mes m y de conformidad con el valor definido por la CREG en resolución independiente. Mientras este es definido será cero.
$Cf_{m,i,j}$	Componente fijo del costo de comercialización expresado en pesos por factura del gas combustible por redes de tubería destinado a usuarios regulados aplicable en el mes m , en el Mercado Relevante de Comercialización i y atendido por el comercializador j .
$\beta\beta$	Pérdidas reconocidas. Este valor se determinará conforme al proceso establecido en la Resolución CREG 067 de 1995 (Código de Distribución de gas combustible) o aquellas que lo modifiquen, complementen o sustituyan.

Fuente: Elaboración propia con base a Resolución CREG 137 de 213.

ANEXO 2.3

TABLA 2.4
VARIABLES GLP

e	Planta de envasado del producto.
x	Empresa distribuidora de GLP.
m	Mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.
t	Año para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.
q	Es el tamaño del cilindro
z	Es el municipio o la cabecera municipal o el centro poblado donde se presta el servicio
Cue,x,m,t,q,z : Cue,x,m,t,q,z	Costo Unitario de Prestación del Servicio (\$/kg) para los usuarios servidos de la planta de envasado e de GLP, del distribuidor x, correspondiente al mes m, en el año t, por tamaño de cilindro q, localizados en el municipio o la cabecera municipal o el centro poblado z.
Ge,x,m Ge,x,m	Costo de compra del GLP (\$/kg) proveniente de la planta de envasado e, del distribuidor x, para el mes m.
Te,x,m : Te,x,m :	Costo de transporte por ducto desde las fuentes de origen hasta la salida del sistema de transporte (\$/kg), para el GLP proveniente de la Planta de Envasado e, de la empresa distribuidora x, para el mes m.
$NtNt$	Margen de Comercialización Mayorista (\$/kg) para el año t, determinado conforme a lo establecido en la Resolución CREG 035 de 1998 o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Cuando se aplica el cargo de transporte por ductos establecidos con base en la Resolución CREG 122 de 2008, este componente será igual a cero (0).
$ZtZt$	Margen de Seguridad (\$/kg.) para el año t. A partir de 2011 este componente es igual a cero (0).
De,x,m,q De,x,m,q	Cargo de Distribución (\$/kg) del GLP para entregas a Comercializadores Minoristas, proveniente de la Planta de Envasado e, de la empresa distribuidora x, para el mes m determinado, por tamaño de cilindro q.
$Dpve,x,m,q,z$ $Dpve,x,m,q,z$	Cargo de Distribución (\$/kg) del GLP para entregas a través de puntos de venta, proveniente de la planta de envasado e, de la empresa distribuidora x, para el mes m, por tamaño de cilindro q, en el municipio o la cabecera municipal o el centro poblado z.
Dte,x,m,z Dte,x,m,z	Cargo de Distribución (\$/kg) del GLP para entregas a través de tanques estacionarios, proveniente de la planta de envasado e, de la empresa distribuidora x, para el mes m, en el municipio, cabecera municipal o centro poblado z.

$C_{de,x,m,q}$ $C_{de,x,m,q}$	Cargo de Comercialización Minorista (\$/kg) para entregas de GLP a domicilio, envasado en la planta de envasado e, de la empresa distribuidora x, para el mes m, para el tamaño del cilindro q, para los usuarios del municipio o la cabecera municipal o el centro poblado z.
$C_{xe,x,m,q,z}$ $C_{xe,x,m,q,z}$	Cargo de Comercialización Minorista (\$/kg) para entregas de GLP en expendios, envasado en la Planta de Envasado e, de la empresa distribuidora x, para el mes m, para el tamaño de cilindro q, en el municipio, cabecera municipal o centro poblado z.

Fuente: Elaboración propia con base a la Resolución CREG 180 de 2009

CAPÍTULO 3

Análisis sobre la estructura y la organización industrial de los sectores de energía en Colombia

3.1. INTRODUCCIÓN

En las Leyes 142 y 143 de 1994, se destaca la promoción de la libre competencia como un pilar fundamental en la prestación de los servicios públicos domiciliarios y del sector eléctrico. En la Ley 142, los artículos 3 y 18 subrayan la necesidad de evitar monopolios y garantizar que las empresas operen con transparencia, fomentando un entorno competitivo. De igual manera, la Ley 143 en sus artículos 3 y 20 resalta la obligación del Estado de promover la competencia en actividades clave como la generación, transmisión y distribución de electricidad, así como de regular situaciones de monopolio natural de este sector.

En este contexto, la CREG tiene un papel esencial. Según el artículo 73 de la Ley 142, la CREG debe promover la competencia, evitar el abuso de posiciones dominantes y fomentar mercados eficientes. Por su parte, en la Ley 143, los artículos 21, 23 y 41 atribuyen a la CREG la responsabilidad de regular las tarifas, resolver conflictos y garantizar condiciones equitativas para todos los agentes del sector. Estas disposiciones consolidan a la CREG como un actor clave en la creación de un mercado energético competitivo, eficiente y orientado al beneficio de los usuarios finales.

En este sentido existe elementos de la estructura del mercado y organización industrial dentro de cada uno de los eslabones de la cadena de valor de los diferentes servicios domiciliarios de energía eléctrica, gas natural y GLP que pueden generar riesgos o afectaciones para el desarrollo de la libre competencia al interior de cada eslabón, la interacción entre estos o en el mercado.

Una de las características relevantes de estas cadenas de valor es la integración vertical, el cual es un elemento fundamental dado que tienen distintas implicaciones para el mercado porque si bien puede generar eficiencias y evitar la doble marginalización disminuyendo el precio de las tarifas, puede a su vez repercutir en prácticas anticompetitivas como el abuso de posición dominante.

Para el caso de los energéticos de los servicios públicos, las integraciones verticales tienen dos naturalezas, la primera de ellas es la integración entre actividades monopólicas y competitivas. Las cadenas de valor incluyen actividades monopólicas, como la distribución, transmisión, y transporte; y actividades competitivas, como la generación, comercialización, y suministro. La integración entre estas actividades puede generar riesgos si los

agentes integrados con actividades monopólicas restringen artificialmente la competencia en actividades competitivas, como al limitar el acceso a las redes, traducándose en altos costos para los competidores y en precios ineficientes para los usuarios.

Por su parte, puede existir una integración entre actividades competitivas, donde los agentes pueden generar barreras de acceso a los insumos requeridos para la prestación del servicio. Así mismo esta integración puede estar presente entre los energéticos como por ejemplo la integración entre generación de energía y producción de gas natural, donde el insumo esencial (gas natural) puede ser controlado por un agente que también participa en la generación. Esta dinámica puede dificultar el acceso de competidores al insumo, reduciendo la competencia en el mercado y favoreciendo prácticas anticompetitivas.

La integración vertical en los energéticos se puede evidenciar de distintas formas, la más clara es cuando una misma empresa participa en al menos dos eslabones de la cadena. Sin embargo, se configuran mecanismos de integración vertical más complejos por medio del control societario y competitivo.

El control societario se define en el artículo 260 del Código de Comercio, implica una relación en la que una sociedad está sometida al poder de decisión de otra persona o entidad (llamada matriz o controlante), el control competitivo tiene un alcance más amplio. Este último no requiere una relación formal de subordinación y se configura cuando un agente económico tiene la capacidad de influir en las decisiones estratégicas o en la política empresarial de otra compañía. La subordinación societaria, al exigir requisitos específicos y otorgar un control explícito y formal a la matriz, implica que siempre que exista subordinación societaria también habrá control competitivo. Sin embargo, el control competitivo no necesariamente implica subordinación societaria, porque no demanda los mismos elementos formales para su configuración (SIC, 2023).

El control competitivo tiene su vínculo con el concepto de control, según el numeral 4° del artículo 45 del Decreto 2153 de 1992, se define como la capacidad de influir, directa o indirectamente, en aspectos como la política empresarial, el inicio o cese de actividades, la variación en la naturaleza de dichas actividades o la disposición de los bienes y derechos esenciales para su desarrollo.

En este sentido, la CREG ha aplicado una serie de limitaciones a las empresas que participan en la cadena de valor de los energéticos como la restricción

de participaciones accionarias en determinados eslabones de cada uno de los sectores analizados en el estudio.

Para la energía eléctrica se han sido establecidas en las Res. CREG 128 de 1996, Res. CREG 056 de 1996, Res CREG 022 de 2001, como se muestra en la Tabla 3.1. para la energía eléctrica.

TABLA 3.1
LÍMITES DE PARTICIPACIÓN ACCIONARIA ENTE
ACTIVIDADES DE LA CADENA DE PRESTACIÓN
DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Eslabón	Producción/ Transporte Gas Natural	Generación	Transmisión	Distribución	Comercializa- ción
Producción/ Transporte Gas Natural		25%			
Generación	25%		15%	25%	
Transmisión		15%		15%	15%
Distribución		25%	15%		
Comercializa- ción			15%		

Fuente: Elaboración propia en base a las Resoluciones CREG

Así mismo, con los cambios establecidos a las posibilidades de las empresas del sector eléctrico de integrarse de acuerdo a lo establecido por el artículo 298 de la Ley 1955 de 2019, se introdujo límites sobre las empresas para hacer uso de su integración vertical, dado que ninguna empresa de servicios públicos domiciliarios que combine las actividades de generación, comercialización y/o distribución de energía, y que represente más del 25% de la demanda total del Sistema Interconectado Nacional, podrá abastecer más del 40% de la energía requerida para su mercado regulado utilizando recursos propios, de filiales o de empresas bajo su control.

En el caso del gas natural, la normativa vigente establece restricciones específicas orientadas a garantizar la competencia en el sector. Conforme al artículo 2 de la Resolución CREG 093 de 2006, se prohíbe la explotación de un campo productor bajo acuerdos de colaboración entre competidores, salvo que los productores interesados acrediten ante la CREG el cumplimiento de

los criterios señalados en el artículo 3 de la misma resolución. En cuanto al mercado de comercialización de gas natural, la Resolución CREG 057 de 1996 impuso un límite del 25% a la participación accionaria; sin embargo, esta restricción fue eliminada mediante la Resolución CREG 112 de 2007.

De igual forma, el artículo 6 de la Resolución CREG 057 de 1996 establece límites porcentuales de participación accionaria para prevenir la concentración del mercado y garantizar la independencia entre las distintas actividades de la cadena productiva. En este sentido, ninguna empresa productora, comercializadora o distribuidora puede poseer más del 25% del capital social de una transportadora, ni una transportadora puede exceder ese mismo porcentaje en empresas comercializadoras, distribuidoras o grandes consumidoras de gas.

Asimismo, las empresas productoras tienen un límite del 20% de participación individual en una distribuidora, con un tope acumulado del 30% para todas las productoras. Adicionalmente, las transportadoras tienen prohibido participar en actividades de comercialización de gas natural, salvo las excepciones previstas en el literal c del artículo en análisis. Para garantizar el cumplimiento de estas restricciones, las empresas involucradas están obligadas a certificarlo ante la CREG.

Teniendo en cuenta, la relevancia del tema debido a las disposiciones legales y normativas que se han implementado alrededor de la organización industrial de la estructura de los mercados de los energéticos de estudio. El presente capítulo realiza un análisis de los distintos agentes que componen la cadena de valor de los energéticos en estudio con énfasis en el periodo 2012-2022, índices de concentración y dominancia del mercado, así como problemáticas particulares identificadas en algunos de los eslabones con el fin de caracterizar el mercado, e indagar elementos que incentiven la competencia.

3.2. ENERGÍA ELÉCTRICA

El mercado de EE se caracteriza por una estructura compleja en la que intervienen actores públicos y privados, con roles específicos en la generación, transmisión, distribución y comercialización de la electricidad. Debido a su relevancia estratégica y su impacto directo en el desarrollo económico y la calidad de vida de la población, es fundamental que el Estado desempeñe un papel activo en la regulación del sector.

El esquema de regulación y vigilancia fue adoptado constitucionalmente en Colombia para los servicios públicos domiciliarios, (Betancur, 2024) según lo establecido por las leyes 142 y 143 de 1994, como se ha abordado en el capítulo anterior. La adopción de este esquema busca garantizar un suministro de electricidad confiable, accesible y equitativo para todos los ciudadanos y sectores productivos, promoviendo, además, la sostenibilidad ambiental y la innovación tecnológica en el caso de fuentes de energías renovables.

El sector eléctrico colombiano se articula en torno a una cadena de valor integrada por diversas etapas que aseguran el suministro eficiente de energía a los usuarios finales. Desde la *generación* hasta la *comercialización*, cada eslabón cuenta con una serie de actores que desempeñan funciones especializadas bajo un marco regulatorio establecido. Esta organización del mercado es esencial para garantizar la seguridad energética, el acceso al servicio y el equilibrio entre oferta y demanda en un país con una geografía diversa y una creciente necesidad de diversificación energética, (MinEnergía, 2021).

3.2.1. ESTRUCTURA Y ARQUITECTURA DEL MERCADO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

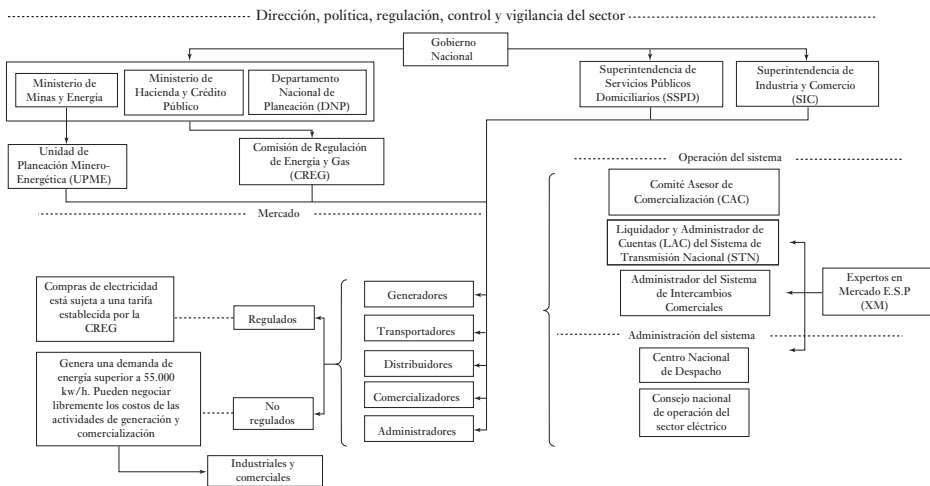
Partiendo de lo expresado en el capítulo inmediatamente anterior, los usuarios de EE se organizan en dos segmentos principales según sus características: regulados y no regulados. Los usuarios regulados, quienes acceden al servicio bajo tarifas definidas por las autoridades debido a su menor capacidad de negociación, como hogares y pequeños comercios; y usuarios no regulados, que son grandes consumidores con capacidad de negociar directamente sus condiciones de suministro, como industrias y grandes empresas.

Para ambos tipos de usuarios, las labores de inspección, vigilancia y control son supervisadas por organismos gubernamentales. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) tiene responsabilidades directas en la protección de los consumidores y en garantizar la calidad y continuidad del servicio. De manera indirecta, la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) vigila la competencia en actividades como la generación de energía; la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) establece tarifas eficientes y condiciones de mercado; y el Ministerio de Minas y Energía (MME) formula políticas públicas para garantizar el acceso y la asequibilidad del servicio.

En términos generales, en el sector eléctrico colombiano se atienden tres mercados: (i) *el Sistema Interconectado Nacional (SIN)*, que tiene la mayor

cantidad de usuarios según la SSPD (2023); (ii) *el de las Zonas No Interconectadas (ZNI)*, que para los departamentos de San Andrés, Providencia y Santa Catalina y del Amazonas se crearon áreas de servicios exclusivo bajo contratos de concesión (Betancur, 2024); y (iii) *de importación y exportación*. De acuerdo lo anterior, en esta sección se discute la organización del primer mercado debido a su tamaño e importancia. La cadena de valor del mercado SIN está compuesta por cuatro grandes eslabones que llevan la energía al usuario final: (i) *generadores*; (ii) *transmisores*; (iii) *distribuidores*; y (iv) *comercializadores*. La Ley 143 de 1994 permite la libre competencia en los eslabones de generación y comercialización, mientras que la transmisión, realizada a través del SIN, y la distribución, se consideran como monopolios naturales. Se realiza un análisis de la organización industrial del sector, partiendo de la cantidad de agentes que se observan en cada uno de los eslabones como se evidencia en la *Figura 3.1* que presenta la estructura actual del mercado de EE.

FIGURA 3.1
ESTRUCTURA DEL MERCADO DE EE



Fuente: Elaboración propia con base en CREG.

El mercado de energía mayorista (MEM) colombiano ha sido un referente en América Latina debido a su modelo competitivo, que combina mecanismos de corto y largo plazo. Sin embargo, enfrenta retos significativos derivados

de su alta dependencia de fuentes hidroeléctricas, su vulnerabilidad a fenómenos climáticos extremos y el creciente rol de las energías renovables no convencionales. Durante el periodo 2012–2022, este mercado experimentó transformaciones importantes, impulsadas por la evolución normativa, el desarrollo de infraestructura, y las fluctuaciones en la oferta y demanda de energía.

A continuación, se presenta un análisis detallado de los componentes del MEM, los principales tipos de transacciones y los cambios observados durante este periodo, con un enfoque en los retos y oportunidades que enfrenta el sistema eléctrico colombiano.

– MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

El mercado eléctrico colombiano se estructura para garantizar la operación eficiente, confiable y sostenible del sistema eléctrico. Desde su creación en 1995 bajo la Resolución CREG 024, el Mercado de Energía Mayorista (MEM) ha operado como un modelo competitivo que combina mecanismos de corto, mediano y largo plazo.

1. *Mercado de Corto Plazo (Bolsa de Energía)*: Funciona como un mercado spot donde los generadores ofrecen energía hora a hora, compitiendo por precio y disponibilidad.

2. *Mercado de Mediano Plazo (Contratos Bilaterales)*: Estabiliza los ingresos de los agentes mediante acuerdos entre generadores y comercializadores, mitigando riesgos asociados a la volatilidad del precio spot.

3. *Mercado de Largo Plazo (Cargo por Confiabilidad)*: El cargo por confiabilidad asegura suministro de energía en épocas críticas, remunerando a generadores por su capacidad operativa y financiado por los usuarios a través de sus facturas.

Ambos mercados están regulados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que establece normas para garantizar la eficiencia, confiabilidad y sostenibilidad del sistema eléctrico.

– LA BOLSA DE ENERGÍA

La bolsa de energía es el núcleo del mercado de corto plazo. En ella, los generadores ofrecen sus precios y disponibilidad de energía hora por hora para el día siguiente. El precio de la energía en bolsa se determina según el

costo del último generador necesario para satisfacer la demanda, un sistema que refleja los costos variables de producción y asegura transparencia en la formación de precios. Este mecanismo fomenta la competencia entre generadores, buscando que el costo final sea lo más bajo posible. Sin embargo, este modelo también presenta desafíos como la alta volatilidad y la posibilidad de que algunos agentes ejerzan poder de mercado, especialmente en épocas de restricciones hídricas o problemas de transmisión.

Adicionalmente, los generadores reciben un ingreso extra denominado “cargos por confiabilidad”, que compensa a las plantas por garantizar la entrega de energía firme durante condiciones hidrológicas críticas. Este sistema asegura que el país cuente con energía suficiente en escenarios de alta variabilidad climática, de acuerdo con expectativas a futuro, por lo que integra los escenarios de corto y largo plazo.

El funcionamiento de la bolsa no se limita al intercambio de ofertas y demandas. Involucra dos procesos: el operativo y el comercial. El proceso operativo, dirigido por el Centro Nacional de Despacho (CND), organiza la generación y transmisión de energía basándose en criterios de seguridad, confiabilidad y economía. Por su parte, el proceso comercial se encarga de la liquidación y distribución de los valores monetarios derivados de las transacciones, así como de la reconciliación de diferencias entre generación ideal y real.

Un aspecto clave en el funcionamiento del mercado es el despacho económico, que busca optimizar el uso de recursos de generación en condiciones de seguridad y confiabilidad. Este despacho se ajusta diariamente, incorporando variables como disponibilidad de generación, proyecciones de demanda y restricciones técnicas. A pesar de ser indicativo para la operación, este despacho ideal enfrenta limitaciones en la práctica debido a factores como inflexibilidades técnicas y condiciones extremas del sistema.

Las transacciones en la bolsa permiten que la energía fluya de manera eficiente desde los generadores hacia los comercializadores y, finalmente, hacia los usuarios finales. Entre los tipos de transacciones más comunes, se encuentran:

1. *Despacho Económico*: La asignación de generación se realiza según el orden de mérito de las ofertas, priorizando las más económicas para cubrir la demanda. El precio se define por el costo marginal de la unidad generadora más costosa requerida.

2. *Reconciliaciones*: Son ajustes que compensan las diferencias entre la generación ideal y la real. Estas pueden ser positivas o negativas, dependiendo de si un generador produjo más o menos energía de la prevista. Se aplican precios específicos para reconciliaciones en el ámbito térmico, hidráulico y en el servicio de regulación automática de generación (AGC).

3. *Despachos por Restricciones*: Se incluyen unidades generadoras que, aunque no son las más económicas, deben operar debido a restricciones técnicas, de seguridad o de transmisión. Estas operaciones pueden generar precios superiores al costo marginal.

4. *Precios de Bolsa*: Incluyen consideraciones de inflexibilidades técnicas y mecanismos que priorizan la seguridad del sistema.

– EL MERCADO DE MEDIANO PLAZO

Por otro lado, el mercado de contratos bilaterales ofrece un marco para mitigar el riesgo asociado a la volatilidad del precio de bolsa. Estos contratos son acuerdos entre generadores y comercializadores que permiten estabilizar los ingresos de los agentes y mitigar el riesgo de volatilidad en los precios de la bolsa. Los contratos son de naturaleza financiera y sus condiciones, incluyendo precios y cantidades, son libremente negociadas entre las partes.

Entre las modalidades más comunes de contratos se encuentran:

– *Pague lo Contratado*: El comprador paga por la totalidad de la energía contratada, independientemente de su consumo real. Este esquema brinda previsibilidad financiera, aunque puede generar riesgos para ambas partes si hay variaciones en la demanda o en la capacidad de generación.

– *Pague lo Demandado*: El comprador paga por su consumo real a precio de contrato, siempre que este sea menor o igual a la cantidad contratada. Cualquier exceso o déficit se liquida a precio de bolsa.

– *Pague lo Generado Real o Ideal*: La liquidación se basa en la generación real o en la ideal, según se pacte.

– *Contratos con Base y Tope*: Despachan energía cuando la demanda supera un umbral base, hasta un límite máximo definido.

– *Asignación Mínima*: Se despacha únicamente la energía disponible sobrante del generador.

Estos contratos permiten una mejor planificación de la operación y finanzas del sistema eléctrico, mientras diversifican los riesgos asociados al suministro energético.

El mercado mayorista de energía en Colombia, aunque ha funcionado ininterrumpidamente desde su creación enfrenta problemas que deben ser abordados para optimizar su desempeño, según diferentes autores. Uno de los problemas más críticos referido en la literatura es el ejercicio del poder de mercado por parte de algunos generadores: (i) principalmente en períodos de hidrología crítica, agravado en márgenes estrechos de oferta (McRae, Wolak. 2017); (ii) por comportamientos estratégicos que dependen de la posición en contratos de los generadores y de las diferencias esperadas entre los precios en ambos mercados (Pérez, Carabalí. 2021). Las condiciones como las restricciones de red, las bajas hidrologías, y la generación forzada y de seguridad facilitan estas prácticas, permitiendo que hasta el 40% de los ingresos de los generadores provengan de estas restricciones. (Pérez Herrera, 2004)

Las restricciones de transmisión y la dependencia hidroeléctrica generan fluctuaciones significativas. En épocas secas, los precios suben debido al mayor uso de plantas térmicas, mientras que en épocas húmedas los precios bajan, impactando el flujo de caja de las térmicas.

Asimismo, las señales de precios, tanto en el corto como en el largo plazo, pueden ser ineficientes. En el corto plazo, la volatilidad de precios afecta la planificación operativa; mientras que, en el largo plazo, la falta de señales claras puede desalentar la inversión en nueva capacidad de generación y transmisión.

— MERCADO LARGO PLAZO: CARGO POR CONFIABILIDAD

Según lo dispuesto en la Resolución 40590 de 2019 de MinEnergía, el cargo por confiabilidad es un mecanismo esencial implementado en Colombia desde 2006 para garantizar el suministro constante de energía eléctrica, particularmente en períodos de escasez de recursos hídricos ocasionados por fenómenos como El Niño. Este esquema está diseñado para remunerar a los generadores de energía por la disponibilidad de sus activos de generación, bajo el concepto de Energía Firme con Cargo por Confiabilidad (Enficc). Los generadores reciben pagos por mantener su capacidad máxima de generación operativa, lo que asegura que puedan suministrar energía cuando sea necesario.

La CREG, a través de subastas de Obligaciones de Energía en Firme, define cuáles generadores asumirán el compromiso de garantizar suministro

en épocas de escasez. En estas subastas, los generadores ofrecen la cantidad de energía que pueden proveer y el precio al cual están dispuestos a hacerlo. Los resultados de dichas subastas establecen los acuerdos de suministro de energía firme, asegurando suficiente disponibilidad incluso en condiciones críticas.

Adicionalmente, la CREG fija un precio de escasez que opera como un umbral. Si el precio de la energía en el mercado supera este límite, los generadores con compromisos de energía en firme deben cumplir con el suministro pactado. Este mecanismo garantiza que los generadores estén preparados para responder a las demandas críticas, evitando cortes de energía y promoviendo la estabilidad del sistema eléctrico.

El cargo por confiabilidad se refleja en las facturas mensuales de los consumidores de energía. Está incluido en el precio de la energía ofertada por los generadores y es financiado por los usuarios finales. Esto permite asegurar la disponibilidad de energía firme y satisfacer la demanda eléctrica incluso en contextos de escasez.

En este sentido el cargo por confiabilidad (CxC) en el sector eléctrico colombiano es una herramienta diseñada para garantizar la suficiencia de generación y fomentar inversiones en infraestructura eléctrica. Según la UPME (citada en Ospina & Mosquera, 2016), el CxC ha brindado señales económicas de inversión a largo plazo y permitido la estabilización de los ingresos de los generadores beneficiarios del cargo. Estos autores analizan algunas fallas del mecanismo, entre las cuales se pueden resaltar (Ospina & Mosquera, 2016): (i) el riesgo de que el costo de generación sea mayor al precio de escasez cuando de entrega la Obligación (de Energía Firme (OEF)), lo que contraría el principio de suficiencia financiera; (ii) las fallas o dificultades para que las plantas con OEF entreguen su energía cuando se requiere, siendo necesario que la SSPD establezca sistemas de medición de la eficiencia en la gestión de los generadores beneficiarios del cargo; (iii) fomentar la diversificación del portafolio de generación con la entrada de las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER)

Uno de los casos emblemáticos que expone las debilidades del sistema es el de Termocandelaria S.C.A. E.S.P., donde las fallas en auditorías y mecanismos de control generaron traumatismos significativos en el Sistema Interconectado Nacional (Paredes Torres, 2021). Estas falencias muestran cómo el marco regulatorio actual permite que empresas con incumplimientos graves sigan operando, lo que aumenta los riesgos operativos y sobrecarga

al Estado. Adicionalmente, la falta de propiedad directa sobre las plantas de generación por parte de algunos actores dificulta las intervenciones regulatorias, destacando la necesidad de sanciones más proporcionales y de un control más robusto por parte de las autoridades competentes.

Para superar estos desafíos, se proponen varias reformas que incluyen fomentar fuentes no convencionales de energía adaptadas a las condiciones locales y fortalecer la vigilancia sobre generadores y comercializadores. Estas medidas no solo reducirían el impacto de la volatilidad en el mercado, sino también garantizarían una asignación más eficiente de los recursos, promoviendo la sostenibilidad del sistema eléctrico colombiano.

3.2.2. ANÁLISIS DE ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

I. GENERACIÓN

La actividad de generación eléctrica es fundamental para garantizar el suministro continuo de energía a hogares, industrias y empresas, lo que la convierte en un pilar esencial de la sociedad económica. Esta actividad se basa en transformar energía primaria, obtenida directamente de la naturaleza (como gas natural, carbón, agua, energía solar y biomasa), en energía secundaria, que es más accesible y utilizable. De acuerdo con el balance energético colombiano (BECO), las fuentes primarias de generación se dividen en no renovables, como los combustibles fósiles utilizados en plantas térmicas como el petróleo, gas natural, y carbón mineral, y renovables, como la energía solar, eólica e hidroenergía.

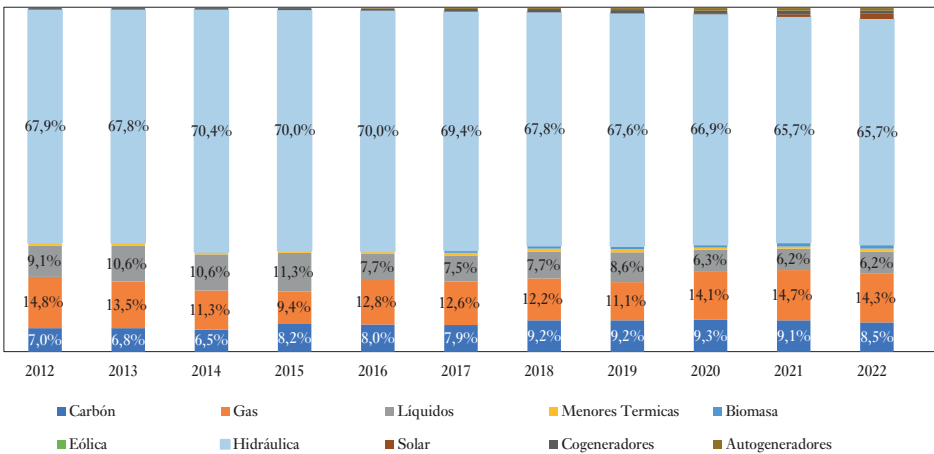
Es fundamental destacar que la energía puede clasificarse atendiendo a diversos criterios: su naturaleza renovable o no renovable, su grado de disponibilidad (convencionales o no convencionales), y la forma en que se utiliza, distinguiéndose entre energías primarias y secundarias. Según el criterio de disponibilidad, las fuentes de energía convencionales son aquellas que desempeñan un papel significativo en los balances energéticos de los países industrializados, como los combustibles fósiles y la energía hidroeléctrica. Por otro lado, las fuentes de energía no convencionales se refieren principalmente a aquellas de origen renovable, como la energía solar, eólica y geotérmica, las cuales, debido a estar en una etapa de desarrollo tecnológico

para su implementación a gran escala, presentan una participación limitada en la cobertura de la demanda energética.

La elección entre fuentes de energía no renovables y renovables depende de factores como la disponibilidad de recursos, costos, políticas gubernamentales y demanda energética. Mientras las fuentes no renovables aún predominan, la creciente preocupación por el cambio climático y la sostenibilidad ha impulsado el desarrollo de tecnologías renovables, como paneles solares y aerogeneradores. Las energías renovables ofrecen beneficios a largo plazo, incluyendo la reducción de emisiones contaminantes, la mejora de la calidad ambiental y la preservación de la biodiversidad. Aunque la transición hacia estas fuentes requiere inversiones iniciales elevadas.

Ahora bien, de acuerdo con el reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado de XM de los años 2012 al 2022, las fuentes de energías no renovables utilizadas en Colombia para dichos años fueron: gas natural, carbón y combustibles líquidos, entre los cuales están el combustóleo, ACPM, JETI, GAS-JET AI. Por el otro lado, las fuentes de energía renovables utilizadas en Colombia son: hidráulica (atributo que depende de la gestión que se haga del recurso), solar, biomasa y eólica.

GRÁFICA 3.1
CAPACIDAD INSTALADA TOTAL 2012-2022



En la última década, la capacidad instalada de generación eléctrica en Colombia ha crecido significativamente, pasando de 14,302 MW en 2012 a

19,114 MW en 2022, lo que representa un incremento del 33.7%. Este crecimiento refleja los esfuerzos del país por diversificar su matriz energética y garantizar la seguridad energética, especialmente frente a fenómenos climáticos extremos como El Niño. Aunque las fuentes convencionales, como hidráulica y térmicas (carbón, gas y líquidos), han mantenido un papel predominante, se observa un cambio gradual hacia fuentes no convencionales, como solar, biomasa y eólica, que contribuyen a la sostenibilidad del sistema.

La capacidad instalada de generación a partir de carbón en Colombia ha mostrado variaciones moderadas en la última década, pasando de 997 MW en 2012 a 1,634 MW en 2022. Este crecimiento refleja su papel estratégico como respaldo en la matriz energética, especialmente en años secos, cuando las hidroeléctricas, que son la principal fuente de generación, enfrentan limitaciones debido a la reducción de los caudales. En estos periodos, las plantas a carbón y otras fuentes térmicas cobran mayor relevancia para garantizar el suministro eléctrico, compensando la menor disponibilidad de energía hídrica. Sin embargo, en años con abundancia de lluvias, la utilización de las plantas a carbón tiende a disminuir, lo que limita su expansión, dado su mayor costo operativo y el impacto ambiental asociado. Por tanto, la capacidad instalada de carbón en Colombia está íntimamente ligada a las condiciones climáticas y a la necesidad de equilibrar la matriz energética frente a fenómenos extremos como El Niño.

Por lo tanto, la estabilidad y la riqueza de reservas de carbón en Colombia han hecho de esta fuente una opción confiable, aunque ambientalmente costosa, considerando su impacto en términos de emisiones de dióxido de carbono. Por otro lado, gas natural ha desempeñado un papel fundamental en la matriz energética colombiana, especialmente como una fuente térmica confiable para respaldar la generación eléctrica en momentos de alta demanda o escasez hídrica. Durante el periodo 2012-2022, la capacidad instalada de generación a gas mostró fluctuaciones significativas, empezando con 2,122 MW en 2012, descendiendo a un mínimo de 1,548 MW en 2015, y recuperándose a 2,742 MW en 2022, un crecimiento del 29.2% en comparación con el inicio de la década.

Las variaciones de generación a partir de gas natural se explican, en parte, por su rol como tecnología de respaldo, que se activa principalmente durante los periodos secos, como los asociados al fenómeno de El Niño. En años de abundancia hídrica, las plantas a gas tienden a operar menos, lo que puede desalentar nuevas inversiones en esta tecnología debido a sus altos costos

fijos y bajos niveles de utilización en condiciones normales. Sin embargo, su flexibilidad operativa y capacidad de respuesta rápida la convierten en un recurso estratégico para el sistema eléctrico colombiano, especialmente en situaciones de emergencia.

El incremento en la capacidad instalada a gas natural en los últimos años responde también a políticas orientadas a diversificar la matriz energética, reducir la dependencia del carbón y aprovechar la infraestructura de transporte de gas natural existente en el país. Este crecimiento coincide con el aumento de la producción de gas natural en Colombia y la expansión de las plantas de ciclo combinado, que permiten una mayor eficiencia en la generación.

A pesar de su importancia, el uso del gas natural enfrenta desafíos asociados a la variabilidad de su disponibilidad y precios, así como a las metas de transición energética. Si bien sigue siendo una alternativa menos contaminante que el carbón o los líquidos, el gas natural debe competir con fuentes renovables no convencionales, que están ganando terreno en la matriz energética gracias a sus menores costos operativos y beneficios ambientales. En el contexto actual, el gas natural se posiciona como un recurso de transición clave, proporcionando estabilidad al sistema eléctrico mientras Colombia avanza hacia una matriz más limpia y sostenible.

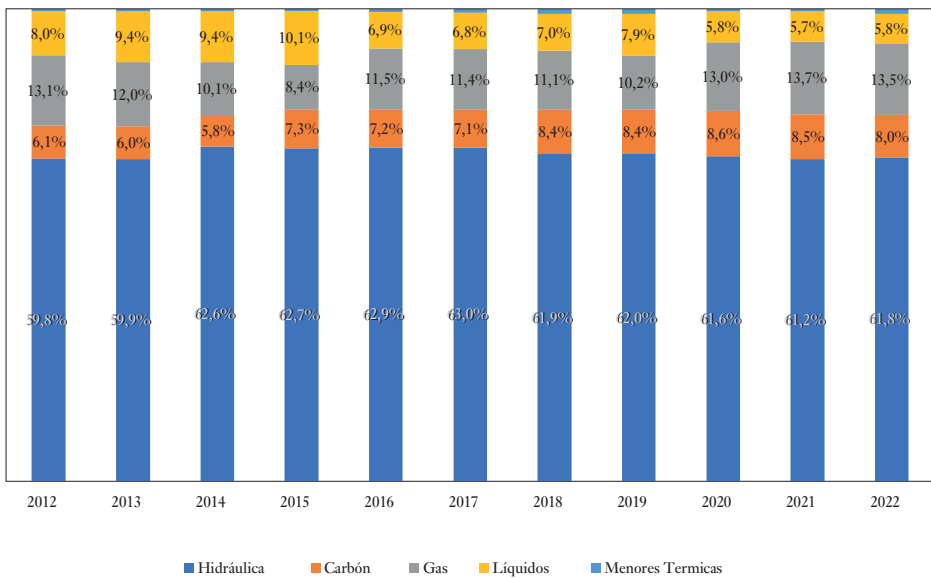
Los combustibles líquidos, como el combustóleo, son una fuente de respaldo estratégica en la matriz energética de Colombia, utilizada principalmente en períodos de escasez hídrica. Su capacidad instalada fluctuó entre 1,307 MW en 2012 y 1,180 MW en 2022, con un pico de 1,856 MW en 2015, reflejando su papel crucial durante emergencias asociadas al fenómeno de El Niño. Sin embargo, su uso ha disminuido en años recientes debido a su alto costo, impacto ambiental y el avance de las fuentes renovables. Aunque seguirán siendo necesarios como respaldo, su participación está destinada a reducirse en el marco de la transición energética del país.

Las hidroeléctricas han sido históricamente el pilar de la matriz energética de Colombia, caracterizándose por su alta participación en la capacidad instalada y en la generación eléctrica. Entre 2012 y 2022, la capacidad instalada hídrica pasó de 9,718 MW a 12,549 MW, representando un crecimiento del 29%. Aunque su participación relativa en la matriz energética disminuyó levemente del 68% al 65.6% debido al crecimiento de otras fuentes, las hidroeléctricas siguen siendo la columna vertebral del sistema eléctrico colombiano, especialmente en términos de generación, donde superan el 60% anual capacidad instalada.

Este crecimiento refleja el continuo desarrollo de proyectos hidroeléctricos destinados a satisfacer la creciente demanda eléctrica y garantizar la estabilidad del sistema. Ejemplos emblemáticos incluyen la construcción de grandes proyectos como Hidroituango, diseñado para ser el mayor generador hídrico del país. No obstante, el desarrollo de estos proyectos no está exento de desafíos, que van desde los costos elevados y los retrasos en su construcción, hasta las tensiones sociales y ambientales en las comunidades afectadas por la construcción de represas y embalses.

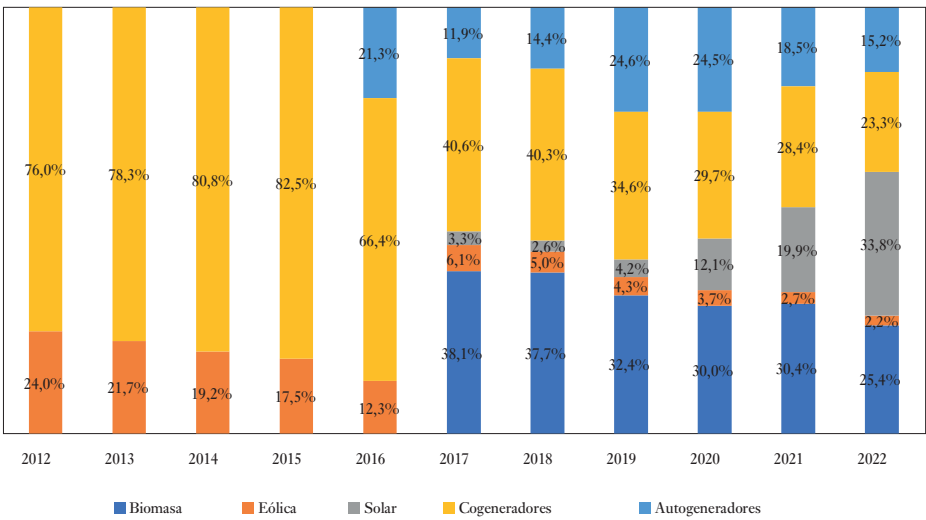
Las hidroeléctricas ofrecen ventajas significativas, como su capacidad para generar energía a bajo costo y su contribución a la reducción de emisiones de carbono, lo que las posiciona favorablemente en el marco de la transición energética. Sin embargo, su desempeño está directamente ligado a las condiciones climáticas, lo que las hace vulnerables en años secos, especialmente durante fenómenos como El Niño. En estos periodos, la reducción de los caudales disminuye significativamente su capacidad de generación, lo que obliga a depender de fuentes térmicas más costosas y contaminantes para mantener el suministro.

GRÁFICA 3.2
CAPACIDAD INSTALADA DE FUENTES DE ENERGÍA
CONVENCIONALES 2012-2022



La evolución de las fuentes convencionales y no convencionales en Colombia muestra un contraste significativo en cuanto a la capacidad instalada y su participación en la matriz energética. Mientras que las fuentes convencionales, como la hidráulica, gas y carbón, han dominado la oferta energética durante décadas, las fuentes no convencionales, como la solar, biomasa y eólica, están emergiendo con un crecimiento acelerado en los últimos años.

GRÁFICA 3.3
CAPACIDAD INSTALADA DE FUENTES DE ENERGÍA NO
CONVENCIONALES 2012-2022



Fuente: Elaboración propia con base en XM (2024).

La biomasa ha sido una fuente de energía emergente en Colombia, con una capacidad instalada de 0 MW en los primeros años de la década y un notable crecimiento a partir de 2017, alcanzando 209,84 MW en 2022. Este tipo de energía tiene un impacto importante en la diversificación de la matriz energética, ya que la biomasa utiliza residuos orgánicos, lo que además promueve la sostenibilidad y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Aunque su capacidad instalada es baja en comparación con las fuentes convencionales, el crecimiento progresivo de esta fuente indica un interés en su potencial, sobre todo en regiones rurales donde hay abundancia de biomasa disponible.

La energía solar ha experimentado el crecimiento más acelerado entre las fuentes no convencionales, pasando de 0 MW en 2012 a 278,66 MW en 2022. Este crecimiento se debe principalmente a la disminución de los costos de las tecnologías solares y el apoyo estatal a proyectos solares a gran escala. La energía solar ha mostrado ser una opción viable en áreas con alta irradiación solar, y su participación en el mercado seguirá en aumento, particularmente con las subastas y los incentivos que han atraído tanto a inversionistas nacionales como internacionales.

La energía eólica ha mantenido una capacidad instalada constante de alrededor de 18 MW durante los años analizados. Aunque este valor es bajo, la energía eólica tiene un alto potencial en Colombia, especialmente en las zonas costeras y vientos fuertes. Sin embargo, la falta de infraestructura y los altos costos iniciales son obstáculos para su expansión. Este tipo de energía está recibiendo un interés creciente por parte de inversionistas privados y autoridades gubernamentales, quienes buscan incrementar su participación dentro de la matriz energética para diversificar las fuentes de generación.

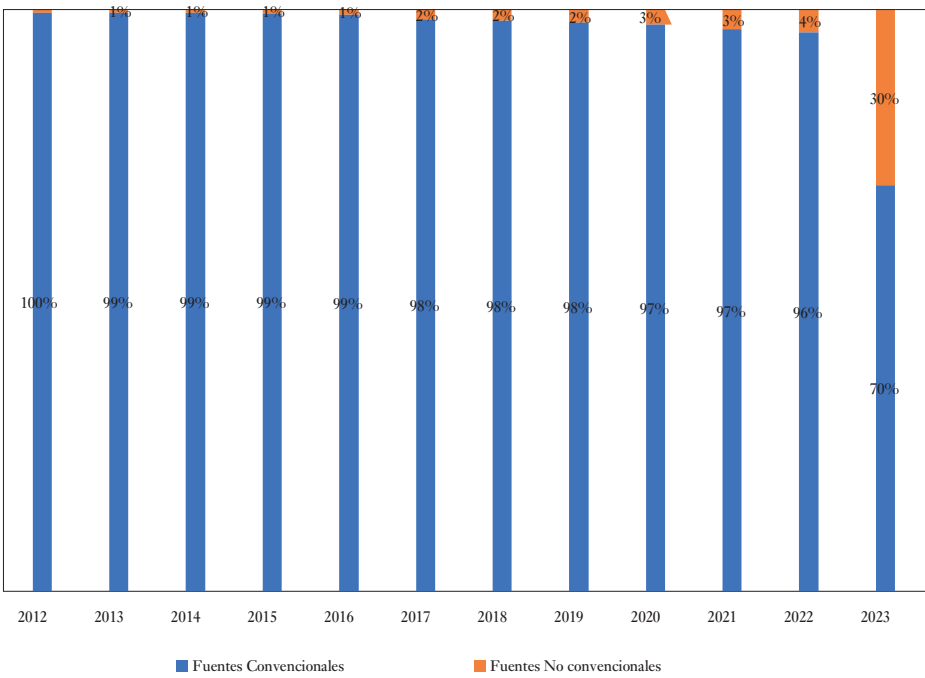
Los cogeneradores también han mostrado una tendencia creciente, pasando de 57 MW en 2012 a 192,5 MW en 2022. La cogeneración es una tecnología eficiente que permite generar electricidad y calor simultáneamente, principalmente a partir de recursos como el gas o la biomasa. A pesar de ser una fuente no convencional, los cogeneradores tienen la ventaja de ser más rentables y flexibles, lo que les permite competir en el mercado energético con un impacto menor en la sostenibilidad.

Los autogeneradores tienen una capacidad instalada más modesta, pero han mostrado un crecimiento estable en los últimos años, pasando de 0 MW en 2012 a 125,44 MW en 2022. Estos sistemas permiten a las empresas generar su propia electricidad, lo que no solo mejora la eficiencia energética, sino que también reduce los costos operativos. La proliferación de autogeneradores es una tendencia positiva para el país, ya que puede reducir la presión sobre el sistema eléctrico nacional y fomentar una mayor independencia energética a nivel local.

El crecimiento exponencial en la generación de fuentes no convencionales, especialmente en la última década, ha transformado la organización industrial del sector energético colombiano. La expansión de proyectos hidroeléctricos de gran escala ha consolidado un modelo industrial caracterizado por economías de escala, con empresas dominantes que concentran gran parte de la capacidad instalada.

Por otro lado, el desarrollo emergente de tecnologías como la solar y la biomasa ha fomentado un ecosistema industrial más diverso, con la entrada de pequeños y medianos actores al mercado, impulsados por incentivos gubernamentales y la reducción de costos tecnológicos. Este cambio también ha estimulado la creación de nuevas cadenas de suministro, como la fabricación de paneles solares y la gestión de residuos agrícolas para biomasa, promoviendo una mayor descentralización del sector y fortaleciendo el tejido industrial en regiones apartadas del país.

GRÁFICA 3.4
COMPARACIÓN PARTICIPACIÓN CAPACIDAD
INSTALADA: FUENTES CONVENCIONALES VS.
NO CONVENCIONALES (2012-2022)



Fuente: Elaboración propia con base en XM (2024).

El análisis de la evolución de las fuentes convencionales y no convencionales en Colombia entre 2012 y 2022 muestra una clara tendencia de crecimiento tanto en la capacidad instalada de fuentes convencionales como en las no convencionales, aunque con ritmos y magnitudes diferentes.

En cuanto a las fuentes convencionales, la capacidad instalada creció de 16,239 MW en 2012 a 20,311.48 MW en 2022, lo que representa un incremento constante y moderado de aproximadamente un 25% en este período. Este aumento refleja la consolidación de fuentes tradicionales como la hidráulica, gas y carbón, que siguen siendo la base principal de la generación de electricidad en Colombia.

Por otro lado, las fuentes no convencionales, que incluyen solar, eólica, biomasa y autogeneradores, experimentaron un crecimiento mucho más acelerado. En 2012, la capacidad instalada en este segmento era de apenas 75 MW, mientras que en 2022 alcanzó los 824.86 MW, lo que equivale a un aumento de más del 1000% en la última década. Este crecimiento refleja la implementación y expansión de tecnologías renovables, especialmente solar y eólica, que han ganado terreno debido a políticas públicas favorables y la disminución de costos tecnológicos.

En términos de participación, las fuentes convencionales siguen dominando la matriz energética colombiana, pero las fuentes no convencionales están aumentando su presencia a un ritmo acelerado. Este cambio gradual implica una diversificación de la matriz energética hacia fuentes más limpias y sostenibles, en línea con las tendencias globales y las necesidades de transición energética del país. Sin embargo, a pesar del rápido crecimiento de las fuentes no convencionales, las convencionales siguen siendo fundamentales para garantizar la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico, especialmente en épocas de alta demanda o en condiciones climáticas adversas.

Este cambio representa un avance hacia una matriz energética más limpia y sostenible, alineada con los compromisos internacionales de mitigación del cambio climático. En este aspecto, es pertinente resaltar que si bien la participación en materia de generación de la energía *solar* y *eólica* es incipiente (2,0% en 2023), el país cuenta con un alto potencial impulsado para la entrada de nuevos agentes. En los próximos años, si la capacidad aprobada entra efectivamente en funcionamiento, la participación de este tipo de energías en la matriz de generación se estime que se incremente a 40% en 2027 (Vega y Muñoz, 2023), lo cual permitirá la entrada de nuevos agentes.

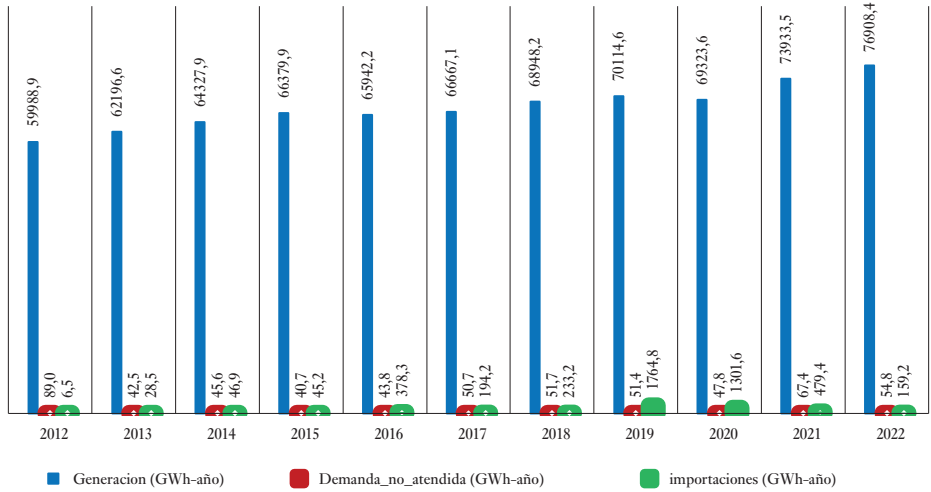
La coexistencia de fuentes convencionales y no convencionales en la matriz energética colombiana ha generado un modelo industrial dual, con estructuras organizativas y dinámicas competitivas diferenciadas. Mientras que las fuentes convencionales están dominadas por grandes conglomerados con inversiones en extracción y generación centralizada, las fuentes no convencionales han

impulsado la diversificación y la descentralización del sector, con el surgimiento de nuevos actores y modelos de negocio más ágiles y sostenibles. Este escenario plantea desafíos para la coordinación entre ambas áreas, ya que la integración de no convencionales renovable en un sistema energético históricamente dependiente de convencionales requiere de inversiones en infraestructura de transmisión, almacenamiento y digitalización. La organización industrial, por tanto, se encuentra en un punto de inflexión que demanda una mayor colaboración entre el sector público y privado para garantizar un equilibrio entre sostenibilidad, seguridad energética y competitividad.

— OFERTA Y DEMANDA DE LA GENERACIÓN
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La ley de la conservación de la energía, en un sistema de potencia el balance de potencia asegura que la energía generada (Oferta) tiene que ser igual a la energía consumida (Demanda). La oferta de energía eléctrica según Sinergox XM conformada por: Generación (GWh), Importaciones (GWh) y la demanda no atendida (GWh), cuyo compartimiento es creciente entre 2012 al 2022, como se observa en la Gráfica 3.5.

GRÁFICA 3.5
OFERTA NACIONAL 2012-2022



Fuente: Elaboración propia con base en XM (2024).

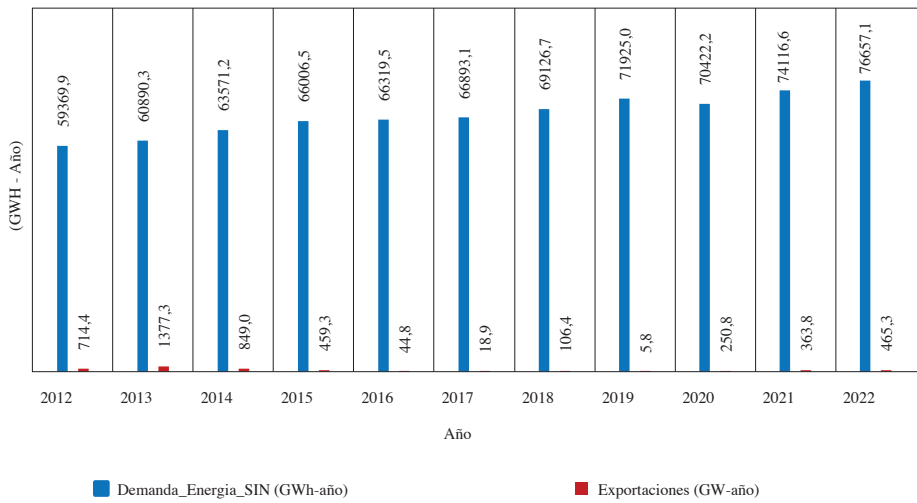
La generación de energía eléctrica en Colombia ha mostrado un crecimiento constante en la última década, pasando de 59.988.9 GWh en 2012 a 76.908.4 GWh en 2022, un aumento del 28.3%. Este incremento responde al crecimiento poblacional, la expansión industrial y el desarrollo económico, que han elevado la demanda energética. Este contexto ha requerido inversiones significativas en capacidad instalada y diversificación de fuentes de generación. Sin embargo, la oferta enfrenta desafíos, como la demanda no atendida, que pasó de 89.0 GWh en 2012 a 54,8 GWh en 2022, mostrando una reducción general pero aun evidenciando problemas en la infraestructura y en la atención en regiones apartadas. Estos valores, aunque menores al 0,1% de la generación total, reflejan la necesidad de continuar mejorando el sistema energético para garantizar una cobertura más eficiente.

Por otro lado, las importaciones de energía eléctrica han fluctuado significativamente. En 2012 representaron solo 6,5 GWh, pero alcanzaron picos importantes en 2016 (378,3 GWh) y 2019 (1,764.8 GWh), impulsadas por fenómenos como El Niño, que afectaron la generación hidroeléctrica, principal fuente del país. En 2022, las importaciones cayeron a 159.2 GWh, reflejando una mejora en la capacidad de generación interna o condiciones más favorables en el mercado energético. Estos datos resaltan la dependencia histórica de Colombia de su matriz hidroeléctrica y la necesidad de robustecer el sistema ante desafíos climáticos y de demanda.

Por el otro lado, para caracterizar la demanda es necesario entender que de acuerdo con Sinergox de XM, la demanda de energía eléctrica está conformada por: Exportaciones (GWh), Demanda de energía del SIN(GWh), en este sentido la demanda de energía nacional para el periodo del 2012 al 2022, presenta un crecimiento constante.

Durante el período 2012-2022, la demanda de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia creció un 29,1%, aumentando de 59,369.9 GWh en 2012 a 76,657.1 GWh en 2022. Este crecimiento estuvo impulsado por la expansión económica, el desarrollo urbano y el crecimiento demográfico, aunque se registraron variaciones, como en 2020, cuando la demanda cayó a 70,422.2 GWh debido a la pandemia de COVID-19. Este incremento constante de la demanda ha requerido inversiones significativas en infraestructura eléctrica, proyectos de energía renovable y programas de eficiencia energética para garantizar un suministro sostenible y mitigar el impacto ambiental del aumento en el consumo.

GRÁFICA 3.6
DEMANDA NACIONAL 2012-2022



Fuente: Elaboración propia con base en XM (2024).

Las exportaciones de energía eléctrica de Colombia también mostraron un comportamiento variable en la última década. En 2012, se exportaron 714.4 GWh, alcanzando un máximo de 1,377.3 GWh en 2013 gracias a acuerdos comerciales con países vecinos. Sin embargo, a partir de 2014, las exportaciones disminuyeron drásticamente, llegando a solo 5.8 GWh en 2019, debido a la creciente demanda interna y la inestabilidad en los mercados regionales. En 2022, las exportaciones se recuperaron a 465.3 GWh, reflejando una mayor capacidad de generación y estabilidad en las relaciones comerciales, aunque con un enfoque prioritario en satisfacer la demanda interna en años de alta exigencia.

Este equilibrio entre la demanda interna y las exportaciones subraya la necesidad de una planificación integrada en el sector eléctrico colombiano. Mientras las exportaciones representan una oportunidad estratégica para fortalecer el rol de Colombia en el mercado eléctrico regional, es crucial garantizar que el suministro local no se vea afectado. Además, la participación en la integración energética regional, mediante acuerdos bilaterales y proyectos conjuntos, es esencial para aprovechar plenamente el potencial de exportación, asegurar la sostenibilidad y fomentar la competitividad del sector eléctrico colombiano.

— AGENTES DE LA GENERACIÓN

Entre 2012 y 2022, el número de agentes generadores registrados en XM, el operador del mercado eléctrico colombiano mostró una tendencia general de crecimiento con fluctuaciones anuales. El registro pasó de 42 agentes en 2012 a 74 en 2022, lo que representa un incremento acumulado del 76,2%. Este crecimiento refleja un panorama dinámico en el sector de generación eléctrica en Colombia, caracterizado por la entrada de nuevos participantes y cambios en la estructura del mercado. Sin embargo, las fluctuaciones interanuales indican que el crecimiento no fue lineal, mostrando caídas en algunos años, como 2013, 2017 y 2021, donde hubo una disminución en el número de agentes activos.

TABLA 3.2
AGENTES ACTIVOS GENERADORES 2012-2022

GENERADOR		
AÑO	AGENTES ACTIVOS	CRECIMIENTO DE AGENTES PARA ESE AÑO
2012	42	0
2013	40	-2
2014	44	4
2015	44	0
2016	56	12
2017	55	-1
2018	58	3
2019	60	2
2020	67	7
2021	66	-1
2022	74	8

Fuente: Elaboración propia con base en XM (2024).

En 2013, hubo una disminución de 2 agentes en la participación del mercado, lo que puede estar asociado a factores como dificultades financieras o regulatorias que afectaron la continuidad de operaciones de ciertos generadores. Algo similar ocurrió en 2017 y 2021, donde hubo la salida de un agente en cada año. Estos descensos destacan los retos a los que se enfrentan

los generadores en un mercado altamente competitivo y regulado, en el cual las barreras de entrada y salida pueden ser significativas.

En el periodo de 2012 a 2015, el número de agentes activos se mantiene relativamente estable, con un pequeño descenso en 2013 (de 42 a 40) y un crecimiento moderado en 2014 (de 40 a 44). Sin embargo, para 2015, se mantiene constante en 44 agentes. Este comportamiento podría estar relacionado con la consolidación de los generadores existentes, donde el mercado no muestra una necesidad inmediata de nuevos jugadores. La estabilidad en la participación de agentes podría reflejar una fase de maduración del mercado o una falta de incentivos para nuevos participantes debido a la concentración de generación en fuentes tradicionales, como la hidráulica y térmica.

A partir de 2016, se observa un crecimiento más marcado, con un aumento de 12 agentes activos (de 44 a 56). Este incremento podría estar relacionado con el impulso de fuentes no convencionales de energía, como las renovables, que empezaron a ganar relevancia en este período. La diversificación del mercado y el interés en nuevas tecnologías como la solar y eólica, impulsado por políticas gubernamentales favorables, puede haber incentivado la entrada de nuevos generadores. A pesar de un ligero descenso en 2017 (de 56 a 55), el número de agentes sigue creciendo en 2018 y 2019, alcanzando los 60. Esto indica un ambiente más competitivo y dinámico para los nuevos agentes en el sector energético, favorecido por la apertura a nuevas fuentes de energía y la competencia.

Durante este periodo, la cantidad de agentes activos crece de manera constante. En 2020, el número de agentes aumenta a 67, con un aumento de 7 respecto al año anterior, y en 2021 y 2022 continúa con un crecimiento más moderado, alcanzando los 74 agentes activos al final de 2022. Este crecimiento puede estar relacionado con la mayor adopción de energías renovables no convencionales, como la solar y la biomasa, que se han visto favorecidas por la transición energética global y las políticas de energías limpias implementadas por el gobierno colombiano. Además, la crisis energética ocasionada por fenómenos climáticos como El Niño podría haber impulsado la diversificación de fuentes, incentivando la entrada de nuevos generadores.

El incremento general en el número de agentes registrados refleja un sector en evolución, con una apertura hacia la diversificación de actores y tecnologías. Esto tiene importantes implicaciones para la organización industrial del mercado eléctrico colombiano. Por un lado, un mayor número de agentes fomenta la competencia, lo que puede traducirse en

precios más competitivos para los consumidores finales. Por otro lado, la entrada de nuevos generadores, especialmente aquellos enfocados en energías renovables, ayuda a diversificar la matriz energética, reduciendo la dependencia de fuentes tradicionales como la hidroeléctrica y los combustibles fósiles.

Sin embargo, el crecimiento en el número de agentes también implica una mayor complejidad para la gestión del sistema eléctrico. Un mayor número de participantes requiere una coordinación más efectiva en la operación del mercado y en la integración de generación intermitente, como la eólica y la solar. Además, los retos incluyen la necesidad de una regulación más robusta que permita la convivencia de generadores grandes y pequeños en un mercado equilibrado. Adicionalmente, la volatilidad en el número de agentes registrados, como lo demuestran las caídas en ciertos años, evidencia la existencia de barreras que podrían desincentivar la permanencia de algunos actores. Esto resalta la importancia de políticas públicas que garanticen la estabilidad del mercado y apoyen a los nuevos participantes durante las fases iniciales de sus operaciones.

Entre 2012 y 2022, la participación por generación real transada (GWh) de los agentes principales en la generación de energía en Colombia experimentó fluctuaciones notables, reflejando cambios en la estructura del mercado y el entorno competitivo del sector eléctrico. Durante este periodo, Empresas Públicas de Medellín (EPM), Emgesa la cual en el 2022 se fusiono dando paso al nacimiento de Enel Colombia, Isagen, Generadora y Comercializadora De Energía Del Caribe, Aes Chivor & CIA, Empresa de Energía Del Pacifico (EPSA) el cual en el 2019 EPSA cambio de denominación a CELSIA COLOMBIA, fueron los actores más dominantes.

El porcentaje combinado de participación de los principales agentes osciló durante el periodo, pasando de un 86,6% en 2012 a un 82,4% en 2022. Aunque esto refleja un leve descenso en la concentración del mercado, el sector sigue estando dominado por un grupo reducido de empresas. Sin embargo, la diversificación de la matriz energética y la entrada de nuevos actores han comenzado a fragmentar lentamente la concentración, promoviendo una mayor competencia y diversificación. Este proceso de diversificación tiene implicaciones positivas para la confiabilidad y sostenibilidad del sistema eléctrico colombiano. Al reducir la dependencia de un grupo limitado de generadores, el sistema se vuelve menos vulnerable a interrupciones o fallos operativos de agentes individuales. Sin embargo, también plantea desafíos

en términos de coordinación y regulación, especialmente en la integración de tecnologías intermitentes como la solar y la eólica.

TABLA 3.3
PARTICIPACIÓN POR GENERACIÓN DE LOS 6 AGENTES
PRINCIPALES EN LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN 2012-2022

AGENTE GENERADOR	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	26	23,3	21,2	21,03	20,33	24,96	22,87	21,48	22,28	24,96	26,64
Emgesa S.A. E.S.P. / ENEL COLOMBIA S.A. ESP ¹	22,2	20,7	21,3	20,66	22,76	17,98	20,57	22,04	20,47	17,98	17,82
Isagen S.A. E.S.P.	16,1	16,6	16,5	19,27	17,87	22,18	20,29	18,32	17,93	22,18	23,80
Generadora y Co- mercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P.	9	11	11,7	10,48	4,82	2,7	2,7	4,64	5,49	6,68	7,32
AES Chivor & CIA. S.C.A. E.S.P.	7,8	5,4	6,2	6,18	6,63	7,22	7,22	6,38	3,83	3,54	2,85
Empresa de Energía del Pacifico s.a. E.S.P. / Celsia Colombia S.A. E.S.P. ²	5,5	5,6	5,6	4,27	4,32	4,32	5,53	5,38	5,57	4,57	3,97
Total	86,6	82,6	82,5	81,9	76,73	79,4	79,2	78,2	75,5	79,9	82,4

Fuente: Elaboración propia con base en XM (2024).

Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (EPM) ha mantenido una participación significativa en la generación de energía, con un 26% en 2012 y un aumento a 26.64% en 2022. Este crecimiento subraya su capacidad para adaptarse a

1 El 1 de marzo de 2022, se formalizó la fusión por absorción de Emgesa S.A. E.S.P., Codensa S.A. E.S.P., En el Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. y Essa2 SpA. Este proceso dio origen a Enel Colombia, una empresa con operaciones en cuatro países: Colombia, Panamá, Guatemala y Costa Rica.

2 En 2015, se llevó a cabo la integración administrativa de las operaciones de Celsia S.A. y EPSA. Posteriormente, en 2019, EPSA adoptó el nombre de Celsia S.A. Colombia, consolidándose con el negocio de distribución y comercialización en el departamento del Tolima.

los cambios del mercado y mantener su dominio en la generación. En los años 2016 y 2021, su participación aumentó significativamente, posiblemente debido a la integración de nuevos proyectos de generación hidroeléctrica y su capacidad para responder a fenómenos climáticos como El Niño. Esto refleja la importancia estratégica de EPM en la seguridad energética de Colombia.

Enel Colombia (antes EMGESA S.A. E.S.P.) por otro lado, ha visto una leve disminución en su participación, pasando de un 22,2% en 2012 a un 17,82% en 2022. Aunque sigue siendo uno de los principales generadores del país, su participación decreciente podría deberse a la entrada de nuevos competidores y a la expansión de proyectos renovables de menor escala. Sin embargo, su capacidad para mantenerse relevante en un mercado más competitivo resalta su importancia estratégica en la transición energética de Colombia.

Isagen S.A. E.S.P. ha mantenido una presencia estable, incrementando ligeramente su participación de 16.1% a 23.8% durante el mismo período, destacándose como uno de los principales beneficiarios de la evolución del mercado. Su crecimiento se alinea con inversiones estratégicas en infraestructura y generación renovable, consolidándose como un competidor clave. La privatización de ISAGEN en 2016 también puede haber impulsado este cambio, al mejorar la eficiencia operativa y la capacidad de respuesta al mercado.

La participación de Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P. (GECELCA) pasó de un 9% en 2012 a un 7,32% en 2022, mostrando una tendencia estable, aunque con ligeras oscilaciones. Su enfoque en la generación térmica lo convierte en un actor esencial durante eventos climáticos extremos, cuando se requiere complementar la generación hidroeléctrica. Sin embargo, la transición hacia fuentes más limpias podría representar un desafío para su modelo de negocio a largo plazo.

Los demás generadores, como AES Chivor & Cía. S.C.A. E.S.P. y Celsia Colombia S.A. E.S.P. (antes Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.), mantuvieron una participación más limitada y estable, aunque con ligeras disminuciones hacia 2022. AES Chivor pasó de un 7,8% en 2012 a un 2,85% en 2022, mientras que Celsia pasó de un 5,5% a un 3,97%. Estas caídas reflejan la creciente competencia y la reconfiguración del mercado, donde los actores tradicionales enfrentan desafíos para mantener su cuota frente a generadores más diversificados.

La disminución en la concentración de los principales generadores sugiere una mayor diversificación del mercado energético. La entrada de nuevos actores y la reducción de la dependencia en un pequeño grupo de empresas

pueden aumentar la competencia y fomentar la innovación en el sector. Esto puede resultar en precios más competitivos para los consumidores y una mejora en la calidad del servicio. Sin embargo, esta fragmentación también requiere ajustes en el marco regulatorio para garantizar un equilibrio entre los nuevos actores y los generadores tradicionales. Las políticas deben enfocarse en fomentar la inversión y garantizar la sostenibilidad financiera de los actores existentes.

La variación en la participación de los principales generadores también indica un entorno favorable para la inversión. Empresas como Isagen y EPM han incrementado sus participaciones, lo que sugiere que han realizado inversiones significativas en capacidad de generación y desarrollo tecnológico. Estas inversiones son esenciales para modernizar la infraestructura energética del país y adoptar nuevas tecnologías más eficientes y sostenibles.

La diversificación también mejora la confiabilidad del sector energético, ya que la dependencia de múltiples fuentes reduce el riesgo de interrupciones en el suministro. Un mercado menos concentrado puede responder de manera más flexible a las fluctuaciones en la demanda y a los desafíos externos, como desastres naturales o crisis económicas. En este contexto, los actores térmicos como GECELCA han complementado la generación hidroeléctrica en momentos críticos, garantizando la estabilidad del suministro.

El análisis de la participación de los principales generadores en Colombia entre 2012 y 2022 revela un sector en transición, donde los actores tradicionales enfrentan una mayor competencia y la necesidad de adaptarse a nuevas dinámicas de mercado. La consolidación de EPM e Isagen como líderes refleja su capacidad de adaptación, mientras que la reconfiguración de actores como Enel Colombia subraya la importancia de diversificar el portafolio energético. Aunque la concentración del mercado sigue siendo alta, la tendencia hacia la fragmentación y la integración de fuentes renovables y no convencionales ofrece oportunidades significativas para el desarrollo sostenible y competitivo del sector eléctrico colombiano.

La integración vertical en el sector eléctrico colombiano refleja la coexistencia de diferentes modelos empresariales y estrategias organizacionales, en las cuales las empresas buscan operar en varias actividades de la cadena de valor del sector, como generación, comercialización, distribución y transmisión. Este análisis detalla las implicaciones de las diferentes configuraciones de integración vertical en la organización industrial del sector

eléctrico colombiano, con un enfoque específico en los actores involucrados en la generación entre 2012 y 2022.

Los agentes integrados en las actividades de *Generación y Comercialización*, es donde se observa el mayor número de actores, con 32 agentes durante el período analizado. Este enfoque es característico de empresas que desean captar valor en la comercialización de la energía que generan, integrando estas dos actividades clave. Algunos ejemplos destacados incluyen *AES Chivor & Cía. S.C.A. E.S.P.*, *Cemex Energy S.A.S. E.S.P.*, e *Isagen S.A. E.S.P.*

La preponderancia de este modelo puede atribuirse a las bajas barreras de entrada en la comercialización y la oportunidad de obtener márgenes adicionales a través de contratos directos con clientes finales o mayoristas. Este modelo también permite a los generadores manejar riesgos asociados a la volatilidad de precios en el mercado mayorista.

La integración entre generación y comercialización no es estrictamente necesaria para que los agentes operen de manera eficiente en el mercado mayorista; sin embargo, puede ofrecer ventajas específicas bajo ciertas condiciones de mercado. Para garantizar la competitividad y eficiencia del mercado, es fundamental abordar los siguientes aspectos:

1) Verificar si los comercializadores integrados adquieren energía de generadores no integrados y asegurar que la comercialización no actúe como barrera para la entrada de generadores independientes.

2) Evaluar si los generadores integrados venden energía a comercializadores independientes y si la integración no otorga ventajas desleales en la comercialización.

3) Garantizar que la integración vertical no imponga barreras a la entrada y crecimiento de nuevos comercializadores, incluso en casos donde las transacciones internas sean significativas.

De acuerdo con el Documento Foco 5, aunque la integración vertical puede ayudar a las empresas a gestionar riesgos de mercado y obtener márgenes adicionales, también puede limitar la competencia al restringir opciones para generadores y comercializadores independientes. Las hipótesis de daño expuestas en el documento destacan la necesidad de evaluar cuidadosamente los efectos de esta integración en el mercado.

Por lo tanto, resulta indispensable realizar un análisis regulatorio exhaustivo que permita determinar si la integración vertical es conveniente para el mercado energético colombiano, priorizando la promoción de la competencia y la eliminación de posibles barreras estructurales.

El concepto de ventajas de la integración vertical en mercados inmaduros se aplica principalmente cuando existen costos asociados a la utilización de mercados, los cuales pueden internalizarse mediante la integración vertical de actividades. En mercados emergentes, es más económico integrar actividades competitivas, especialmente cuando se están estableciendo nuevas tecnologías o modelos de negocio. En este sentido, la integración de actividades competitivas puede ser beneficiosa en mercados nuevos, como es el caso de la generación descentralizada frente a la centralizada. Aunque ambas actividades son competitivas, la integración de generación descentralizada con la red de distribución puede ser más eficiente, mientras que la generación centralizada está más vinculada con la transmisión.

En el sector eléctrico colombiano, este enfoque tiene implicaciones para la generación descentralizada y la generación centralizada. Si bien las actividades son competitivas, la integración de generación descentralizada con la red de distribución no necesariamente debe separarse, ya que puede ser una estrategia beneficiosa para mejorar la eficiencia y adaptarse a las necesidades del mercado. Sin embargo, para el caso de actividades como la comercialización y generación, la introducción de nuevas figuras, como el agregador, podría fomentar una mayor competencia y abrir nuevas oportunidades. Esta figura, que surge con la descentralización y la integración de recursos renovables intermitentes, facilita la generación distribuida, la gestión de carga, y el almacenamiento de energía, lo que podría mejorar la flexibilidad y la competitividad en el mercado.

Aplicado a Colombia, este análisis sugiere que la transición hacia un modelo descentralizado integrado en el mercado minorista podría ser una solución adecuada para fomentar la participación de los consumidores. Dado que el mercado minorista colombiano aún es poco dinámico, un modelo de integración que permita la participación de agregadores y fomente la competencia podría ser una vía eficaz para mejorar la eficiencia y la participación de los consumidores, como se ha experimentado en otros países. Además, a través de la integración de estos recursos descentralizados con el mercado mayorista, Colombia podría ampliar la oferta de servicios y productos, lo que potenciaría el dinamismo del mercado eléctrico y permitiría la introducción de innovaciones tecnológicas en el sector.

Agentes con integración en *Generación, Comercialización, Distribución y Transmisión Nacional*, es una integración vertical completa es adoptado por solo tres agentes, como *EPM* y *Celsia Colombia S.A. E.S.P.* Estas empresas

controlan múltiples actividades de la cadena de valor, lo que les otorga ventajas competitivas significativas. La diversificación de sus operaciones les permite gestionar mejor los riesgos y garantizar la estabilidad financiera en un sector altamente regulado.

No obstante, este modelo también implica mayores desafíos regulatorios y de gestión, dado que requiere un manejo eficiente de actividades operativas, financieras y técnicas muy diferentes entre sí.

Agentes integrados en *Generación, Comercialización y Distribución*, de acuerdo con los registros de XM nueve agentes, como *Emgesa S.A. E.S.P.* (ahora *Enel Colombia*), *Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.* y *Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.*, operan bajo este modelo. Al excluir la transmisión, estas empresas suelen enfocarse en mercados locales o regionales, aprovechando su infraestructura de distribución para asegurar un suministro eficiente a sus clientes. Esta integración permite a estas empresas atender demandas específicas y mantener un control relativo sobre sus costos operativos.

La actividad de generación es un eslabón clave en la cadena de valor del sector eléctrico y, cuando está integrada verticalmente con otras actividades como comercialización, distribución o transmisión, puede generar una serie de implicaciones que afectan la organización industrial. Estas implicaciones son especialmente relevantes en un mercado regulado como el colombiano, donde el equilibrio entre eficiencia y competencia es crucial, algunas implicaciones son:

La integración vertical en la generación permite que empresas grandes y consolidadas controlen múltiples etapas del proceso energético, lo cual puede fortalecer su posición en el mercado. Por ejemplo, los generadores integrados, como *EPM* o *Enel Colombia*, tienen ventajas competitivas significativas al asegurar tanto la generación como la venta de su energía directamente a los usuarios finales. Esto puede limitar la capacidad de pequeños generadores independientes para competir, ya que enfrentan dificultades para negociar contratos en condiciones equitativas frente a actores integrados con acceso garantizado al mercado de comercialización.

La integración vertical facilita la coordinación entre generación y comercialización, eliminando intermediarios y reduciendo costos transaccionales. Los generadores integrados pueden, ajustar su capacidad de generación en función de las demandas del mercado que controlan directamente. Reducir el riesgo de pérdidas por precios volátiles en el mercado mayorista al tener asegurados contratos con sus propias áreas de comercialización.

Los generadores verticalmente integrados tienden a tener mayores recursos financieros y técnicos para invertir en infraestructura de generación, especialmente en fuentes renovables. Empresas como EPM y Enel Colombia lideran la expansión de generación hidroeléctrica y solar, beneficiándose de economías de escala al integrar generación y comercialización. Sin embargo, esta capacidad de inversión no siempre se traduce en acceso equitativo al mercado para pequeños generadores renovables, que pueden enfrentar desafíos para competir en mercados dominados por actores integrados.

En un sistema donde algunos generadores están integrados verticalmente, los generadores independientes dependen principalmente del mercado mayorista para vender su energía. Esto crea desequilibrios estructurales. Los generadores integrados pueden priorizar su producción para satisfacer las necesidades de sus áreas comerciales, dejando menos espacio para generadores no integrados en el despacho de energía. Esto puede generar volatilidad en los precios mayoristas, afectando negativamente la rentabilidad de los pequeños actores.

Aunque la integración vertical promueve estabilidad, puede reducir la necesidad de innovación en generación. Los generadores integrados tienen menos incentivos para desarrollar nuevas tecnologías si ya controlan gran parte del mercado. Por otro lado, actores especializados en generación, como los renovables independientes, suelen ser más innovadores, sin un marco regulatorio equilibrado, la concentración en actores integrados podría frenar la diversificación tecnológica en la matriz energética.

La integración vertical en generación está sujeta a estrictas regulaciones para evitar conductas monopólicas. En Colombia, las entidades reguladoras como la CREG exigen separación contable y operativa entre actividades, pero esto puede ser difícil de supervisar. Los generadores integrados deben cumplir con múltiples normativas, lo que incrementa costos administrativos y operativos, el incumplimiento de estas normativas podría generar sanciones, reduciendo la confianza en el mercado.

La integración vertical en la actividad de generación tiene implicaciones significativas para la organización industrial del sector eléctrico en Colombia. Aunque mejora la eficiencia y promueve inversiones a gran escala, también plantea riesgos de concentración de mercado, reducción de competencia y barreras para nuevos actores, especialmente en el contexto de la transición energética. Adicionalmente para el usuario, la integración vertical puede tener efectos contradictorios, dado que mejora la estabilidad del suministro

y reduce los costos operativos que se transfieren a los consumidores. Por otro lado, en ausencia de suficiente competencia, los usuarios finales pueden enfrentar precios más altos debido al poder de mercado de los actores integrados.

Es crucial que las políticas regulatorias equilibren los beneficios económicos de la integración vertical con la necesidad de un mercado abierto y dinámico que fomente la innovación y la diversificación en la generación de energía.

– CONCENTRACIÓN Y DOMINANCIA EN LA GENERACIÓN

Las elevadas inversiones iniciales necesarias para desarrollar la infraestructura de generación, sumado a la inelasticidad del servicio, constituyen una importante barrera de entrada para nuevos competidores, restringiendo la competencia del sector. Estos costos incluyen no solo el capital requerido para construir plantas generadoras, sino también los gastos asociados al cumplimiento de estrictas normativas ambientales y regulatorias. En consecuencia, el sector de generación de EE es altamente concentrado.

La Ley 142 de 1994 define la posición dominante desde dos perspectivas: (i) *la posición dominante de una firma frente a sus usuarios*; y (ii) *la posición en el mercado con relación a los sustitutos cercanos*. Específicamente, una firma se considera en posición dominante cuando atiende a partir del 25,0% del mercado. Con el objetivo de examinar las dinámicas de competencia, se realiza un análisis de concentración para el periodo 2012-2022 utilizando los índices CR_4 , IHH , e IS .

Para el análisis del eslabón de la *generación*, el CR_4 registró un valor promedio de 70,0% durante el periodo analizado, lo que indica que las cuatro mayores generadoras del país, *EPM*, *Isagen* y *Enel* y *CELSIA* concentraron ese porcentaje del mercado. El resultado promedio del IHH , calculado como la suma de los cuadrados de las participaciones de las firmas generadoras, muestra un valor promedio de 1.459 unidades, con un máximo de 1.713 y un mínimo de 1.364, lo que indica una concentración moderada en este segmento.

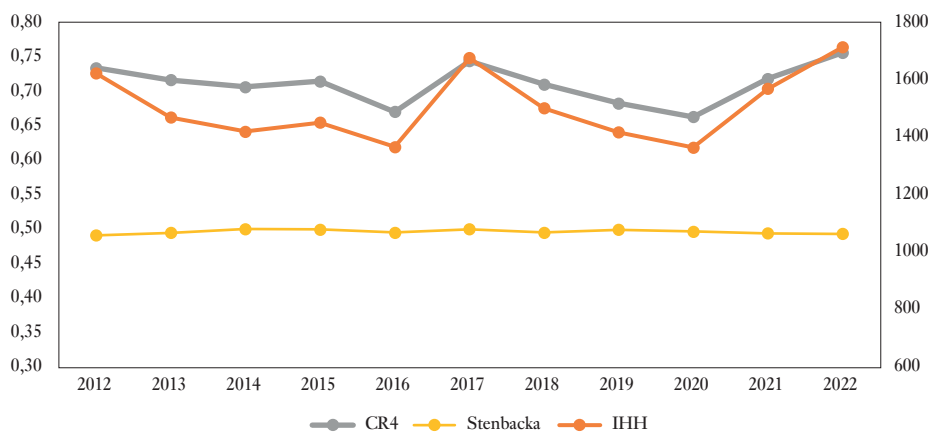
Por otro lado, los resultados del IS evidencian un mercado concentrado en la generación con un valor promedio de 50,0%. Este resultado refuerza lo encontrado por McRae y Wolak (2017), donde las grandes generadoras tienen una considerable capacidad para ejercer poder de mercado, como

consecuencia de una reducción en la brecha entre la demanda del sistema y la capacidad disponible.

Las reducciones de las brechas tienen implicaciones relevantes en materia de precios, especialmente durante los periodos en que ocurre el fenómeno de *El Niño*. En un estudio realizado por Riascos et al. (2022), se desarrolló un modelo de alertas tempranas para identificar situaciones anómalas en las que las generadoras pueden incrementar su poder de mercado al reducirse dicha brecha. Este análisis se realiza a través del IOR, que determina cuándo la oferta de un agente pone en riesgo la satisfacción de la demanda, es decir, cuán crítica es la oferta de un generador en relación con la demanda total. En el caso colombiano, aproximadamente cinco agentes controlan el 85,0% de los recursos de generación.

La Gráfica 3.7 presenta los tres índices previamente mencionados; el eje izquierdo muestra la escala del CR_4 y del IS , mientras que el eje derecho corresponde a la escala del IHH , que va de 0 a 10.000 unidades.

GRÁFICA 3.7
ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN Y DOMINANCIA
PARA LA GENERACIÓN 2012-2022



Fuente: Elaboración propia con datos de XM (2024).

El comportamiento de estos indicadores en el mercado de generación eléctrica en Colombia, se explican por la existencia de barreras de entrada significativas que dificultan la incorporación de nuevos actores. Estas barreras son de naturaleza económica, regulatoria, tecnológica y estructural, y están

relacionadas tanto con las características del mercado como con las estrategias de los agentes dominantes. A continuación, se identifican y analizan estas barreras, así como el impacto que tienen en la competencia y en la entrada de nuevos participantes.

Las Barreras Económicas están asociadas a los altos costos de inversión inicial, la generación eléctrica, especialmente en tecnologías como la hidroeléctrica y la térmica, requiere inversiones iniciales sustanciales. Estas incluyen el desarrollo de infraestructura, estudios de impacto ambiental, y adquisición de terrenos. Por ejemplo, empresas como EPM y Enel Colombia han logrado dominar el mercado gracias a la infraestructura ya existente, como las centrales hidroeléctricas de Ituango (EPM) y El Quimbo (Enel).

Los nuevos entrantes enfrentan dificultades para competir en igualdad de condiciones, ya que no cuentan con economías de escala ni con acceso directo a fuentes de financiamiento similares al de estas grandes empresas. La magnitud de estas inversiones y el tiempo requerido para su recuperación constituyen una barrera considerable para empresas emergentes que buscan participar en el mercado de generación.

Las Barreras Regulatorias y Ambientales son producto del cumplimiento riguroso del marco regulatorio y obtener múltiples permisos, lo que puede llevar años. Entre estos requisitos están: Licencias ambientales, que incluyen estudios exhaustivos de impacto y planes de manejo; Regulaciones específicas sobre el uso de recursos hídricos y emisiones para plantas hidroeléctricas y térmicas.

Empresas como Celsia y Enel Colombia, con experiencia y recursos, tienen equipos especializados para gestionar estos procesos, lo que las coloca en una posición de ventaja frente a nuevos entrantes que pueden enfrentar atrasos significativos. Además, la incertidumbre regulatoria en algunos casos genera desincentivos para la inversión.

Por su parte una barrera estructural es el control sobre recursos estratégicos como ríos y embalses, esenciales para la generación hidroeléctrica. Empresas como EPM y Enel Colombia poseen y operan activos clave en regiones con alto potencial hidroeléctrico, lo que reduce la disponibilidad de estos recursos para nuevos participantes.

Un ejemplo, es EPM quien controla proyectos hidroeléctricos en Antioquia, como Ituango, una de las principales fuentes de generación en el país, o Enel Colombia posee grandes proyectos como Betania y El Quimbo, que tienen prioridad en el despacho energético. Esta concentración limita las

oportunidades de nuevos generadores, especialmente en tecnologías renovables que dependen de recursos específicos.

El avance en tecnologías de generación renovable (solar y eólica) plantea nuevas oportunidades, pero también barreras tecnológicas. Empresas consolidadas como Enel Colombia, que ha diversificado su portafolio hacia las energías renovables, tienen ventajas competitivas debido a su capacidad de invertir en investigación, desarrollo y adopción de tecnologías. En contraste, los nuevos entrantes enfrentan costos iniciales más altos al tratar de adoptar estas tecnologías, especialmente en un mercado donde el retorno de inversión no es inmediato.

De acuerdo con Galetovic (2003), la integración vertical facilita prácticas como la discriminación en el acceso a la red y el costo de entrada al mercado, lo que dificulta la operación competitiva de nuevos agentes. Esto significa que la integración vertical puede generar barreras de acceso a la red para los actores no integrados. En el contexto colombiano, para evitar estas prácticas anticompetitivas las solicitudes de conexión a las redes de transmisión están centralizadas por la UPME. Sin embargo, esto plantea un problema para el país, dado que, al ser la UPME la entidad encargada de autorizar los puntos de conexión, puede generarse una congestión de solicitudes debido a la alta carga administrativa que debe gestionarse.

La alta concentración del mercado en manos de unas pocas empresas genera un poder de negociación desequilibrado. Esto se debe a que, según Walshaw & Meagher (2013) en un mercado con pocas empresas dominantes, estas tienen mayor capacidad para manipular las condiciones del mercado, lo que dificulta la competencia efectiva y crea barreras de entrada, especialmente para los minoristas independientes que enfrentan mayores dificultades para negociar precios competitivos. Actores como EPM, Enel Colombia y Celsia tienen la capacidad de influir en contratos a largo plazo y en las condiciones del mercado, dificultando que nuevos generadores aseguren compradores para su energía. Además, estas empresas pueden utilizar su escala y recursos para ofrecer precios distorsionen los mercados de corto y largo plazo.

De lo anterior se puede concluir que existen barreras de entrada para la actividad de generación en el sector eléctrico colombiano las cuales son significativas y multifacéticas. Estas incluyen altos costos de inversión inicial, regulaciones estrictas, control de recursos estratégicos, integración vertical y ventajas tecnológicas de los actores dominantes. Empresas como EPM, Enel Colombia y Celsia que están integradas verticalmente en 3 o más actividades,

han consolidado su posición en el mercado gracias a estas barreras, que dificultan la entrada de nuevos competidores.

El mercado de generación de energía eléctrica también está expuesto a riesgos de dominancia, definida como la capacidad de una empresa de actuar con independencia de competidores, clientes y consumidores, lo que le permite influir directamente en las condiciones de un mercado. En el caso de la generación eléctrica en Colombia, se identifican características estructurales que permiten afirmar que empresas como EPM (Empresas Públicas de Medellín), Enel Colombia y Celsia tienen posiciones dominantes en ciertas regiones o segmentos del mercado.

Estas empresas destacan por tener un alto porcentaje de participación de mercado, particularmente en la generación hidroeléctrica, que es la principal fuente de energía en Colombia. Por ejemplo, EPM controla importantes recursos hidroeléctricos en Antioquia, mientras que Enel posee centrales estratégicas como El Quimbo y Betania. Además, la integración vertical de estas empresas les permite controlar actividades complementarias como transmisión, distribución y comercialización, lo que refuerza su capacidad para determinar condiciones de mercado.

Aunque tener una posición dominante no es ilegal, el abuso de esta posición sí lo es. Este abuso se materializa cuando una empresa utiliza su fortaleza para excluir competidores, manipular precios o explotar a consumidores. Algunos escenarios en los que se podría dar abuso incluyen:

1. *Manipulación del mercado mayorista*: Si una empresa decide estratégicamente alterar precios en la Bolsa de Energía para beneficiar sus operaciones de comercialización integradas.

2. *Restricciones de acceso*: Empresas que prioricen el despacho de energía propia frente a la de generadores independientes, limitando la competencia.

3. *Exclusión de competidores*: Prácticas contractuales que dificulten la entrada de nuevos actores al mercado.

En el caso colombiano, la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) ha investigado prácticas en el sector energético, pero no siempre logra sanciones debido a la complejidad de probar abuso. Sin embargo, dada la alta integración vertical y concentración de mercado de empresas como EPM, Celsia y Enel, estos riesgos están latentes.

Por lo cual se puede concluir que existe posición dominante en el mercado de generación eléctrica colombiano, particularmente en actores como EPM, Enel Colombia y Celsia, dado su control sobre recursos clave, alta cuota de

mercado y capacidad de operar de manera independiente en el mercado. Estas empresas poseen características estructurales que les otorgan ventajas significativas frente a sus competidores, como el dominio de economías de escala y la capacidad de influir en precios y condiciones contractuales.

La evidencia de abuso requiere analizar casos específicos. Aunque no se pueden afirmar abusos de manera categórica en este análisis, la estructura del mercado y la integración vertical de estas empresas plantean riesgos potenciales de comportamiento anticompetitivo. Algunos indicios como la alta concentración de recursos hidroeléctricos en manos de pocos actores y el dominio de cadenas completas de suministro pueden interpretarse como potenciales limitantes para la competencia.

Finalmente, en la actividad de generación eléctrica en Colombia, empresas como EPM, Enel Colombia y Celsia poseen una posición dominante, especialmente en la generación hidroeléctrica y en ciertas regiones del país.

De acuerdo con la estructura de mercado e integración vertical expuesta en el eslabón de generación eléctrica pueden generar, posiciones dominantes por parte de los agentes. Sin embargo, la existencia de la por sí sola de esta condición no implica un abuso de esta. El análisis de la conducta debe ser vigilado y controlado por parte de la autoridad competente de garantizar la competencia del sector, el cual corresponde a la Superintendencia de Industria y Comercio de acuerdo con lo establecido en el Decreto Ley 2153 de 1992.

II. TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Las actividades de transmisión y distribución corresponden a las actividades de transporte de la energía por medio de la infraestructura disponible en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Los agentes y la actividad a la que pertenecen se distinguen de acuerdo con la tensión de las líneas de transporte, los agentes cuya tensión es mayor o igual 220 kV hacen parte del Sistema Transmisión Nacional (STN), garantizando la conexión de todo el país, que son los que se consideran por parte de la UMPE en los planes de expansión.

La actividad de transmisión también es llevada a cabo de los operadores del Sistema de Transmisión Regional (STR), quienes operan entre el rango de tensión de 220 a 110 kV, y permite la conexión de las subestaciones nacionales con las regionales y locales.

Los distribuidores, también conocidos como operadores de red (OR), con tensiones menores a 110 kv parte conforman el Sistema de Distribución

Local, que son clasificados acuerdo con los niveles definidos en el capítulo 2. A pesar de que los agentes son clasificados de acuerdo con su nivel de tensión, la actividad de transmisión y distribución es una actividad de monopolio natural y con barreras de entrada, por tanto, es una actividad regulada en la remuneración, acceso.

El monopolio en la transmisión y distribución de energía eléctrica se justifica como un monopolio natural debido a características económicas y tecnológicas específicas. Las economías de escala hacen que el costo promedio disminuya a medida que aumenta la producción, y la subaditividad de costos significa que una sola empresa puede satisfacer la demanda total a un costo menor que varias empresas (Arias E. & Cadavid, 2004)

Además, las economías de alcance y la falta de sustitutos tecnológicos para la red eléctrica refuerzan la estructura monopolística del sector. Las barreras de entrada en este mercado se clasifican en técnicas y legales: las barreras técnicas incluyen las economías de escala, la subaditividad de costos y las economías de alcance, que otorgan una ventaja inherente a las empresas establecidas y dificultan la entrada de nuevos competidores; las barreras legales abarcan patentes, concesiones y franquicias exclusivas otorgadas por el Estado, que protegen políticamente la estructura de monopolio natural y refuerzan las barreras técnicas existentes.

El acceso a las redes eléctricas está regulado para garantizar condiciones no discriminatorias y asegurar la confiabilidad y calidad del servicio para todos los actores involucrados, como generadores, comercializadores y usuarios finales. Este acceso está normado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para promover la equidad en el uso del Sistema de Transmisión y Distribución Local. Sin embargo, persisten barreras indirectas que dificultan el uso efectivo de las redes: la viabilidad financiera, que exige a los operadores de expandir la red si no es económicamente rentable, y la factibilidad técnica, que condiciona nuevas conexiones a la capacidad de la infraestructura existente.

Finalmente, la regulación no prohíbe la competencia en la distribución debido a que no otorgar concesiones o franquicias a los agentes para la prestación del servicio, permitiendo la construcción de redes paralelas o la prestación del servicio por varios operadores en una misma zona. Sin embargo, los elevados costos iniciales y las economías de escala limitan significativamente la posibilidad de competencia práctica, favoreciendo la concentración del mercado en un único operador eficiente (Arias E. & Cadavid, 2004).

— AGENTES DE LA TRANSMISIÓN

La Ley 142 y 143 de 1994 implicaron cambios importantes en la posibilidad de entrada de nuevos agentes en la transmisión que se materializaron la implementación de la Res. CREG 051 de 1998, la cual incluyó los mecanismos de subasta para la expansión del SIN que lidera la UPME a partir de las convocatorias en el Plan de Expansión, y generó la posibilidad de nuevos agentes participen en esta actividad, posteriormente se han realizado modificaciones sobre esta resolución con la Res. CREG 011 de 2009, que repercuten sobre la remuneración de los activos de las empresas de transmisión, como se explica más adelante.

Adicionalmente, en la Res. CREG 051 de 1998 se incluyeron limitaciones para con ISA Intercolombia, la empresa incumbente, impidiendo que pueda adquirir participación societaria o accionaria, incrementar estas en empresas del STN existentes o futuras, así como comprar activos de otros agentes. Frente a otros agentes, que sean generadores, distribuidores y comercializadores, así como las empresas integradas verticalmente que desempeñen conjuntamente más de una de estas actividades, no podrán poseer acciones, participaciones o cuotas que representen más del 15% del capital social de una empresa de Transmisión Nacional, ya sea existente o futura. Además, no podrán ejercer una posición de control sobre dicha empresa, ni ser controlados por ella.

Así las cosas, durante el periodo de análisis 2012-2022, la cantidad de agentes en la actividad de transmisión han aumentado en el STN y STR, el primero paso de 10 a 14 agentes, y el segundo de 1 agente a 6 agentes, lo cual indica un aumento en la participación de agentes que incide en la expansión en las redes de transmisión (Tabla 3.4).

Ahora bien, teniendo en cuenta que las diferencias entre los dos tipos de operados y tomando por referencia la longitud de la línea de transmisión en kilómetros y las empresas que la actualidad se encuentran operando. Se encuentra que en el STN donde se encuentra la mayor cantidad de infraestructura, 17.430,82 km, el 91% de esta pertenece a 3 agentes, los cuales son: Isa Intercolombia S.A. E.S.P. (68,5%); Grupo Energía Bogotá SA ESP (13,4%); y Transelca S.A. E.S.P. (9,1%)

En el STR la longitud de las líneas corresponde a 12.389,51 kilómetros, donde 52,6% de la infraestructura pertenece a los primeros 5 agentes. Sin embargo, a diferencia del STN el primer agente del STR, Empresas Públicas de Medellín E.S.P. Es Propietario Del 13,7%, Seguido Por Celsia Colombia

S.A. E.S.P.; Enel Colombia SA ESP; Caribemar De La Costa S.A.S. E.S.P.; y Empresa de Energía De Boyacá S.A. E.S.P.

TABLA 3.4
CANTIDAD DE AGENTES TRANSMISORES REGISTRADOS, 2012-
2022

Año	STN	STR	Total
2012	10	1	11
2013	10	1	11
2014	11	1	12
2015	11	1	12
2016	12	3	15
2017	13	3	16
2018	13	6	19
2019	13	6	19
2020	13	6	19
2021	14	6	20
2022	14	6	20

Fuente: XM, 2024

De acuerdo con la información disponible de los agentes registrados por XM (2024), se encuentra que 7 agentes se encuentran integrados en el desarrollo de la actividad de transmisión con otra actividad de cadena lo cual representa que el 50% de los agentes que operan en esta actividad. Sin embargo, los agentes que presentan algún grado de integración en la cadena corresponden a agentes registrados en el año 1995. Sin embargo, con la Res. CREG 051 de 1998 y CREG 022 de 2001 se estableció que estas empresas deben tener como objeto exclusivo la transmisión de energía. Esta disposición asegura que tanto la empresa líder, ISA Intercolombia, como las demás sean neutrales y acceso a generadores y garantice el acceso a los usuarios del STN

En cuanto a STR, de los 6 agentes solo uno se encuentra integrado, el Grupo Energía Bogotá SA ESP operador del STN y STR , que además destaca por ser el único operador registrado del SNT entre 1997 y 2016, hasta la entrada de los cinco restantes, de acuerdo con los procesos adelantados por la UPME.

— AGENTES DE LA DISTRIBUCIÓN

Los agentes operadores de red registrados corresponden a un total de 29 empresas, en 2020 se registraron fue la entrada de las empresas que corresponden a Air-E S.A.S. E.S.P., Caribemar De La Costa S.A.S. E.S.P., las cuales surgieron ante la liquidación de la empresa Electrificadora Del Caribe S.A. E.S.P.

En cuanto a la integración vertical, se observa que las 29 empresas registradas presentan integración en al menos otro eslabón de la cadena bien sea la generación, transmisión o distribución. El 100% de las de distribuidoras están integradas con la comercialización con. En cuanto a la comercialización el 48% de las distribuidoras están integradas con la generación.

— EFICIENCIA DE LOS AGENTES Y LA REMUNERACIÓN

La transmisión y distribución de energía eléctrica, al tratarse de un monopolio natural caracterizado por barreras de entrada significativas, no se centran en la competencia entre agentes, sino en el diseño de una regulación eficiente que permita remunerar los costos asociados a la prestación del servicio.

En este contexto, la remuneración a los agentes de transmisión está regulada principalmente por la Resolución CREG 011 de 2009, mientras que la distribución se rige por la Resolución CREG 015 de 2018. Esta última establece una metodología de ingreso máximo para cubrir la inversión y los costos administrativos, operativos y de mantenimiento (AOM). Los costos de inversión se dividen en dos categorías: los activos existentes y los planes de expansión. Para los activos existentes, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) define una Base de Activos Regulatorios (BAR), calculada como la suma ponderada de Unidades Constructivas asociadas a costos de referencia basados en estándares y valores de mercado. La BAR se multiplica por una tasa de descuento, determinada mediante la metodología del costo promedio ponderado del capital (WACC, por sus siglas en inglés), para establecer el valor máximo a reconocer a las empresas.

En cuanto a los planes de expansión definidos por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), la remuneración de la inversión en proyectos de transmisión del Sistema de Transmisión Nacional (STN) corresponde al valor presente anual esperado en un horizonte de 25 años. Este valor se utiliza como criterio para adjudicar los proyectos a las empresas que ofrezcan el costo más bajo. Tras este período, los costos se remuneran según la metodología vigente en ese momento.

Los costos operativos y de mantenimiento (AOM) se calculan como un porcentaje del valor de los activos eléctricos reportados por las empresas. La CREG establece valores de referencia basados en costos estándar y estudios de eficiencia, incentivando a las empresas a controlar costos mientras operan eficientemente. Adicionalmente, se reconocen gastos por servidumbres de los predios ocupados por las subestaciones.

La remuneración de la inversión y los AOM se realiza mediante un cargo único o estampilla aplicado a los usuarios del servicio de energía eléctrica. Este cargo, de valor fijo mensual, se calcula en función de la demanda de energía y se distribuye entre los usuarios para cubrir los costos de transmisión.

El análisis de la eficiencia en la metodología de remuneración ha sido un tema de especial interés. Cadena et al. (2007) aplicaron modelos de Análisis Envoltante de Datos (DEA, por sus siglas en inglés) y Análisis de Frontera Estocástica (SFA, por sus siglas en inglés) para evaluar la eficiencia de los costos de inversión (CAPEX) y operativos (OPEX) en el STN. Los resultados evidenciaron heterogeneidades significativas entre los operadores, relacionadas con su tamaño y nivel de integración vertical.

En general, los modelos DEA revelaron que las empresas integradas son menos eficientes en el uso de recursos disponibles. Por otro lado, las empresas de mayor tamaño tienden a ser más eficientes en términos de AOM. El modelo SFA indicó que las empresas de menor tamaño presentan menores rendimientos, lo que sugiere que los parámetros de remuneración deben ajustarse considerando el tamaño, la integración y las condiciones operativas de cada empresa.

De manera similar, Tolosa (2013) analizó la eficiencia técnica de 18 empresas distribuidoras de energía eléctrica en Colombia durante 2010 utilizando el método DEA. Este enfoque comparó empresas con características heterogéneas mediante los modelos DEA-CCR y DEA-BCC, que consideran rendimientos constantes y variables a escala, respectivamente. El análisis incluyó variables clave como la longitud de la red, las ventas de energía y la capacidad instalada, abarcando datos de más de 10,7 millones de usuarios.

Los resultados mostraron que solo algunas empresas son técnicamente eficientes, mientras que más de la mitad presentan ineficiencias significativas. Las empresas más eficientes destacan por operar cerca de la frontera de eficiencia definida por el modelo, minimizando pérdidas de energía y optimizando el uso de insumos. En contraste, las menos eficientes enfrentan pérdidas elevadas y limitaciones operativas, geográficas y ambientales.

Tolosa (2013) concluye que es necesario implementar medidas para reducir las pérdidas técnicas y no técnicas, así como adoptar estrategias de mantenimiento, expansión y gestión operativa para mejorar el desempeño de las empresas menos eficientes.

— LA TASA DE DESCUENTO

Una variable principal para la definición de la remuneración a las inversiones realizadas en las actividades de transmisión, y distribución de energía corresponde a la tasa de descuento que define el porcentaje del valor a reconocer por los activos invertidos de las empresas.

Dada la existencia de estos monopolios, las entidades reguladoras han definido metodologías para definir la rentabilidad, y la metodología de remuneración de la inversión a estas empresas, la rentabilidad se ha definido comúnmente a partir la metodología del Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC, por sus siglas en inglés).

La metodología WACC, es un promedio de los costos relativos de cada una de las fuentes de fondos que la firma utiliza para financiar sus proyectos; la ponderación con base en la proporción de los costos dentro de la estructura de capital, tanto deuda como recursos propios o patrimonio, dando como resultado una tasa de descuento que se utiliza como la tasa de descuento en los flujos de caja descontados para determinar el valor presente neto de los proyectos o de la firma en su conjunto, o cuya tasa es el umbral de rentabilidad del proyecto (Sapag Chain & Sapag Chain, 1989). El WACC se define como se muestra en la Ecuación 11.

$$WACC = E/V \cdot Re + D/V \cdot Rd \cdot (1-T) \quad (11)$$

donde E es el valor de mercado del capital propio; D es el valor de mercado de la deuda; V es el valor total de la firma ($E + D$); Re es el costo del capital propio; Rd es el costo de la deuda; y T la tasa impositiva corporativa.

En la estructura del WACC, la definición de Rd no tiene mayor dificultad porque es una tasa de interés a la cual las empresas y sus inversiones logran el financiamiento de su deuda, dado que los intereses del préstamo se deducen de las utilidades, lo que reduce la carga tributaria, es posible incorporar directamente en la tasa el impacto fiscal. Esto genera una tasa de deuda más baja, ya que los intereses son deducibles al calcular los impuestos.

Ahora bien, la dificultad de la metodología se encuentra en definir el retorno de Re , comúnmente se ha utilizado el modelo de valoración de activos financieros (CAPM, en inglés), este modelo se define en función de lo expuesto en la Ecuación 12.

$$Re = Rf + \beta (Rm - Rf) \quad (12)$$

Donde Rf es la rentabilidad del activo sin riesgo; β es la medida de la sensibilidad del activo respecto a su *Benchmark*; Rm es la tasa de rentabilidad esperada del mercado en que cotiza el activo y el diferencial entre $(Rm - Rf)$ es el riesgo asociado al mercado en que cotiza el activo.

Esta metodología para definir la rentabilidad de inversionista está asociado a un inversor de un país desarrollado como Estados Unidos, donde comúnmente está representado por los bonos del tesoro a 10 años emitidos por la FED; β es un parámetro que representa el riesgo sistemático o volatilidad de un activo en comparación con el mercado de forma general; y representa el premio de mercado, donde $(Rm - Rf)$ es la rentabilidad histórica del mercado bursátil, por lo general se toma como referencia el S&P500.

Sin embargo, como señala Tereshenko et al. (2019), la aplicación del WACC, y específicamente en la metodología CAPM, supone varios riesgos como: (i) *altos niveles de inflación y volatilidad en las tasas de interés locales*, (ii) *la depreciación de la moneda* y una serie de riesgos adicionales que no están presentes en economías desarrolladas, como la *incertidumbre política*, *cambios en políticas económicas* y *barreras regulatorias*.

En este sentido el modelo CAPM, incluye dentro de su estimación la adición de la prima de riesgo país (PR), la que usualmente se calcula mediante la diferencia en las tasas de las permutas de incumplimiento crediticio entre bonos de países emergentes y bonos de países desarrollados, principalmente Estados Unidos o Alemania, dependiendo del país de referencia (Walker, 2016), se define como lo muestra la Ecuación 13.

$$Re = Rf + \beta (Rm - Rf) + PR \quad (13)$$

La aplicación de esta metodología no ha sido ajena para el caso colombiano, pues fue aplicable durante la vigencia de la Resolución CREG 95 de 2015³, la

3 La Resolución CREG 95 de 2015 fue modificada por la Resolución CREG 004 de 2021, donde se

cual permite asociar los riesgos del mercado emergente para un inversor desde local de los Estados Unidos. Adicionalmente, establece el ajuste del WACC teniendo en cuenta sus expectativas, a partir de ello se estableció una tasa de descuento real de 11,8% para la actividad de transmisión para 2019.

De acuerdo con la información reportada por la Bedoya Cadavid et al. (2023) y ANEEL (2023) sobre la tasa de descuento real antes de impuesto, se aprecia que los países que pertenecen al grupo de economías emergentes tienen el WACC más alto debido a los riesgos asociados anteriormente. Turquía es el país con el mayor WACC situado en 13,3%, seguido por Colombia cuyo valor es de 11,8%, siendo una tasa superior en 1,6 puntos porcentuales respecto a Brasil, su homólogo en la región. La Tabla 3.5 presenta lo anterior.

TABLA 3.5
WACC REAL ANTES DE IMPUESTOS PARA EL SECTOR
DE TRANSMISIÓN DE EE POR PAÍSES 2019

País	REGULADOR	WACC REAL ANTES DE IMPUESTOS
Turquía	EMRA	13,3%
Colombia	CREG	11,8%
Nigeria	NERC	11,0%
Brasil	ANEEL	10,2%
Kosovo	ERO	8,3%
Italia	ARERA	6,3%
Suecia	EI	5,9%
Macedonia del Norte	ERK	5,2%
Omán	APSR	5,1%
Hungría	MEKH	4,7%
Holanda	ACM	4,3%
Polonia	URE	3,0%
Austria	E - Control	2,7%
Albania	ERE	2,4%

Fuente: Elaboración propia con base en Bedoya Cadavid et al., (2023) y ANEEL (2023).

realizaron cambios en la forma de estimación y fuentes de información de algunos parámetros principalmente en las tasas utilizadas para la estimación del costo de capital propio, el uso del apalancado publicado por la firma Duff & Phelps, lo cual genera cambios en los valores del retorno del capital del inversionista. En las resoluciones se mantiene la metodología CAPM más la prima de riesgo de mercado emergentes.

Como se observa el WACC es relativamente alto entre los países en comparación, lo cual repercute en la tarifa final de los usuarios, porque la CREG del producto entre este WACC y la BRA transfieren al consumidor el pago de las inversiones realizadas en cada una de las actividades bien sea por medio de precios o ingreso máximos. El adecuado cálculo del WACC disminuye el costo de oportunidad que existe entre el productor y consumidor, puesto que un WACC alto remunera la actividad en detrimento del usuario, y un WACC bajo implica una menor tarifa, pero una inadecuada remuneración que afecta la prestación del servicio.

Los valores que reflejan el uso de la metodología CAPM tomando como referencia características del mercado bursátil de los Estados Unidos ajustado por el riesgo país, no necesariamente refleja todas las condiciones de mercado del país emergente, se han propuesto nuevas metodologías para estimar el retorno del inversionista, principalmente para explicar de mejor manera el efecto de β y la prima de riesgo. Esto con el fin de encontrar un WACC que sea ajustado a las condiciones propias de los países.

Para el caso colombiano se ha valorado la aplicación del modelo multifactorial en la transmisión de EE. Este consiste en agregar variables que ayudan a explicar el riesgo sistemático, donde el parámetro β puede ser inadecuado debido a que se trata de la provisión de un servicio esencial con un monopolio natural donde la regulación protege la inversión realizada. Adicionalmente, no incluye refleja la posibilidad de desarrollar otros tipos de inversiones por parte del inversionista en el país de análisis (Bedoya Cadavid et al., 2023).

En línea con lo anterior, los autores proponen incluir en el modelo CAPM cuatro variables que permitan explicar de manera adecuada el comportamiento del retorno de la inversión para el mercado colombiano, este modelo se establece siguiendo la metodología de *Fama-French* para identificar distintos riesgos macroeconómicos que afectan la rentabilidad de la inversión. En ese orden de ideas, las variables a incluir son: (i) *el premio de mercado de los instrumentos de inversión con renta fija correspondiente a la diferencia entre las tasas de los 360 y 90 días de los CDT's*; (ii) *la diferencia entre los TES del gobierno de Colombia y de Estados Unidos (EMBIG)*; (iii) *el riesgo regulatorio asociado al tipo de remuneración de la firma*; y (iv) *el premio del mercado, explicado como la diferencia entre el COLCAP y los activos libres de riesgo*.

El modelo utilizado corresponde a una regresión de series temporales estimada por mínimos cuadrados ordinarios ajustado por Newey y West con el objetivo de determinar si los coeficientes de los factores de riesgo eran

estadísticamente significativos mediante el uso del estadístico *t*. Además, se evaluó la dirección de la relación entre los retornos del portafolio de empresas eléctricas y los factores de riesgo, tomando en cuenta el signo de los coeficientes obtenidos.

La aplicación de estas variables busca explicar la relación entre diferentes factores de riesgo y los rendimientos de las firmas de servicios eléctricos en Colombia. La prima de riesgo del mercado colombiano influye positivamente en dichos rendimientos, mientras que la prima de riesgo regulatorio y el diferencial de tasas de interés entre los CDT's afectan negativamente, ya que las inversiones en servicios eléctricos compiten con instrumentos de bajo riesgo. Además, un mayor diferencial entre los TES colombianos y EMBIG Estados Unidos tiene un impacto positivo, ya que los inversores exigen mayores rendimientos en países emergentes con mayor riesgo económico y político. Esta estimación arroja una tasa de descuento de 5,3%, lo cual implica una diferencia de 6,51 pps, lo que se traduce en menores tarifas a los usuarios, pero desincentiva las inversiones y pone en riesgo la calidad del servicio.

Es pertinente mencionar que también se han realizado propuestas en otros países emergentes como Brasil e India. Para el caso de Brasil, Kayo et al. (2020) analiza la diferencia entre el riesgo sistemático que percibe una inversión cuando el análisis se hace con un mercado de referencia local con índices como el S&P500, y el Ibovespa, y un mercado global con el índice MSCI-ACWI, asimismo considera del enfoque jugador puro con el objetivo de valorar el riesgo sistemático de un proyecto o división utilizando de una firma que opera exclusivamente en la misma actividad.

La aplicación de un CAMP global sugiere que los mercados financieros se encuentran completamente integrados, permitiendo a los inversionistas diversificar sus inversiones en todo el mundo, las firmas del sector energético en transmisión reciben inversiones nacionales e internacionales por lo cual su valoración debe hacerse tomando como referencia los mercados globales. El autor encuentra que CAPM global, utilizando el índice MSCI-ACWI, proporciona una estimación de beta más estable y precisa en comparación con el CAPM local.

En el caso de las firmas de transmisión eléctrica en Brasil, el parámetro global es significativamente mayor que el local. En 2018, por ejemplo, el de los modelos locales fue de 0,74, mientras que el global alcanzó un valor de 1,3, lo que sugiere un mayor riesgo sistemático percibido por los inversores internacionales en comparación con los locales. Sin embargo, es más estable

disminuyendo la incertidumbre en la estimación del WACC y garantizando la inversión. Adicionalmente, se sugiere aumentar la ventana de estimación de 5 a 11 años, se logra un parámetro β más estable, particularmente en el contexto brasileño, donde la inestabilidad económica y política puede influir en las estimaciones a corto plazo.

Asimismo, Arango et al. (2013) propone que para el cálculo del WACC en transmisión en el sector eléctrico primero se debe deflactar los componentes nominados del patrimonio y deuda, debido a que los accionistas y acreedores tienen una percepción y riesgos diferentes sobre la inflación. A partir de esta propuesta, los autores encuentran que aplicando esta metodología para el año 2011, el WACC real antes de impuestos sería de 8,1%, mientras que el calculado por ANNEL fue de 7,6%, es decir 0,4 pps más bajo, que si bien es una diferencia pequeña puede implicar pérdidas para las empresas, y desestimular la inversión.

Para el caso de la India, se realizó un estudio transversal comparando el WACC que se obtiene al utilizar el modelo convencional del CAPM que toma por referencia el S&P500, y la aplicación del modelo de factores de *Fama-French*. El modelo de tres factores incluye la variable convencional del CAPM, la diferencia entre el rendimiento del mercado y la tasa libre de riesgo, y adiciona, la diferencia entre los rendimientos de firmas pequeñas y grandes, basado en su capitalización de mercado, y la diferencia entre los rendimientos de las firmas con alto y bajo valor de libro a valor de mercado.

En modelo de cinco factores, los mencionadas anteriormente, y la diferencia entre los rendimientos de empresas con alto y bajo valor de libro a valor de mercado, la diferencia entre los rendimientos de empresas que invierten de manera conservadora y agresiva, basado en los cambios en los activos totales de la empresa. Estos modelos ofrecen una mayor explicación explican de los rendimientos de las acciones, porque adicionan a los factores de mercado, si el tamaño de las empresas, el valor, la rentabilidad operativa y el nivel de inversión, permitiendo establecer una beta para cada sector.

El estudio muestra los resultados del WACC para el sector eléctrico en India utilizando diferentes metodologías de estimación de costos de capital. Con el CAPM, se obtuvo un costo de capital accionario de 10,9% para la generación convencional, mientras que el retorno regulado por la CERC es del 15,5% para el periodo 2019-2024. Usando el modelo de tres factores de *Fama-French*, el costo de capital fue del 12,1%, y con el de cinco factores fue de 7,1%. Estos resultados sugieren que los retornos regulados son más altos

que los estimados por los modelos, con la mayor disparidad observada en la generación convencional y una menor en la generación renovable (Singh et al., 2022).

En este sentido el WACC en países emergentes como Colombia, enfrenta desafíos únicos debido a factores como la alta inflación, volatilidad de las tasas de interés, depreciación de la moneda y riesgos políticos. Estos elementos no se contemplan en economías desarrolladas, por lo que las metodologías estándar como el CAPM requieren ajustes, incorporando primas de riesgo país y otras variables. En Colombia, el WACC ajustado a la inflación se ha aplicado a través de la Resolución CREG 95 de 2015, resultando en una tasa relativamente alta del 11,8% para 2019, lo que refleja el mayor riesgo del país y su impacto en las tarifas de servicios públicos.

Los estudios citados sugieren la necesidad de modelos alternativos para mejorar la precisión en la estimación del WACC en economías emergentes. En Colombia, se ha propuesto un modelo multifactorial que incluye variables adicionales, como la prima de riesgo regulatorio y el mercado de referencia, lo que permite una mejor estimación del riesgo sistemático. Otros países, como Brasil e India, también han implementado enfoques alternativos, mostrando que estos modelos ofrecen estimaciones más estables y adecuadas para contextos locales, incentivando la inversión y mejorando la regulación en sectores clave como la energía.

III. COMERCIALIZACIÓN

La actividad de comercialización consiste en la compra de energía proveída por los generadores de energía en el mercado mayorista, gestión de servicios de transmisión, distribución y medición, diseño de ofertas para distintos tipos de consumidores y atención al cliente, el cobro y facturación. Así mismo, el riesgo comercial es manejado por los comercializadores, quienes suelen ofrecer contratos de precio fijo a consumidores pequeños y gestionar los riesgos asociados con la volatilidad del mercado mayorista mediante coberturas financieras (Creti & Poletti, 2013).

Los agentes que hacen parte de esta actividad tienen la capacidad de fijar la tarifa por la comercialización a los usuarios regulados bajo un régimen de libertad vigilada, de acuerdo con la fórmula definida en la Resolución CREG 119 de 2007.

— AGENTES DE LA COMERCIALIZACIÓN

De acuerdo con los datos de XM de agentes activos registrados, hay un total de 127 agentes registrados como comercializadores desde la entrada en operación del mercado mayorista hasta el año 2022, de los cuales 66 estaban registrados con un mismo NIT y Razón Social en otra actividad de la cadena de producción de energía eléctrica. Cuando se referencia aquellos agentes que han atendido la demanda regulada desde la operación del mercado se encuentra un total de 109 agentes.

Ahora bien, cuando se referencian aquellos comercializadoras que atendieron la demanda regulada entre el periodo de 2012 a 2022, se encuentra que participaron 49 agentes en el periodo analizado. Es decir, que solo el 38% de los agentes registrados como activos desde la operación del mercado atendieron a este segmento de la demanda.

De los 49 agentes identificados, se observa que 39 de estos presentaban integración vertical con la generación, así como el 100% de las distribuidoras estaban integrados con alguno de los comercializadores, como se mencionó anteriormente, esto acorde con la información del registro de activos de XM. Estos resultados son congruentes con lo descrito por McRae & Wolak (2020) quienes establecen que los hogares son atendidos por los comercializadores integrados con empresas de distribución local.

Ahora bien, de los agentes más relevantes en el periodo de análisis que concentraron el 36,82% de la demanda regulada corresponde a la empresa Codensa S.A. E.S.P. quien opero hasta 2022, y la empresa Empresas Públicas De Medellín E.S.P., quien continua en operación. Así mismo, las otras dos empresas que representaban un peso importante en la demanda comercializada con cerca del 10% de la demanda nacional regulada comercializada en el periodo de referencia corresponde a Electrificadora Del Caribe S.A. E.S.P y EDCC.

Aunque se presentan dificultades para evidenciar la totalidad de agentes que presentan integración a partir de los registros administrativos de XM, se observa que los principales agentes de este periodo de análisis están integrados, así mismo el demás agente que presentaron algún tipo de integración con otra actividad de la cadena de producción representan el 37,59% de la comercialización.

En este sentido, cerca del 74,41% de la demanda no regulada fue atendida por un comercializador integrado, este dato es congruente con la información

publicada en el documento CREG 70I- 007, el cual indica que entre los años de 2018 y 2022, el 97% de la energía comercializada por agentes que tienen configuradas situaciones de control con agentes que desarrollan otras actividades en la prestación del servicio, las diferencias entre los valores, se produce por la dificultad de conocer a partir de la información de XM, si existen situaciones de control distintas a la similitudes por NIT, Razón Social, y código agente.

Así mismo, es importante señalar el número de agentes que han entrado a participar en la actividad de comercialización de energía en el segmento regulado, mientras que para 2012 el mercado contaba con 37 agentes, para el año 2022 el mercado cerró con 49 agentes participando, es decir que en 10 años el número de agentes que participaron en el mercado aumento 32,4%.

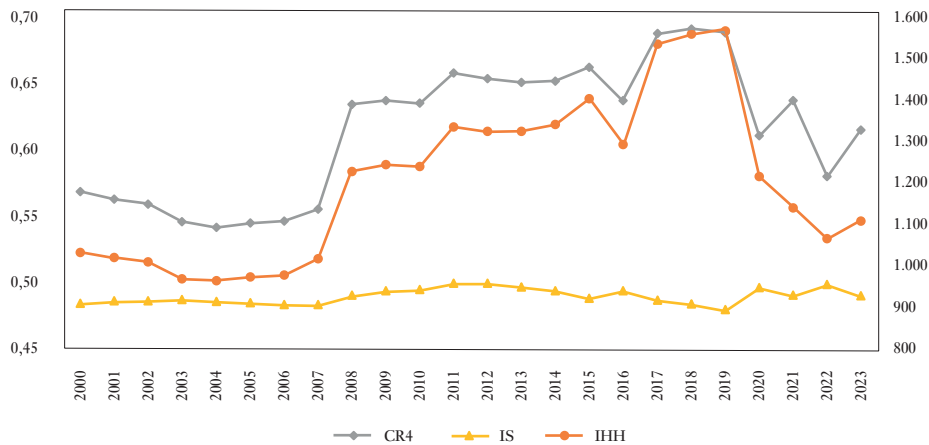
— CONCENTRACIÓN Y DOMINANCIA EN LA COMERCIALIZACIÓN

En la *comercialización residencial*, las cuatro empresas más grandes del mercado, Codensa, EPM, Caribemar De La Costa y AIR-E, tienen una participación promedio de 61,0%, con un máximo de 69,0% y un mínimo de 54,0%. Adicionalmente, el IHH registra un promedio de 1.203, con un máximo de 1.566 y un mínimo de 963 unidades, mostrando una tendencia creciente, al menos hasta 2019, cuando se observa un cambio en la tendencia. Respecto al IS, su valor promedio fue de 49,0%, con un máximo del 50,0% y un mínimo de 48,0%, lo que indica que el poder de las firmas sobre el mercado no varía significativamente. La Gráfica 3.8 presenta los resultados de los indicadores.

Los rangos encontrados en el CR4 sugieren que, aunque existen variaciones en la participación de las principales empresas en el tiempo mantienen consistentemente más de la mitad del mercado. Este nivel de concentración puede limitar la competencia, ya que las empresas más pequeñas enfrentan dificultades para ganar participación de mercado, especialmente si hay barreras de entrada como la inercia de los consumidores y el costo de cambio dada la inelasticidad de la demanda.

Este fue el caso del ERCO en Estados Unidos, donde los consumidores podían cambiar de comercializador con la restructuración, liberación y competencia en la comercialización. Sin embargo, luego de 4 años de la liberalización cerca del 60% de los consumidores se mantuvieron con el agente que prestaba el servicio por defecto, pese a que el cambio de comercializador

GRÁFICA 3.8
ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN Y DOMINANCIA
PARA LA COMERCIALIZACIÓN RESIDENCIAL 2000-2023



Fuente: Elaboración propia con datos de XM (2024).

implicará un ahorro del 8% al año en la tarifa de energía (Kellogg & Reguant, 2021). Esto significa que los consumidores pueden enfrentar precios menos competitivos y opciones limitadas debido a la influencia de las grandes firmas.

Así mismo, el mercado sigue la tendencia general de otros países como es el caso de los europeos donde la cuota de mercado total de los tres más grandes proveedores se encuentra entre el 58% y el 95,7%. Sin embargo, como en el caso de Noruega donde la participación del mercado del comercializador por área esta encima del 70%, no significa per se poder de mercado, dado que los márgenes de los comercializadores pueden estar cercanos al precio de energía mayorista (Creti & Poletti, 2013)

El Índice Herfindahl-Hirschman (IHH), con un promedio de 1.203, refleja un mercado moderadamente concentrado según los estándares internacionales, que clasifican valores entre 1.000 y 1.800 como moderados. Sin embargo, el máximo de 1.566 señala períodos de mayor concentración, acercándose al límite superior de esta categoría. Por otro lado, un mínimo de 963 indica que, en ciertos momentos, la competencia en el mercado fue más fuerte, aunque todavía limitada.

La tendencia creciente del IHH entre 2007 y 2019 se puede deber a elementos como la decisión de las empresas en los mercados con mayor densidad

población, permite beneficiarse de economías de escala y mantener tarifas competitivas frente a empresas más pequeñas, disminuyendo costos de operación y financiamiento. Por ejemplo, McRae & Wolak (2021) establece que los costos fijos oscilan entre \$10 y \$25 por hogar al mes para la empresa de servicios, donde los costos fijos totales por hogar tienden a ser más bajos para los distribuidores que operan en grandes áreas metropolitanas, como Codensa en Bogotá y EPM en Medellín. En este sentido los competidores más pequeños que se ubican en áreas densamente pobladas presentan dificultades para la consolidación en el mercado.

Adicionalmente, una tendencia creciente del IHH como se observa entre 2007 y 2019 plantea preocupaciones sobre la reducción de la competencia efectiva y el potencial fortalecimiento del poder de mercado de las grandes empresas, lo que puede traducirse en precios más altos para los consumidores y menor innovación en los servicios que lleven a asignaciones subóptimas. Siguiendo los análisis McRae & Wolak (2020) y McRae & Wolak (2021) y, donde las altas tarifas incentivan a los usuarios como la instalación de paneles solares residenciales, que, aunque pueden ser financieramente viables no maximizan el bienestar social debido a los costos más bajos de generación solar a gran escala; y adopción de vehículos eléctricos y otras tecnologías de electrificación.

El cambio en la tendencia observado después 2019 en el IHH está relacionado con medidas regulatorias, con la entrada de nuevos actores que han contribuido a una ligera diversificación del mercado.

El Índice de Stenbacka (IS), con un promedio de 49,0%, sugiere que el nivel de competencia en el mercado no varía significativamente a lo largo del tiempo. Este índice, que mide el poder de mercado de las empresas dominantes, indica que, en promedio, el 49,0% del mercado está controlado por una estructura donde las empresas líderes tienen una ventaja significativa. Los valores cercanos al rango del 48,0% al 50,0% muestran una notable estabilidad en la estructura competitiva, reflejando que el poder de mercado no ha experimentado cambios sustanciales. Esto puede ser el resultado de barreras estructurales, económicas o regulatorias que dificultan tanto la entrada de nuevos competidores como la redistribución de poder entre las firmas existentes. Un IS con poca variabilidad también implica que las dinámicas competitivas no se ven alteradas significativamente por innovaciones tecnológicas o cambios en la demanda.

3.2.3. CONCLUSIONES

El análisis del sector eléctrico colombiano refleja una evolución dinámica en términos de organización industrial, estructura de mercado y regulación, impulsada por un marco normativo que busca promover la competencia y garantizar la sostenibilidad.

En el eslabón de la generación de energía, el diseño de un mercado mayorista que incluye mecanismos de corto, mediano y largo plazo permiten a la oferta y a la demanda encontrarse, así mismo junto con la diversificación progresiva de la matriz energética, ha permitido la entrada de nuevos agentes, aunque persisten desafíos significativos relacionados con la integración de tecnologías renovables y la mitigación del poder de mercado. Sin embargo, el alto grado de dependencia de la energía hidroeléctrica, que representa más del 60% de la generación, expone al sistema a vulnerabilidades significativas frente a fenómenos climáticos como El Niño, generando fluctuaciones en los precios y riesgos de abastecimiento.

La integración vertical sigue siendo una estrategia común, especialmente en empresas que combinan generación y comercialización, donde se ha permitido desde la constitución del sector eléctrico la integración sin mayores barreras, teniendo en cuenta que el sector eléctrico es un mercado en maduración las integraciones han facilitado la gestión de riesgos y mejora la eficiencia operativa. No obstante, la normativa establecida desde la Ley y por parte de la CREG ha establecido, las restricciones regulatorias, como los límites de participación accionaria y los topes de capacidad en mercados regulados, han sido esenciales para evitar prácticas anticompetitivas y fomentar condiciones equitativas para todos los agentes, que repercusiones directas sobre los usuarios finales regulados.

Adicionalmente, sobre la generación el modelo de despacho económico y las subastas de cargo por confiabilidad han garantizado la estabilidad del suministro, aunque presentan limitaciones en términos de señales de precios eficientes. Las restricciones de red y la concentración de agentes dominantes en ciertas tecnologías continúan afectando la formación de precios y la competencia efectiva. Por otro lado, el desarrollo de fuentes no convencionales, como solar y biomasa, representa una oportunidad para diversificar la matriz energética y reducir la dependencia de fuentes tradicionales, aunque su participación sigue siendo marginal.

En cuanto a la transmisión y distribución al tratarse de monopolios naturales representan restricciones para la entrada de nuevos agentes. Sin embargo, el mecanismo de subastas en la transmisión ha permitido la entrada de nuevos agentes al mínimo costo mejorando las tarifas de los usuarios. Así mismo, ha sido importante para desincentivar las prácticas anticompetitivas por medio de limitar considerablemente la integración con el objetivo de mantener la neutralidad de las redes.

Los principales retos, en estos eslabones recaen son sobre la adecuada regulación de la remuneración se requiere por parte del regulador generar los incentivos adecuados para que las empresas sean eficientes en el componente AOM dado los distintos tamaños de las empresas y los rendimientos del sector se requiere fijar metas de eficiencia. En cuanto a la inversión, se debe validar la tasa de descuento para que sea equilibrada con el objetivo de garantizar el incentivo de entrada de nuevos agentes, y tarifas no onerosas sobre los usuarios.

La comercialización, en contraste, opera en un entorno competitivo donde los comercializadores actúan como intermediarios entre generación y usuarios finales. Sin embargo, la alta concentración en el mercado regulado y las barreras de entrada limitan la competencia efectiva. Los grandes comercializadores, especialmente aquellos integrados verticalmente, tienen ventajas competitivas que dificultan la entrada de nuevos agentes, lo que restringe la diversificación del mercado. Aunque el marco regulatorio protege a los usuarios regulados, también reduce la flexibilidad para que los comercializadores ofrezcan servicios diferenciados. Para fomentar una mayor competencia, sería beneficioso flexibilizar las reglas del mercado regulado y fortalecer la capacidad de los pequeños comercializadores para competir.

3.3. GAS NATURAL

En esta sección se analiza la estructura del mercado de Gas natural (GN) en Colombia, haciendo énfasis en los diferentes eslabones que conforman la cadena de valor. Este análisis incluye la producción, transporte, distribución y comercialización, actividades que presentan dinámicas particulares debido a la coexistencia de monopolios naturales y actividades en competencia. Se estudian las fallas de mercado que han motivado la expedición de regulaciones específicas para fomentar la competencia, destacándose las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 080 de 2019.

Este análisis busca no solo describir las características estructurales del mercado de GN, sino también evaluar el alcance de posibles fallas de mercado que incluyen la concentración de la oferta, la posición dominante y las asimetrías en la negociación entre los agentes del mercado. En particular, se estudiará la interacción entre estas normativas y la dinámica del mercado, incluyendo su impacto en el equilibrio de poder entre los agentes y la promoción de un entorno competitivo que beneficie a los consumidores.

3.3.1. ESTRUCTURA Y ARQUITECTURA DEL MERCADO DE GAS NATURAL

Las actividades que componen la cadena de valor del servicio público de gas natural están definidas en la Ley 142 de 1994. Estas actividades se desarrollan a través de cuatro eslabones principales que intervienen en el proceso. En primer lugar, se inicia con la producción del energético, una actividad que incluye fases de exploración, explotación y tratamiento. Posteriormente, el energético se transporta mediante redes denominadas gasoductos. En la tercera etapa, el gas natural se distribuye por redes a nivel urbano, asegurando la llegada del producto a los consumidores. Finalmente, el servicio es comercializado directamente al usuario final, cerrando así el ciclo de la cadena de valor.

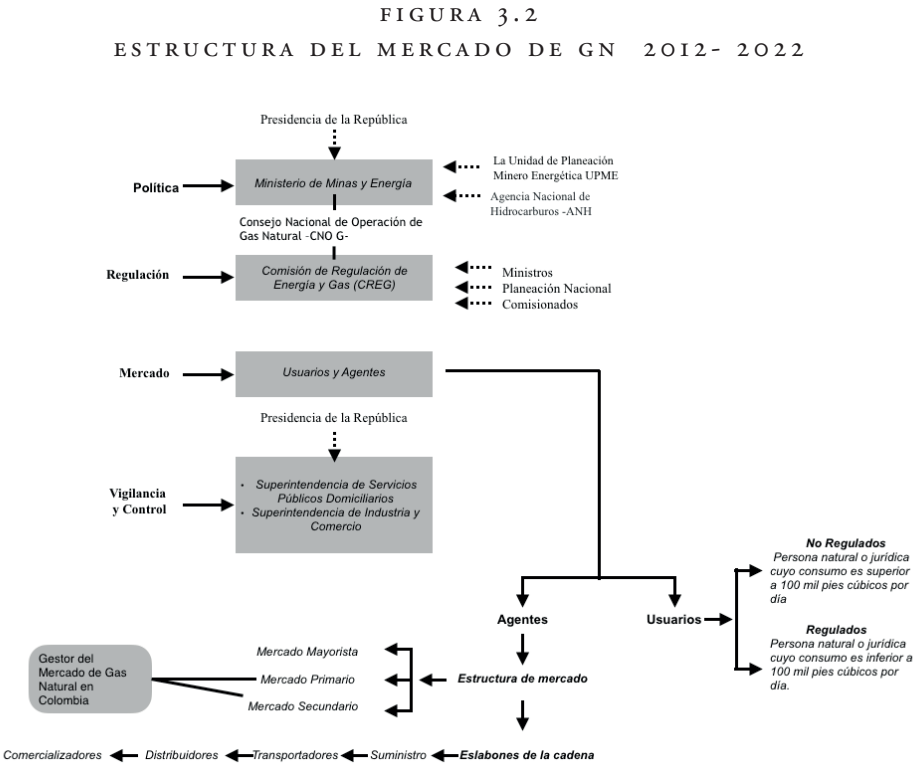
Dentro de esta cadena, las actividades de transporte y distribución son consideradas monopolios naturales debido a la infraestructura requerida, que incluye redes físicas y altos costos de inversión asociados. Por el contrario, las actividades de producción y comercialización operan en un entorno competitivo, donde los comercializadores desempeñan un papel de intermediarios entre los productores, distribuidores y los usuarios finales.⁴

El mercado de gas natural en Colombia está estructurado en un Mercado Mayorista compuesto por un Mercado Primario y un Mercado Secundario. Los productores, quienes tienen a su cargo la extracción del gas natural en diversas plantas, representan un componente esencial en esta estructura. En el país, existen dos tipos principales de gas: el gas asociado, que se extrae

4 Decreto 1467 de 2024 define la Infraestructura de Regasificación como una extensión de los activos del Sistema Nacional de Transporte (SNT), siempre que esta sea adoptada por el Plan de Abastecimiento de Gas Natural.

junto con el petróleo, y el gas libre, que se encuentra en campos específicos, como los de La Guajira.

Así, la arquitectura del mercado de gas natural puede visualizarse en la *Figura 3.2*, que describe los eslabones de la cadena y los agentes que intervienen en cada etapa.



Fuente: Elaboración propia con información de CREG.

Las actividades de distribución y comercialización se analizan comúnmente como un único eslabón, debido a la integración de estas actividades. Según datos de Promigas (2023), al cierre de 2022, ocho empresas de gas natural concentraban el 87,0 % del consumo total en el mercado regulado. Entre estas, las principales fueron VANTI, con una participación del 28,0 %, EPM con un 14,0 %, y Gases del Caribe con un 10,0 %. El restante 13,0 % fue atendido por 34 empresas distribuidas en una docena de departamentos, muchas de las cuales operan únicamente en un municipio.

En términos de cobertura, la expansión del servicio ha sido heterogéneo, A cierre de 2022, cinco departamentos no contaban con ningún municipio cubierto por gas natural. Cuatro de estos departamentos, Vichada, Guainía, Vaupés y Amazonas, pertenecen a la región Orinoquía–Amazonía, mientras que el quinto corresponde a San Andrés, en la región Caribe (Promigas, 2023). Esta falta de cobertura es debida a los altos costos de inversión necesarios para llevar Gas Natural a municipios con una baja densidad poblacional (en el caso de San Andrés, a que no se puede conectar vía terrestre al SNT).

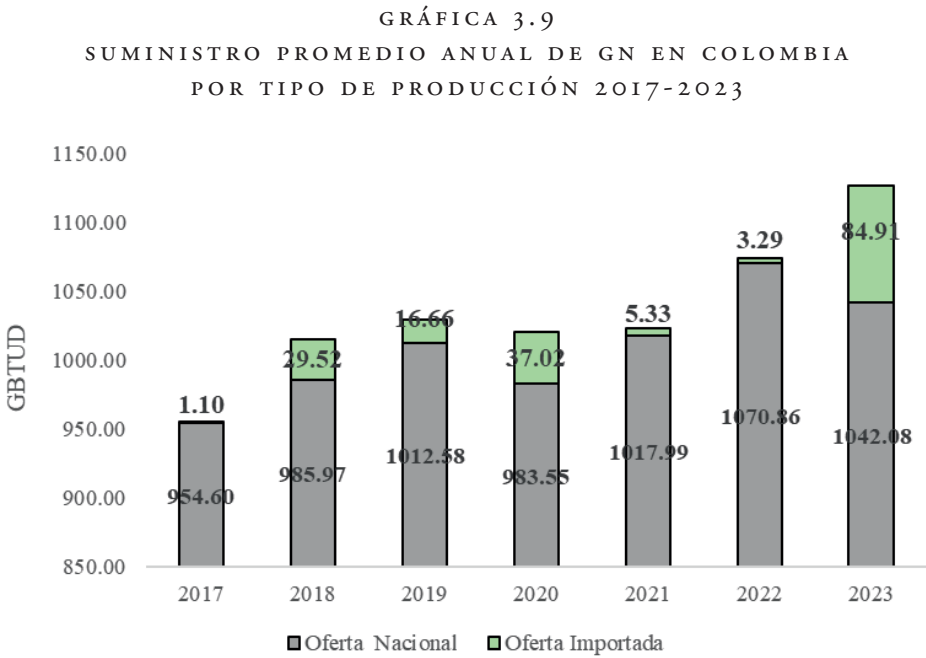
Sin embargo, entre 2018 y 2022, el servicio llegó a 24 nuevos municipios, siendo Boyacá el departamento con mayores avances al incorporar 11 municipios al sistema. En este período, se conectaron 1,5 millones de nuevos usuarios, lo que representó un progreso significativo en la masificación del servicio (Promigas, 2023).

La oferta de gas natural en Colombia puede clasificarse según su origen en producción nacional e importada. En la Gráfica 3.9. se observa que entre el año 2017 hasta 2022 el suministro de gas natural fue principalmente oferta nacional, con una producción promedio entre esos años de 1004.25 GBTUD. Sin embargo, la participación del gas natural importado aumentó considerablemente en el año 2023, puesto que en ese año se importó la mayor cantidad del energético, con 84.9 GBTUD.

Desde 2023, la importancia del gas importado ha aumentado debido al fenómeno de El Niño. Este evento ha generado una mayor demanda para garantizar la continuidad del suministro energético, en un contexto de disminución de los niveles de los embalses de agua. El sector térmico registró un incremento del 20,0 % en su consumo, impulsado por la necesidad de atender la demanda energética nacional. Este panorama se complementa con un aumento del 4,0 % en la demanda de gas natural en 2023, inyectada al Sistema Nacional de Transporte (SNT), en comparación con 2022.

Es importante destacar que el gas importado es más costoso que el producido internamente, a futuro por la disminución de la producción de gas doméstico es necesario atender usuarios finales con gas importado, lo cual tiene un impacto directo en los costos finales del servicio. Este incremento puede reflejarse en aumentos de hasta el 24,0 % en las facturas de los usuarios domiciliarios, afectando también los costos operativos de aproximadamente 650.000 vehículos convertidos a gas natural. Adicionalmente, los costos más elevados impactan la competitividad industrial y los precios de generación térmica, lo que a su vez incrementa las tarifas de energía eléctrica (Acosta,

2024). La Gráfica 3.9 ilustra la evolución de la oferta total de GN en Colombia por tipo de producción entre 2017 y 2023.



Fuente: Elaboración propia con datos del BMC (2024).

La dinámica de la demanda nacional e importada de gas natural está estrechamente vinculada a la actividad del sector termoeléctrico. Las plantas termoeléctricas cumplen una función fundamental al transformar la energía química de combustibles fósiles, como el carbón, el gas y el petróleo, en energía eléctrica. Este sector constituye un elemento clave en la respuesta a las fluctuaciones de la generación hidroeléctrica, particularmente durante fenómenos climáticos como El Niño, sin embargo, es más costosa (Dávila, 2013).

En situaciones críticas, las termoeléctricas han llegado a generar hasta el 55,0 % de la energía demandada en el país. En condiciones normales, el consumo de GN de estas plantas es cercano a 300 MPCD, pero en épocas de sequía se han registrado aumentos del 220,0 %, alcanzando consumos de hasta 650 MPCD (Naturgas, 2024). Esta variabilidad en la demanda refleja la importancia del GN en la matriz energética del país, garantizando la

estabilidad del suministro de EE en momentos críticos (Benavides, 2016). Además, según XM de las 48 termoeléctricas presentes en el país 25 (52%) de ellas utilizan gas natural para la generación de EE.

– MERCADO MAYORISTA

El mercado mayorista de gas natural, definido por la Res. CREG 186 de 2020 comprende el conjunto de transacciones de compraventa de gas natural y/o capacidad de transporte, realizadas tanto en el mercado primario como en el secundario. Estas transacciones incluyen también las operaciones de intermediación comercial relacionadas con la compra, transporte, distribución y posterior venta a usuarios finales, y deben efectuarse en conformidad con el reglamento de operación del gas natural. El mercado opera a través de contratos entre productores, que actúan como vendedores, y compradores, que son comercializadores y grandes usuarios no regulados, (CREG, 2020). Dichos contratos permiten fijar precios de forma libre en dólares estadounidenses, aplicando la tasa representativa del mercado del último día del mes. El mercado se estructura en dos segmentos principales: primario y secundario.

– MERCADO PRIMARIO

El mercado primario es donde se desarrollan todas las transacciones de venta de la molécula y transporte. La venta es realizada por los productores – comercializadores y los comercializadores de gas importado; la capacidad de transporte es un servicio ofrecido por los transportadores. La compra es realizada por los comercializadores y los usuarios no regulados. La capacidad de transporte es adquirida por productores – comercializadores, los comercializadores y los usuarios no regulados (Suárez, 2017). En la tabla 3.6 se observan los agentes participantes en este mercado.

El primer eslabón de la cadena de valor, suministro, tiene la participación de sus agentes en el mercado primario definidos como Productores-Comercializadores y Comercializadores de Gas Importado. El *Productor - Comercializador* son productores de GN que participan en el mercado primario, vendiendo gas directamente en el punto de producción o en un punto de entrada al Sistema Nacional de Transporte (SNT). Los productores-comercializadores están sujetos a ciertas restricciones: no pueden vender gas directamente a usuarios finales ni realizar transacciones de intermediación

TABLA 3.6
PARTICIPANTES INSCRITOS EN EL MERCADO PRIMARIO DE GN
EN COLOMBIA

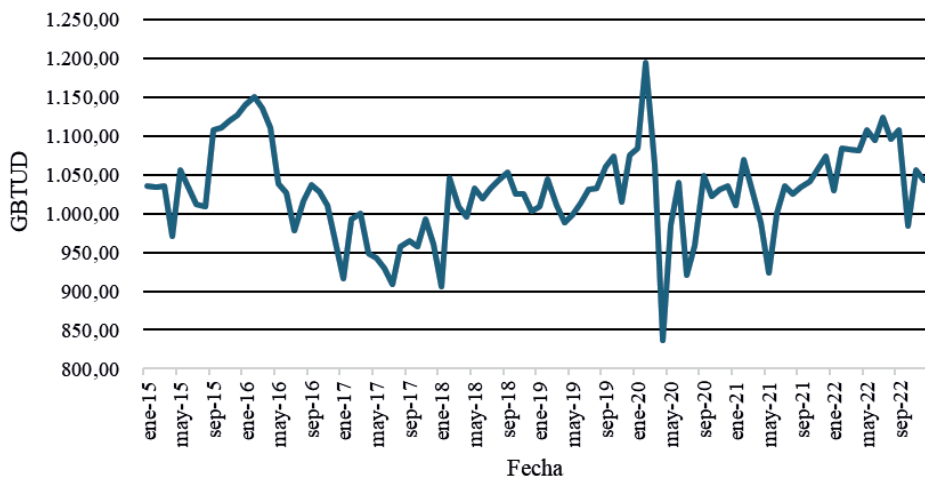
Categoría	Participantes Inscritos
Comercializador de Gas Importado	Calamari LNG S.A. E.S. P Ciaz S.A.S. E.S.P. Ecopetrol S.A. Energy Transitions S.A.S E.S. P Gases de Occidente S.A. E.S.P Petromil Gas S.A.S. E.S.P. Surtidora de Gases del Caribe S.A E.S.P. TPL Gas S.A.S. E.S.P. VP Ingeniería S.A.S. E.S.P.
Productor - Comercializador	Cepsa Colombia S.A. Clearenergy Resources S.A.S. CNE Oil & gas S SAS CNEOG Colombia Sucursal Colombia Ecopetrol S.A. Frontera Energy Colombia Corp Sucursal Colombia Gran Tierra Energy Colombia, LLC Sucursal Hocol S.A. Interoil Colombia Exploration and Production Lewis Energy Colombia Inc Maria Conchita Gas SAS MKMS Enerji Sucursal Colombia Nikoil Energy Corp Suc Colombia Olympo Colombia SAS Parex Resources (Colombia) AG Sucursura Petróleos Sudamericanos Sucursal Colombia Petrosantander (Colombia) GMBH Petrosouth Energy Corporation Sucursal Colombia Saint-Aubin International SAS Sierracol Energy Andina LLC Verano Energy (Switzerland) AG Sucursal Wattle Petroleum Company S.A.S.
Transporte	Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. - TGI S.A. ESP Coinogas S.A. E.S.P. Promotora De Gases Del Sur S.A. E.S.P. Promigas S.A. E.S.P. Transportadora de Metano E.S.P. S.A. Promioriente S.A. E.S.P. Transoccidente S.A. E.S.P.

Fuente: Elaboración propia, datos obtenidos del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia

comercial. Así mismo, la Resolución CREG 057 de 1996, los productores-comercializadores tienen limitado sus intereses económicos en empresas comercializadoras, de acuerdo con unos porcentajes de participación de capitales específicos. Por su parte, el *Comercializador de Gas Importado* es el agente que vende el gas importado para la atención del servicio público.

De acuerdo, con los datos del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia, entre 2013 y 2022 la producción fiscalizada a presentando una tendencia negativa, pasando de algo más de 90 mil MPC a 60 mil MPC, lo cual disminuye el volumen de Gas Natural Nacional que se puede ofertar en el mercado primario. Esto es coherente con la disminución de reservas que se ha presentado en campos principales como el de la Guajira. Sin embargo, la oferta promedio en el mercado primario se ha mantenido entre el rango de los 836.759 y 1.194.609 MBTUD, donde la disminución en la producción nacional ha tenido que ser compensada por la oferta de gas importado; así mismo, se observa que el año 2020 fue un año atípico producto de la pandemia del Covid-19.

GRÁFICA 3.10
SUMINISTRO PROMEDIO DIARIO POR MES GBTUD



Fuente: Elaboración propia, datos obtenidos del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia

Las cantidades ofertadas tuvieron un precio mínimo de \$0.81 dólares por MBTU obtenido el 29 de enero de 2016 y un precio máximo de \$11.8 dólares

por MBTU presentado el 15 de enero de 2019. El precio promedio en este periodo fue de \$5,1 dólares por MBTU y la desviación estándar de 1,55 dólares por MBTU (Gestor del mercado de Gas Natural en Colombia, 2024).

Existen distintos tipos de contratos para contratar el suministro, estos se encuentran esbozados en las Res. CREG 185 de 2020 y la Res. CREG 186 de 2020. Entre los que destaca el Contrato con Interrupciones (CI) destaca por su flexibilidad al permitir que el suministro de gas pueda ser interrumpido en cualquier momento por cualquiera de las partes, con previo aviso. Por otro lado, los Contratos de Opción de Compra de Gas (OCG) y Opción de Compra de Gas Contra Exportaciones (OCGX) proporcionan al comprador la seguridad de un suministro garantizado en situaciones de escasez, mediante el pago de una prima.

Para enfrentar situaciones imprevistas, los contratos de Suministro con Firmeza Condicionada (CFC) y Suministro de Contingencia (CSC) aseguran una cantidad máxima de gas en momentos de escasez o interrupciones del servicio por parte de otro proveedor. Así mismo, los Contratos de Suministro C1 y C2 aseguran el suministro sin interrupciones, ofreciendo una parte fija del suministro con la opción de aumentar la cantidad disponible según la capacidad de suministro restante. Finalmente, el Contrato de Suministro Firme al 95% (CF95) está orientado a garantizar un suministro constante y predecible. El CF95 exige que el comprador pague al menos el 95% del suministro contratado, independientemente de si se consume o no, mientras que el Take or Pay obliga al comprador a pagar una cantidad mínima acordada sin importar el consumo real. En la tabla 3.7 se puede ver el porcentaje de contratos usados en el mercado primario según su modalidad a corte de diciembre del 2022.

De acuerdo con lo ilustrado en la Tabla 3.7 se evidencia que en el mercado primario predominan los contratos con interrupciones, de contingencia y los firmes, representando el 46% de las transacciones, así mismo la mayoría de estas transacciones se realizan con una temporalidad de 1 día.

Para materializar la entrega del suministro desde la fuente o entrada del SNT a los distintos usuarios, la principal modalidad contractual son contratos de capacidad en firme donde el transportador reserva la infraestructura para el contratante. Este tipo de contrato es de transporte bajo contrato (Contract Carriage), el cual es un contrato bilateral entre compradores y vendedores donde se pacta en las tarifas, volúmenes y condiciones específicas son pactadas entre las partes, y el transportador se compromete a garantizar el acceso

a la capacidad contratada, generalmente por un período establecido, En la Gráfica 3.11 se observa el acumulado de los plazos usados en los contratos de suministro (panel A) y transporte (panel B) en el periodo 2015 – 2022.

TABLA 3.7
PORCENTAJE DE CONTRATOS DE SUMINISTRO USADOS EN EL
MERCADO PRIMARIO SEGÚN SU MODALIDAD. 2015 – 2022

MODALIDAD CONTRACTUAL	PORCENTAJE DE USO
Con Interrupciones	15,41%
Contingencia	15,34%
Firme	15,25%
Otras	13,73%
Firmeza Condicionada	13,67%
Opción de Compra	13,49%
Firme al 95%	13,03%
Take or Pay	0,08%
C1	0,01%
C2	0,00%

Fuente: Elaboración propia, datos obtenidos del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia

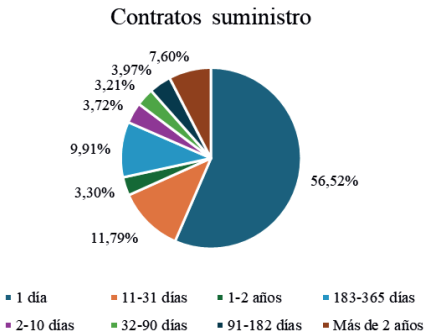
El plazo general de los contratos de suministro es de 1 día, mientras que en los contratos de transporte el plazo general es de 11 – 31 días de un día. Los principales contratos de transporte celebrados en el mercado primario son destinados atender la demanda de la generación térmica (33,3%), seguido por la industria (33,2%), y el sector residencia (18,2%) (Gestor del mercado de Gas Natural en Colombia, 2024).

En cuanto a la modalidad de contratos de transporte, existe un debate importante en torno a la conveniencia de mantener la modalidad actual de Contract Carriage o transitar hacia el modelo de Common Carriage. Según Porteau y Carassale (2021), en su análisis titulado “Transporte de hidrocarburos: ‘Common Carriage’ vs. ‘Contract Carriage’”, estas dos modalidades presentan diferencias fundamentales que tienen implicaciones significativas para el mercado del transporte de hidrocarburos. El modelo de Contract Carriage tiende a generar barreras indirectas que dificultan la expansión de la demanda, dado que el aprovechamiento pleno de la capacidad disponible

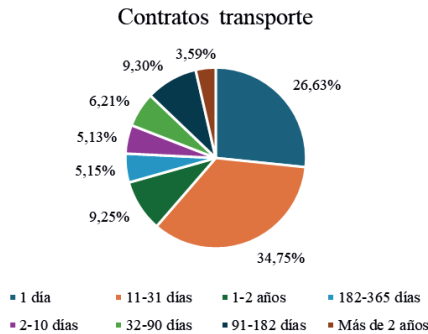
depende exclusivamente de la existencia de contratos previos. Esta rigidez puede limitar el desarrollo del mercado, generar ineficiencias en la utilización de la infraestructura y, en última instancia, conducir al estancamiento tanto de la oferta como de la demanda. En este contexto, la transición hacia un modelo de Common Carriage resulta fundamental para dinamizar el mercado, ya que permite reducir las rigideces actuales y promover el uso eficiente de toda la capacidad disponible. Además, este esquema facilita la generación de señales de mercado más claras, estimulando inversiones en infraestructura y fomentando un desarrollo más competitivo del sector.

GRÁFICA 3.II
PORCENTAJE DE DURACIÓN EN CONTRATOS DE SUMINISTRO Y
TRANSPORTE (ACUMULADO 2015 – 2022)

PANEL A



PANEL B



Fuente: Elaboración propia, datos obtenidos del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia

— MERCADO SECUNDARIO

El mercado secundario, se tratan los excedentes de gas y de transporte. La venta de gas la realizan los comercializadores y los usuarios no regulados. La capacidad de transporte que fue anteriormente adquirida por productores – comercializadores, comercializadores de gas importado, comercializadores y usuarios no regulados pueden vender su derecho. La compra de los excedentes lo pueden realizar productores–comercializadores, comercializadores de gas importado, comercializadores y usuarios no regulados de acuerdo con las disposiciones de la Res. CREG 186 de 2020. En la Tabla 3.8 se observa el

porcentaje de uso por modalidad de contratos en un acumulado de enero de 2015 a diciembre de 2022 para suministro.

TABLA 3.8
PORCENTAJE DE CONTRATOS USADOS EN EL MERCADO
SECUNDARIO SEGÚN SU MODALIDAD 2015-2022

MODALIDAD CONTRACTUAL	PORCENTAJE DE USO
Firme	67,89%
Con interrupciones	18,55%
Take or Pay	6,66%
Firmeza condicionada	3,02%
Opción de compra	2,26%
Contingencia	1,62%

Fuente: Elaboración propia, datos obtenidos del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia

En el mercado secundario se negocian del mismo modo que en el mercado primario, una mayor parte de contratos firmes, con un 67.89%. Estas transacciones pueden realizarse directamente entre las partes o mediante subastas reguladas, y los contratos pueden incluir opciones de compra de capacidad transporte. En este mercado secundario predominan los mismos tipos de modalidades y tipos de contratación tanto en suministro como transporte.

Los campos que más cantidades contratadas en promedio desde enero de 2015 a diciembre de 2022 en el mercado secundario son Cusiana (113.480 MBTUD), Ballena (65.435 MBTUD) y Mamonal (56.161 MBTUD) representando el 30,17%, 17,80% y el 15,28% del total de cantidades contratadas respectivamente.

3.3.2. ANÁLISIS DE ORGANIZACIÓN INDUSTRIA
DEL GAS NATURAL

I. SUMINISTRO

La producción de gas natural se inicia con la obtención del recurso, por medio de su extracción en yacimientos o mediante la importación en estado líquido (GNL), para luego gasificarlo en plantas de regasificación. En la extracción

en yacimientos, la etapa inicial es la exploración, seguida por la perforación, extracción, y acondicionamiento (GMGN, 2020).

Dada la complejidad operativa y los altos costos financieros involucrados, la etapa de producción está dominada por empresas especializadas, que cuentan con la experiencia técnica (know-how) y la capacidad económica necesarias para desarrollar estas actividades a gran escala. Estas condiciones configuran un monopolio natural, dado que las barreras de entrada limitan la participación de nuevos agentes. En Colombia, la oferta de gas natural opera bajo un modelo de competencia monopolística, en el que la naturaleza no renovable del recurso genera costos marginales crecientes a medida que disminuyen las reservas. Este modelo refleja tanto los desafíos asociados con la explotación sostenible del gas como la necesidad de garantizar la continuidad del suministro en un mercado dinámico.

La extracción del gas natural se realiza en yacimientos convencionales: (i) *los convencionales onshore*, que se encuentran en tierra y utilizan métodos tradicionales de extracción, y *los convencionales offshore*, ubicados en el mar, que requieren tecnologías avanzadas para su exploración y producción, y (ii) *los no convencionales*¹ que son una expresión general para fuentes de gas tradicionalmente más difíciles y difíciles de extraer (GMGN, 2020). Para el caso colombiano el suministro de gas natural (GN) es principalmente de proveniente de la producción nacional de campos ubicados en las regiones Caribe y Oriental. Las principales fuentes incluyen los campos de Cusiana, La Guajira, Cupiagua, Campos Aislados, Clarinete y Gibraltar.

Además, el país cuenta con una planta de regasificación que cubre la demanda termoeléctrica en la región Caribe, mientras que se encuentra en planificación una segunda planta en la costa Pacífica para atender la demanda del interior del país. Este esquema refleja la diversificación de las fuentes de GN y el esfuerzo por garantizar el suministro en diferentes regiones del territorio nacional. En términos operativos, la oferta de GN en el eslabón de producción se clasifica en cuatro secciones, según lo establecido en el *Gestor del Mercado de Gas Natural* (GMGN):

1. *Energía inyectada*: Cantidad de gas inyectada en cada punto de entrada del Sistema Nacional de Transporte (SNT), incluyendo la producción nacional e importaciones.

2. *Energía para suministrar*: Volumen programado diariamente en el SNT, de acuerdo con las nominaciones realizadas por los agentes de suministro.

3. *Gas importado no inyectado*: Energía declarada por los comercializadores de GN importado que no se inyectó al SNT, representando reservas o volúmenes no utilizados.

4. *Gasoductos de conexión*: Volumen diario transportado a través de los gasoductos de conexión, junto con la capacidad máxima a mediano plazo y los costos asociados al uso de esta infraestructura.

Este esquema operativo facilita la gestión de la oferta y promueve un flujo eficiente de información entre los actores del mercado, lo que contribuye a la estabilidad del sistema energético. El GN suministrado con los estándares técnicos establecidos por la Resolución CREG 050 de 2018 que regula las especificaciones de calidad del gas entregado al transportador en los puntos de entrada al SNT.

— AGENTES DEL SUMINISTRO

La participación de los agentes en el mercado de suministro. El mercado de producción de gas natural en Colombia está claramente liderado por Ecopetrol S.A., cuya participación incrementó del 50,99 % en 2018 al 74,01 % en 2021, estabilizándose en un 71,95 % en 2022. Este liderazgo absoluto resalta frente al desempeño del segundo lugar, ocupado inicialmente por Equion Energía Limited en 2018 y 2019, con participaciones del 26,07 % y 27,70 %, respectivamente. A partir de 2020, Hocol S.A, filial del Grupo Ecopetrol, asumió esta posición, aunque con una contribución más modesta, al pasar de una participación del 7,12 % en 2020 al 10,74 % en 2022, lo que refleja una reconfiguración significativa del mercado.

En los puestos inferiores, Chevron Petroleum Company ocupó el tercer lugar hasta 2019, con participaciones del 10,58 % en 2018 y del 8,64 % en 2019, siendo desplazada en 2020 por Equion Energía Limited, que registró un 5,04 %. Posteriormente, CNE Oil & Gas S.A.S. asumió esta posición, aumentando su participación hasta alcanzar un 5,97 % en 2022. Por su parte, la cuarta posición fue ocupada inicialmente por Geoproduction Oil and Gas en 2018 y 2019, con participaciones del 3,38 % y 3,93 %, respectivamente, pero fue tomada por Canacol Energy Colombia S.A.S., que incrementó su participación del 4,90 % en 2020 al 5,04 % en 2022. En contraste, las empresas clasificadas como “restantes” han experimentado una reducción en su participación de mercado, disminuyendo del 11,96 % en 2020 al 6,29 % en 2022.

TABLA 3.9
PARTICIPACIÓN DE MERCADO POR AÑO (2018-2022)

PARTICIPACIÓN (%) DE LOS AGENTES PRINCIPALES EN LA ACTIVIDAD DE SUMINISTRO					
AGENTE GENERADOR	2018	2019	2020	2021	2022
Ecopetrol S. A	51,0%	48,8%	71,0%	74,0%	72,0%
Equion Energy Limited	26,0%	27,7%	5,0%		
Chevron Petroleum Company	10,6%	8,6%			
Hocol s.a.			7,1%	9,9%	10,7%
CNE Oil & Gas SAS + Canacol Energy Colombia SAS			4,9%	10,1%	11,0%
Geoproduction oil and gas company of Colombia	3,4%	3,9%			
Empresas Restantes	9,0%	11,0%	12,0%	6,0%	6,3%
Total, principales	91,0%	89,0%	88,0%	94,0%	93,7%
Total	100%	100%	100%	100%	100%
Cantidad de empresas	40	40	38	34	35

Fuente: Elaboración propia, datos obtenidos del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia

En términos generales, el mercado evidencia una creciente concentración en Ecopetrol S.A.⁵, con un liderazgo consolidado. Sin embargo, los cambios observados en los actores secundarios reflejan una dinámica de reestructuración, marcada por el crecimiento de nuevos participantes como CNE Oil & Gas S.A.S. y la consolidación de Canacol Energy Colombia S.A.S., mientras que la participación de las empresas menores se ha reducido de manera significativa.

5 Resolución CREG 057 de 1996, art. 156 “Manejo Del Centro Nacional De Despacho. Mientras ECOPE-TROL opere el Centro de Despacho de Gas Combustible, lo hará únicamente para asegurar el transporte en forma segura, económica y eficiente, ajustándose estrictamente a las obligaciones impuestas por el Código de Transporte, el cual será reglamentado por la CREG, o sus normas suplementarias y por los diferentes contratos suscritos. La medición de volúmenes de entrada y salida del gas combustible será información pública.”

Resolución CREG 057 de 1996, art. 153 “Participación De Ecopetrol En Transporte Y Distribución. Eco-petrol desarrollará la actividad de transporte y distribución como accionista o socio en una empresa transportadora, dedicada al transporte troncal en gasoductos ya construidos o en proceso de construcción, así como en empresas distribuidoras, en una proporción superior a la establecida en el artículo 6 de esta resolución, hasta el 31 de diciembre de 1.997, de conformidad con el artículo 1 de la resolución 021 de 1995; en el entretanto ofrecerá a terceros dichas acciones conforme a la Constitución y a la ley, en una forma tal que preserve sus intereses patrimoniales.”

Así mismo, el mercado ha presentado una tendencia en la disminución de agentes en la actividad de suministro entre 2018 y 2022 acorde con los datos del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia. En 2018 y 2019 operaban 40 empresas, esta cifra se redujo a 39 en 2020 y experimentó una caída pronunciada en 2021 donde solo participaron 34 agente, para 2022 se evidenciaron 35. Esta contracción de los agentes señala un entorno cada vez más concentrado, dominado por los principales productores.

La reducción en el número de participantes coincide con un incremento en la participación de los grandes actores del sector, liderados por Ecopetrol S.A., cuya cuota de mercado aumentó del 50,99 % en 2018 al 74,01 % en 2021. Factores como la falta de competitividad entre los pequeños actores, las fusiones y adquisiciones, los cambios regulatorios y el impacto económico de la pandemia de 2020 han sido determinantes en este proceso de concentración. Aunque el número de empresas se incrementó levemente en 2022, la tendencia hacia una mayor concentración plantea desafíos importantes para la competencia y la diversificación del mercado, consolidando un entorno cada vez más controlado por un grupo reducido de grandes productores.

— CONCENTRACIÓN Y DOMINANCIA DEL SUMINISTRO

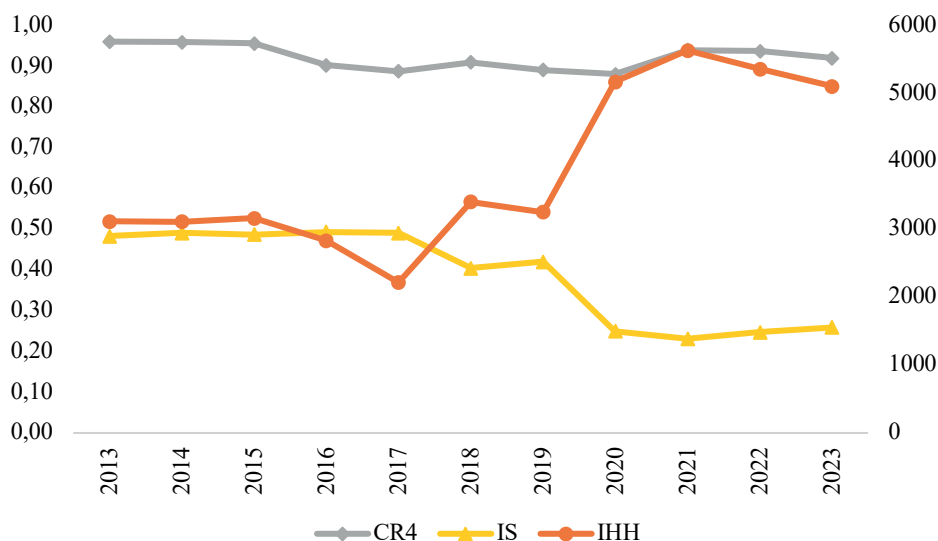
El análisis de organización industrial del eslabón de suministro se realizó, sobre la producción fiscalizada durante el periodo 2013-2023. En ese sentido, los resultados del valor promedio del CR₄ (92%) dan cuenta que los cuatro grandes productores del país concentran más de la mitad de la producción nacional, acorde con el comportamiento del mercado anteriormente descrito.

Por su parte, el IHH, el valor promedio fue de 3.849 unidades, con un máximo de 5.631 y un mínimo de 2.215, lo que da cuenta de una alta concentración. El IS, el valor promedio durante el periodo analizado fue de 0,39 destacándose que, a partir del 2020, el valor disminuyó considerablemente, lo cual da muestra de que la firma dominante ostentaría una posición de dominio en este rubro. La Gráfica 3.12 muestra, en detalle, la evolución de estos índices.

Desde la década de 1970, la producción de gas natural (GN) en Colombia estuvo controlada, directa o indirectamente, por ECOPETROL. Esto se debe a que, según la normativa constitucional, cualquier exploración de campos de gas debía realizarse mediante un contrato de asociación entre esta empresa estatal y las firmas privadas. En este esquema, ECOPETROL se encargaba de la

exploración y explotación de hidrocarburos, liderando la extracción de los principales yacimientos de petróleo y gas del país. Este sistema de asociación obligatoria no solo consolidó la participación de ECOPETROL en el mercado, sino que también redujo la competencia, convirtiéndolo en el principal administrador del recurso natural y fortaleciendo su posición dominante en el sector (CREG, 2006).

GRÁFICA 3.12
ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN Y DOMINANCIA
PARA LA PRODUCCIÓN FISCALIZADA 2013-2023



Fuente: Elaboración propia con datos del SUI (2024).

El Gobierno Nacional, a través del Decreto 1760 de 2003, creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y le otorgó la responsabilidad de administrar y asignar los recursos de hidrocarburos del Estado. Con este cambio, se reformó el esquema contractual, permitiendo que la adjudicación de áreas para la exploración y explotación de hidrocarburos fuera abierta a la competencia entre distintas compañías. El objetivo de esta reforma era que ECOPETROL participara como un agente más del mercado, en condiciones de igualdad con otros actores (CREG, 2006). Aunque la nueva regulación buscaba promover un mercado más competitivo, los resultados no han cumplido las expectativas en términos de reducción de la concentración. Las dificultades

para disminuir la concentración y aumentar la competencia se debe a que el sector se desarrolló estructuralmente en torno a ECOPELROL.

La concentración actual puede explicarse por el hecho de que esta firma ha mantenido históricamente una participación mayoritaria en la producción y, además, controla un porcentaje significativo de las regalías, así como de la cadena de transporte y almacenamiento. Esta posición le otorga una influencia considerable sobre la oferta y los precios en el mercado.

De acuerdo con Plata Puyana & de Greiff Correa (2022), la integración vertical de actividades en mercados competitivos puede ocasionar efectos adversos para el mercado, tales como: (i) la negativa a vender a terceros o la venta a precios más altos, con el fin de incrementar de manera artificial los costos de los competidores; y (ii) el bloqueo de clientes, que ocurre cuando un agente integrado verticalmente se rehúsa a comprar o reduce las compras de insumos a empresas externas a su organización, o adquiere dichos insumos en condiciones menos favorables para los terceros en comparación con las condiciones aplicadas a su propia empresa.

Para lo cual, mediante Resolución CREG 093 de 2006, ha impuesto limitantes a la explotación de un campo productor mediante un acuerdo de colaboración entre competidores. Los productores involucrados deben demostrar ante la CREG que cumplen con los criterios señalados en el artículo 3 de la misma resolución. En cuanto al mercado de comercialización de gas natural, la Resolución CREG 057 de 1996 había fijado un límite del 25 % en la participación de mercado. No obstante, esta restricción fue eliminada posteriormente mediante la Resolución CREG 112 de 2007.

Ahora bien, en materia de concentración de la oferta, la CREG ha manifestado que “la preocupación del regulador en cuanto a los límites de integración y participación se centra en la formación de precios eficiente”. Sin embargo, en el mercado de GN no existen límites a la participación en el mercado de producción a pesar de encontrarse sumamente concentrado. En promedio para el año 2023, ECOPELROL controló más del 60,0 % de producción de GN, operando o teniendo participación mayoritaria en los principales campos que proveen alrededor del 80,0 % del suministro en el país. Lo anterior genera preocupaciones sobre el impacto en la competencia y la eficiencia del mercado, dado el dominio de ECOPELROL en múltiples eslabones de la cadena de producción, como se analizó previamente

II. TRANSPORTE

En el eslabón de transporte, el país cuenta con el Sistema Nacional de Transporte desarrollado en forma de ramas desde un punto central, el cual lleva el suministro de GN desde sus fuentes hasta los sistemas de distribución para usuarios finales. El Sistema Nacional de Transporte, es el conjunto de tuberías mediante las cuales se realiza la conducción del gas natural a alta presión mediante tuberías de acero, desde los puntos de producción o importación hasta la entrada de las ciudades y grandes consumidores (Ministerio de Energía, 2024)

La actividad de transporte en el mercado de Gas Natural es un monopolio natural, dada la presencia de redes físicas y altos costos de inversión asociados a esta. En cuanto a regulación, el artículo 5 de la Res. CREG 57 de 1996 menciona que con el fin de garantizar el acceso abierto al STN de Gas Natural, el transporte se constituye como independiente de las actividades de producción, comercialización y distribución de Gas Natural. Además, no puede realizar de manera directa actividades de producción, comercialización o distribución, ni tener interés económico en empresas que tengan por objeto la realización de esas actividades, de igual forma, las empresas cuyo objeto sea vender, comercializar o distribuir gas natural, no podrán ser transportadoras ni tener interés económico en una empresa de transporte de este mismo producto.

Por otro lado, al ser esta una actividad monopólica, los artículos 11.6 y 170 de la Ley 142 de 1994, imponen a los agentes que desarrollen esta actividad la obligación de facilitar el acceso a la infraestructura. El procedimiento y la decisión de otorgar acceso a la red corresponde al transportador, según la Res. CREG 71 de 1999 (Plata & De Greiff, 2023). Los agentes solo pueden negar el acceso invocando la insuficiencia de capacidad o aludir a el no pago de los cargos establecidos por la CREG, que tiene las atribuciones de imponer servidumbre de acceso al operador renuente (Betancur, 2024).

El Sistema Nacional de Transporte (SNT) por gasoductos de Colombia alcanzó en 2021 una longitud de 7.762 kilómetros. Es de tipo radial y tiene dos grandes subsistemas: el de la costa atlántica y el del centro del país, organizados en función de los tres principales centros productores de gas natural y de los centros de consumo más destacados. (CREG, 2019)

El sistema está compuesto por alrededor de 50 tramos de gasoductos que abastecen de gas a las principales ciudades del país y en sus recorridos

atienden localidades más pequeñas, centrales térmicas, industrias y distribuidoras de gas. Los campos productores son Ballena (en La Guajira), Cusiana y Cupiagua (en el Casanare), y los situados en Córdoba y Sucre.

La remuneración del transporte de acuerdo con el documento CREG 143A de 2021 se disponen los lineamientos para establecer los cargos por transporte de gas natural, esto con base en la Res. CREG 175 de 2021 en donde se establecen los criterios generales con el fin de cumplir ese objetivo. En esta resolución se defienden las bases para determinar los ingresos que los transportadores pueden percibir y un esquema que diferencia entre cargos fijos y variables, considerando factores como la capacidad contratada y el volumen transportado, con el fin de reflejar adecuadamente los costos asociados al servicio

La Res. CREG 175 de 2021 implicó cambios importantes frente la normativa anterior contenida en la Res. CREG 126 de 2010 como la conversión de cargos a pesos colombianos, la diferenciación de cargos fijos y variables, la inclusión de factores de eficiencia para la determinación de gastos, y la sustitución de los costos históricos y proyecciones por costos eficientes para determinar el ingreso.

— AGENTES DEL TRANSPORTE

El SNT participan siete firmas, de las cuales, dos tienen una participación de más del 87,0% en el transporte del combustible por redes, éstas son *Transportadora De Gas Internacional (TGI)*, que atiende la demanda de la Región Andina, con aproximadamente el 52% del mercado y *PROMIGAS*, con una participación aproximada del 35%, la cual atiende la demanda de la Región Caribe (Promigas, 2023). Las firmas siguientes con mayor participación son Progasur, Pormioriente. y Transmetano acumulando el 11,82% de las redes. Las firmas Promioriente, Transmetano y Transoccidente son filiales de Promigas (Tabla 3.10).

Las participaciones del mercado, que corresponden a las cantidades inyectadas de energía (GN) en el SNT, guardan una estrecha relación con la infraestructura que poseen cada uno de los agentes, se observa que TGI y Promigas son aquellas que tiene la mayor cantidad de kilómetros de red en el SNT para el periodo 2017-2021.

TABLA 3.10
KILÓMETROS DE RED POR EMPRESA EN EL STN
EN EL PERIODO 2017 - 2021

TRANSPORTADOR FIRMA	KM DE RED POR AÑO					PORCENTAJE 2021
	2017	2018	2019	2020	2021	
TGI	3.957	3.994	3.994	4.017	4.033	51,96%
Promigas	2.256	2.561	2.688	2.756	2.752	35,45%
Progasur	392	392	392	392	392	5,05%
Promioriente	335	335	335	335	335	4,32%
Transmetano	190	190	190	190	190	2,45%
Coinogas	18	49	49	49	49	0,63%
Transoccidente	11	11	11	11	11	0,14%
Total	7.159	7.532	7.659	7.750	7.762	100,00%

Adaptada: Informe Promigas (2022).

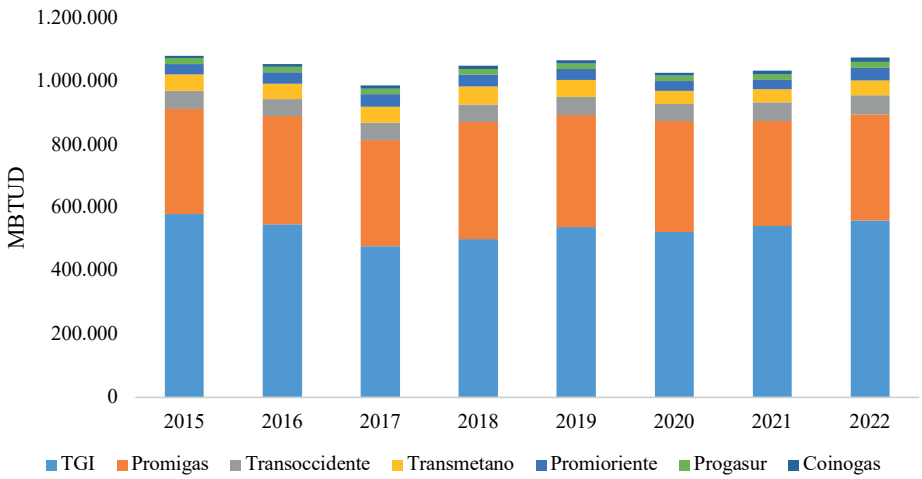
La demanda del servicio de transporte por parte de los agentes de los demás eslabones de la cadena es congruente con la infraestructura que tienen estos, TGI y Promigas son los principales agentes contratados por productores y comercializadoras para el transporte de la energía (GN) inyectada al STN, por lo cual existen una dominancia del mercado por parte de estas dos firmas. Los principales tramos del país Cusiana – El Porvenir, El Porvenir – La Belleza, La Belleza – Vasconia, Cogua – Sabana, El Porvenir – La Belleza y La Belleza – Cogua, los tramos que van desde Cusiana hasta los Llanos, desde Vasconia hasta Yumbo y desde Vasconia hasta Neiva, pertenecen al TGI, mientras que los tramos de Cartagena – Barranquilla, Ballena – La Mami, Barranquilla – La mami y La mami- Barranquilla pertenecen a Promigas.

Es importante tener en cuenta que Promioriente, Transmetano y Transoccidente son filiales de Promigas, por lo que Promigas en realidad tendría 3.288 kilómetros de red para 2021, y una participación en el mercado para ese año sería del 42,36%, por lo que más del 90% del mercado pertenecería únicamente a TGI y a Promigas (Tabla 3.11).

La dinámica de los periodos de contrato por uso de las tuberías ha ido cambiando su dinámica a medida que pasa el tiempo, debido a que hasta finales de 2020 parece predominar el periodo de 11 – 31 días, mientras que a partir de 2021 la dinámica cambió a ser mayormente de un día, esto, probablemente dado como efecto de la pandemia. Para 2022 disminuyó la cantidad de contratos a un día y empezaron a aumentar la cantidad de contratos a

plazos mayores, como 91 – 182 días o 32 – 90 días, es decir, el mercado ha ido teniendo una transición del mercado de corto plazo a uno de más largo plazo que el inicial.

GRÁFICA 3.13
ENERGÍA RECIBIDA POR EL TRANSPORTADOR 2015 – 2022
(MBTUD)



Fuente: Elaboración propia, datos obtenidos del Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia

— INTEGRACIÓN FÍSICA DEL MERCADO COSTA — CENTRO

La integración de la infraestructura de los dos mercados Costa – Centro es crucial para facilitar la comercialización de gas de manera más eficiente y competitiva, permitiendo que la demanda del interior del país pueda ser abastecida adecuadamente la oferta disponible en la costa colombiana, generando una mejor asignación de los recursos.

El proceso de integración requiere establecer el esquema de remuneración a la infraestructura de transporte. En este sentido el regulador, además del esquema de distancia, cuenta con dos esquemas alternativos: Entry-Exit, o Estampilla. Se considera que estos dos esquemas facilitarían la integración del mercado, impidiendo el flujo de gas entre las regiones Costa e Interior, debido a la distancia entre los dos mercados dificulta la integración.

El Foco 2 de la Misión de Transformación Energética (MME, MTE, 2019) propuso optar por un esquema Entry – Exit. Benavides y Cabrales (2020) consideran que estampillar promovería una conexión comercial de los dos mercados. En la Guía del Gas (2024) se plantea que se podrían agrupar varios tramos de la red en uno solo, lo que permite tener una estructura tarifaria más simple y con mayor competencia, eliminando las diferencias de precio basadas en la fuente de suministro y el punto de consumo. Así mismo, la CREG, en el Foro de Operaciones de Gas (2017) propuso aplicar el estampillado al 10% de la inversión de cada sistema de transporte, haciéndolo de manera gradual, especialmente en los tramos que están contratados al 100%.

En este sentido, la conexión física de los mercados de gas y la adopción del esquema Estampilla no solo garantizarían un abastecimiento más equilibrado entre la Costa y el Interior, sino que también mejorarían la eficiencia económica, reducirían precios para los consumidores y promoverían la exploración de nuevas reservas, ampliando la oferta y el número de oferentes de gas natural para el país en general. Estas medidas son esenciales para mitigar el riesgo de desabastecimiento y garantizar un mercado competitivo y eficiente que beneficie a todas las partes involucradas (Castañeda, 2021).

La CREG a partir de la Res. CREG 175 de 2021, ha establecido la posibilidad de agregación de tramos puede facilitar la integración de los mercados regionales de la Costa y el Centro de Colombia, permitiendo una operación más coordinada y eficiente del sistema de transporte de gas natural. Esta integración podría mejorar la confiabilidad del suministro y optimizar el uso de la infraestructura existente.

Finalmente, para desde el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2019-2028 y Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023- 2038, se han establecido los proyectos IPAT que permitirán generar la conexión física de los dos mercados, y generar un mayor dinamismo de la actividad de transporte, eso involucren la Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena, Interconexión Barranquilla - Ballena con Ballena – Barrancabermeja, Gasoducto Noroccidente: Conexión VIM – Interior.

III. DISTRIBUCIÓN

En el eslabón de distribución es en la etapa en la que se lleva el gas desde los gasoductos troncales hasta los usuarios finales, que pueden ser hogares, comercios, industrias y estaciones de Gas Natural Vehicular. (Ministerio

de Energía, s.f.). Las redes de distribución son de menor diámetro que operan a presiones más bajas que los gasoductos troncales del SNT. El gas que pasa por estas redes va disminuyendo su presión a medida que pasan por estaciones de regulación. En el eslabón de distribución se incluyen los sistemas de medición, que están instalados en cada conexión para registrar el consumo de gas. Al igual que el eslabón de transporte, el eslabón de distribución constituye un monopolio natural debido a los altos costos de inversión asociados a las redes físicas.

En el ámbito regulatorio, el artículo 6 de la Resolución CREG 57 de 1996 establece que un productor y un distribuidor pueden actuar como comercializadores de gas natural. No obstante, el literal (d) del mencionado artículo impone ciertos límites a la integración entre las actividades de producción y distribución: (i) un productor de gas natural solo podrá poseer hasta el 20 % de participación en una empresa que opere en el eslabón de distribución, y (ii) el capital de una empresa distribuidora no podrá pertenecer en más del 30 % a productores de gas natural. Cabe señalar que estas restricciones aplican exclusivamente para empresas constituidas después de la entrada en vigor de la Ley 142 de 1994 (Plata & De Greiff, 2023). Por otro lado, el procedimiento y la decisión de otorgar acceso a la red recaen sobre el distribuidor, según lo dispuesto en las Resoluciones CREG 67 de 1995 y CREG 57 de 1996.

— AGENTES DE LA DISTRIBUCIÓN

Si bien la distribución de GN es un monopolio natural, en Colombia se ha permitido la explotación de mismo a una cantidad considerable de agentes. Entre 2017 y 2023, se ha contado con 46 firmas para prestar esta actividad. Sin embargo, las participaciones de estas empresas varían considerablemente, las primeras cuatro firmas concentran el 58,03% del mercado. Esto se debe a la concesión exclusiva a empresas en áreas estratégicas con ciudades con alta densidad poblacional como es el caso de Vanti S.A. E.S.P y Empresas Públicas de Medellín E.S.P., en las ciudades de Bogotá y Medellín, respectivamente.

De acuerdo con los datos del O₃ del SUI el número de empresas desde diciembre de 2017 hasta diciembre de 2023 presento variaciones. Sin embargo, el promedio de empresas ha sido un aproximado de 39 empresas por mes, el número mínimo de empresas que ha sido de 31 empresas en diciembre de 2023 y el máximo ha sido 43, en diciembre de 2022. Este cambio en el último año de análisis puede indicar dificultades para la consolidación de

nuevos agentes en la actividad producto de los altos costos de inversión y otras barreras de entrada.

TABLA 3.12
PRINCIPALES EMPRESAS DISTRIBUIDORAS POR SU
PARTICIPACIÓN PROMEDIO ENTRE 2017-2023

EMPRESA	PARTICIPACIÓN DE MERCADO
Vanti S.A. E.S.P.	23.53%
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	12.6%
Gases de Occidente S.A. E.S.P.	11.6%
Gases del Caribe S.A. E.S.P.	10.3%
Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.	8.7%
Surtidora de Gas del Caribe S.A. E.S.P.	7.8%
Efigas Gas Natural S.A. E.S.P.	6.0%
Gas Natural Cundiboyacense S.A. E.S.P.	4.8%
Empresas Restantes (39)	14.8%

Fuente: elaboración propia con datos de la plataforma O3 del SUI

IV. COMERCIALIZACIÓN

La cadena de valor de la comercialización de gas natural comprende un conjunto de actividades que incluye la compra y venta del combustible, el pago de los servicios de transporte y distribución, la medición del consumo, la emisión y entrega de facturas, el recaudo, el mercadeo y la atención al usuario final. Aunque la comercialización se define como la compraventa del gas combustible a título oneroso, el comercializador de pequeños usuarios asume responsabilidades adicionales, como medir el consumo y ejecutar actividades asociadas a la gestión comercial con los consumidores finales, asegurando así una atención eficiente y completa.

En sus inicios la comercialización era una actividad exclusiva de las empresas distribuidoras, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) durante 2003 desarrolló un marco normativo específico con el propósito de estimular la competencia y regular la actividad en la industria. Este cambio regulatorio permitió la entrada de nuevos actores con menores barreras de capital, porque la creación de una empresa comercializadora requiere principalmente una fuerza de ventas, a diferencia de las distribuidoras, que

demandan significativas inversiones en infraestructura y personal especializado. Estas condiciones han impulsado un entorno competitivo entre comercializadoras y distribuidoras, especialmente por captar los clientes de mayor consumo, quienes representan las principales utilidades de la actividad. Asimismo, este contexto motiva alianzas estratégicas entre empresas, con el fin de aumentar su competitividad y ofrecer mayor valor agregado a los consumidores.

– AGENTES DE LA COMERCIALIZACIÓN

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) considera las actividades de distribución y comercialización de gas natural como un único eslabón dentro de la cadena de valor, debido a que las empresas distribuidoras también cumplen funciones de comercializadoras. Actualmente, se identifican 48 agentes que combinan estas actividades en el país. Al cierre de 2022, ocho empresas concentraban el 87,0 % del total consumido en el mercado regulado. Entre ellas, destacan VANTI con una participación del 28,0 %, Empresas Públicas de Medellín (EPM) con el 14,0 % y Gases del Caribe con el 10,0 %. El 13,0 % restante corresponde a 34 empresas distribuidas en doce departamentos, la mayoría de las cuales atienden únicamente un municipio, lo que refleja una marcada concentración en los principales actores del sector (Promigas, 2023).

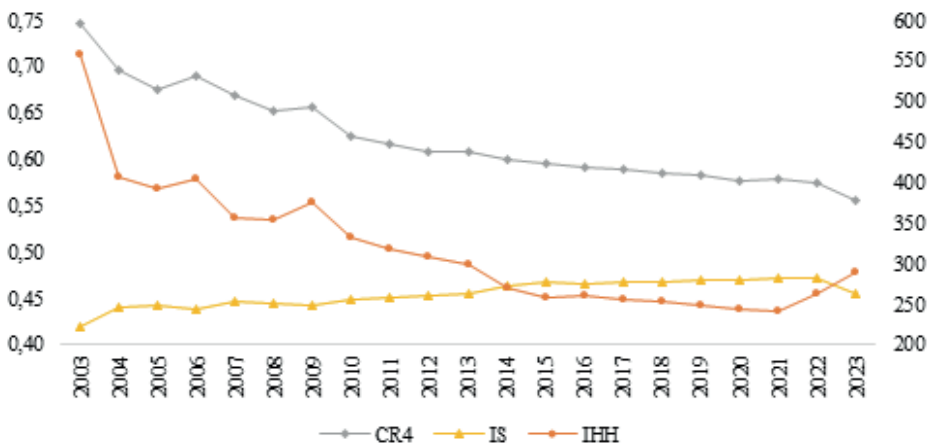
En términos de cobertura, al cierre de 2002, cinco departamentos no contaban con ningún municipio conectado a la red de gas natural. Cuatro de estos pertenecen a la región Orinoquía-Amazonía, Vichada, Guainía, Vaupés y Amazonas, y un al departamento, San Andrés, a la región Caribe. Sin embargo, entre 2018 y 2022, se extendió el servicio a 24 nuevos municipios, conectando 1,5 millones de nuevos usuarios. En este proceso, Boyacá lideró la expansión con 11 municipios adicionales conectados. En la actualidad, en 15 de los 27 departamentos que cuentan con redes domiciliarias, más del 75,0 % de los municipios tienen acceso al servicio, lo que representa un avance significativo en la masificación del gas natural en el país (Promigas, 2023).

– CONCENTRACIÓN Y DOMINANCIA DE LA COMERCIALIZACIÓN

El análisis de organización industrial realizado para este eslabón, utilizando indicadores como el CR₄, el índice Herfindahl-Hirschman (IHH) y el índice

de Stenbacka (IS), arroja resultados clave. Durante el periodo 2003-2023, el promedio del CR4 fue de 62,6 %, con VANTI (32,0 %), Gases del Caribe (11,7 %), EPM (10,7 %) y Surtidora de Gas del Caribe (9,7 %) como los principales agentes del mercado. El valor promedio del IHH fue de 318,5, indicando que este segmento se encuentra relativamente desconcentrado, dada la cantidad de agentes y la cobertura de los hogares. Por otro lado, el promedio del IS fue de 0,45, con valores superiores a partir de 2013, lo que sugiere que una de las empresas dominantes podría estar ostentando una posición de dominio. En línea con lo anterior, la Gráfica 3.14 ilustra estas dinámicas del mercado.

GRÁFICA 3.14
ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN Y DOMINANCIA PARA EL
CONSUMO FACTURADO 2003-2023



Fuente: Elaboración propia con datos del SUI (2024)

3.3.3. CONCLUSIONES

El sector del gas natural en Colombia opera bajo un marco de monopolios naturales,

Si bien el mercado se caracteriza por tener pocos oferentes con poder significativo lo cual conlleva una alta concentración de oferta, es posible alcanzar mejoras en los niveles de eficiencia mediante la regulación adecuada. La teoría económica respalda que, cuando la demanda cuenta con un poder de negociación suficiente, como ocurre con el consumo de las termoeléctricas

y el número creciente de usuarios regulados, se pueden equilibrar las asimetrías entre los agentes.

En conclusión, el análisis de la estructura del mercado de gas natural en Colombia revela la existencia de significativas fallas de mercado que afectan su dinámica competitiva. La alta concentración de la oferta, especialmente en el segmento de producción, es reflejo de la posición dominante de Ecopetrol S.A., cuya participación ha alcanzado niveles superiores al 70%, según los indicadores de concentración como el CR4.

Asimismo, las asimetrías en la negociación, derivadas de la coexistencia de monopolios naturales en transporte y distribución con actividades competitivas en producción y comercialización, refuerzan el poder de mercado de actores clave como Promigas. A pesar de las regulaciones que buscan garantizar el acceso abierto a la infraestructura, las restricciones prácticas continúan siendo una barrera para nuevos agentes, consolidando las ventajas competitivas de los agentes dominantes.

En respuesta a estas problemáticas, las regulaciones han intentado mitigar las fallas de mercado mediante limitaciones a la integración vertical y la propuesta de adopción de esquemas tarifarios como el estampillado. Sin embargo, estas medidas han resultado insuficientes para equilibrar el poder de negociación entre los agentes y fomentar una mayor competitividad en el sector.

Por tanto, es imperativo implementar estrategias adicionales que permitan reducir la concentración de mercado aumentando la oferta, lo cual, podría generar un acceso más equitativo a la infraestructura y promover un entorno competitivo que beneficie tanto a los agentes involucrados como a los consumidores finales. Estas acciones son fundamentales para alcanzar un mercado de gas natural más eficiente, transparente y equitativo en el contexto colombiano.

3.4. GAS LICUADO DE PETRÓLEO

El GLP es un mercado que demanda aproximadamente 600 Millones de Kg de este combustible al año, el cual es consumido por dos tipos de agentes de acuerdo con las disposiciones de la CREG, los regulados y no regulados. Los no regulados son aquellos usuarios no regulados son aquellos que, en una sola instalación, consumen un promedio diario mayor o igual a 100 MBTU de combustible, o aquellos que, independientemente de su nivel de

consumo, están obligados a prestar el *Servicio de Energía Eléctrica en un Área de Servicio Exclusivo* y ZNI.

Los usuarios regulados corresponden principalmente al sector residencial, el cual representa 3,5 millones de hogares de acuerdo con los datos reportados por la ECV del DANE en 2022, siendo el segundo combustible para la cocción de alimentos superado solo por el GN. Adicionalmente, el 51,0% de los hogares que usan este combustible se encuentran ubicados en zonas rurales y dispersas (Rosas, 2024), y se entregan subsidios para el consumo de GLP en cilindros en los departamentos Caquetá, Cauca, Nariño, Putumayo, Amazonas, y San Andrés, Providencia y Santa Catalina a la población de estratos 1 y 2 que se encuentra identificada por el SISBEN.

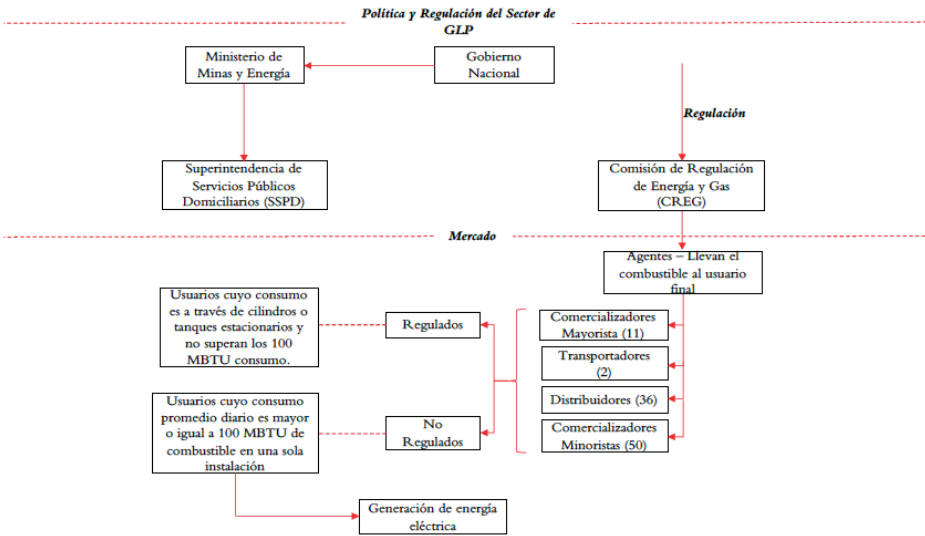
3.4.1. ESTRUCTURA Y ARQUITECTURA DEL MERCADO DEL GAS LICUADO DE PETRÓLEO

Este servicio domiciliario no presenta una regulación minuciosa en comparación de los anteriores energéticos, pero comparte una estructura similar vigilancia y control asociadas a la protección de los consumidores, las condiciones del servicio, accesibilidad y suministro son supervisadas por organismos gubernamentales como el Ministerio de Minas y Energía, la CREG, la SSPD, la SIC. Garantizando así el acceso al servicio a los usuarios regulados y no regulados

La arquitectura del mercado de GLP se estructura como se presenta en la *Figura 3.3* donde el Gobierno Nacional, en cabeza del MinEnergía, dirige la política energética de este combustible, controla y vigila a través de la SSPD, y regula el mercado mediante la CREG, quien establece los eslabones de la cadena de producción del GLP para atender a los usuarios. La cadena de valor del GLP como se mencionó en el capítulo anterior está conformada por 4 eslabones, comercialización mayorista, transporte, comercialización, y distribución minorista.

Adicionalmente, la SIC ha determinado que no existen productos en el mercado que, debido a sus características, puedan ser considerados sustitutos del GLP. Al tener en cuenta los altos costos de infraestructura que implicaría para los consumidores cambiar del GLP a otro combustible, y viceversa, la SIC reafirma que el GLP debe ser evaluado como un mercado independiente (CREG-CQM, 2023).

FIGURA 3.3
ESTRUCTURA DEL MERCADO DE GLP



Fuente: Elaboración propia con información de CREG.

3.4.2. ANÁLISIS DE ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL DEL GLP

I. COMERCIALIZACIÓN MAYORISTA

El primer eslabón de la cadena de producción del GLP corresponde al de comercializador mayorista donde los productores nacionales e importadores ofrecen su producto a los distribuidores.

— AGENTES DE LA COMERCIALIZACIÓN MAYORISTA

El eslabón este compuesto por 11 agentes que proveen el suministro, según el SUI (2024), en 2023 el principal agente productor es *ECOPETROL* quien tiene una participación del 81,0% del total. Al respecto, es de mencionar que el objetivo principal de esta firma no es la producción de GLP si no que este un subproducto obtenido de la refinación del petróleo, o de la producción de GN. Para el caso, se estima que el 62% de su producción proviene de la

explotación de campos de GN, por lo que se requiere una producción estable de este último (UPME, 2017).

La venta del GLP producido por *ECOPETROL* a precio regulado se realiza por medio de las OPC, las cuales asignan la producción a los distribuidores u otros comercializadores mayoristas que representan distribuidores de acuerdo con la capacidad de envase y almacenamiento. Los despachos tienen una cantidad mínima técnica de 6.000 Kg, y el pago del producto es anticipado o cinco días después del despacho por medio de contratos de *Take or Pay*.

El objetivo de los distribuidores es lograr el mayor acceso al suministro de Ecopetrol porque el precio es el más bajo del mercado, si lo logran, los distribuidores deben optar por comprar a terceros, que accedieron al suministro que cobran un margen adicional, o por medio de producto importado. Los distribuidores deben acceder a estas opciones porque la producción nacional es insuficiente para suplir la demanda nacional, y ante las discrepancias en las declaraciones de producción de *ECOPETROL*, que han generado un *Mercado Primario y Mercado Secundario*.

La importación de GLP se acercó al 8,0% de la demanda nacional, y su variación se da porque depende de los desbalances que se presentan entre las declaraciones de producción y de la producción real, lo que imposibilita contrataciones a largo plazo para menores precios. La actividad de importación se ha realizado por las firmas *PLEXA*, *NORGAS*, *GASCO*, *CHILCO*, *MONTAGAS Y ALMAGAS*, pese a que *ECOPETROL* también está facultado no ha realizado procesos de importación. Los importadores usan como principal precio de referencia el *montbelviue*, añadiendo los costos de fletes, logística y nacionalización del producto.

En los años recientes, 2023, *ECOPETROL* ha sido la principal fuente de oferta nacional de GLP, aportó en promedio el 82,0% de la demanda nacional, equivalente a 48.717 TM mensuales. El 18,0% restante se cubrió con producción de otros campos nacionales (12,0%) e importaciones (6,0%), cuya participación en el balance entre oferta y demanda se proyecta en constante crecimiento (Gasnova, 2024).

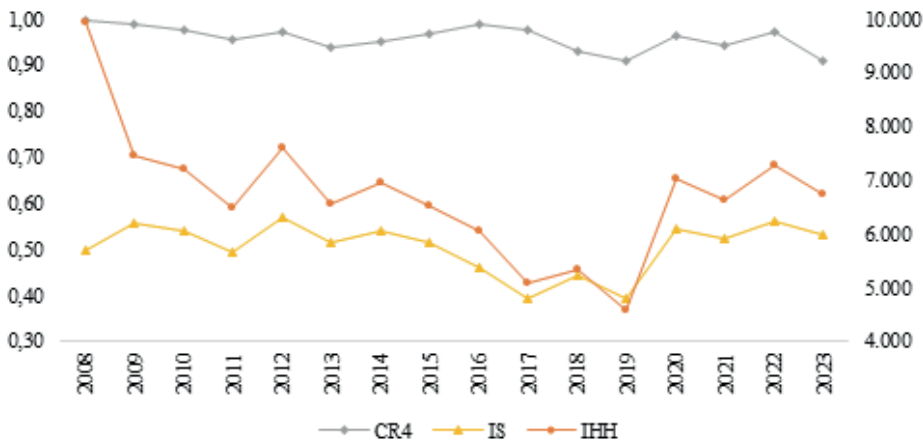
— CONCENTRACIÓN Y DOMINANCIA EN LA COMERCIALIZACIÓN MAYORISTA

En este sentido, sobre el eslabón de la comercialización mayorista (producción) se realizó el análisis durante el periodo 2008–2023. Los resultados

muestran que el CR_4 registró un valor promedio de 96,0% durante el periodo analizado, siendo *ECOPETROL*, con una participación promedio de 80,2%, la firma con mayor relevancia en este componente.

El resultado del *IHH* muestra un valor promedio de 6.712 unidades, con un máximo de 9.926 y un mínimo de 4.568, lo que indica una alta concentración en el componente de la producción. Respecto al *IS*, el valor promedio fue de 0,50 con periodos donde su valor fue superior al promedio, lo cual da indicios de que la firma dominante podría estar ostentando una posición de dominio en este segmento. En ese sentido, la Gráfica 3.15 presenta la evolución de los índices de concentración y dominancia.

GRÁFICA 3.15
ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN Y DOMINANCIA
PARA LA PRODUCCIÓN 2008-2023



Fuente: Elaboración propia con datos del SUI (2024).

II. TRANSPORTE

En el segundo eslabón se encuentra el transporte por propanoducto, en el cual hay único operador, la firma *CENIT*, del grupo empresarial *ECOPETROL*. Esta actividad se encuentra relegada con tan solo el uso del 4,0% de la capacidad instalada (CREG, 2023), debido a que la principal forma de transporte del GLP se da por medio de camiones de carga en el denominado transporte primario.

El principal uso de los poliductos está entre la refinería de Barranquermeja y Puerto Salgar, por la necesidad de este para poder abastecer los carrotaques, así mismo se anuló el uso del tramo en los puntos *Galán–Bucaramanga* y *Puerto Salgar–Yumbo* por razones técnicas. Las tarifas para el transporte de GLP por ductos están reguladas por la Resolución CREG 122 de 2008, incluyendo una estampilla con el objetivo de garantizar recursos para el transporte de GLP a San Andrés, Providencia y Santa Catalina.

III. DISTRIBUCIÓN

Los distribuidores, compuestos por 36 agentes, acceden al producto para almacenarlo y envasarlo para distribuirlo por cilindros, granel o por tuberías. La asignación de compra en el OPC de estos agentes depende de sus ventas históricas del producto reportadas en el SUI, así se menciona la cantidad de cilindros del distribuidor, incluyendo los robados o perdidos, lo que genera sobreestimación de la capacidad de los distribuidores.

Así mismo existen dos modalidades de distribucional. De acuerdo con lo estipulado por la SIC (2018):

“Cuando la distribución de GLP se realiza a través de redes físicas de ductos la regulación ha considerado que dicha actividad se somete a la regulación de distribución de combustible (de la misma manera que sucede con el gas natural distribuido por redes), mientras que cuando dicha distribución se hace por medio de cilindros o tanques estacionarios llenados a granel, comprados por los distribuidores a las comercializadoras mayoristas de GLP, esta actividad se denomina distribución en cilindros o tanques estacionarios y corresponde a otra actividad” (SIC, 2018).

Acorde con lo expuesto, se mencionan las características tarifarias específicas ambos tipos de distribución de GLP evidenciando algunas de las diferencias fundamentales entre ambas modalidades, las cuales se exponen en detalle en la Tabla 3.13.

En todo caso, como se mencionó en el capítulo anterior, la regulación de precios establece un precio máximo para el pago que realiza el distribuidor al comercializador mayorista, aplicable específicamente a las fuentes reguladas. Según la Resolución CREG 001 de 2009, se estableció el *precio máximo regulado* que el distribuidor debe pagar por el GLP suministrado por el comercializador mayorista, ya sea en el punto de entrada al sistema de transporte o en las instalaciones de entrega directa habilitadas por el comercializador. Este precio

es determinado por la CREG para cada punto de suministro especificado en la resolución, y se pacta en función de las condiciones y cantidades acordadas en los contratos firmes entre las partes. Ahora bien, esta actividad se encuentra estrechamente ligado al último eslabón de la cadena debido a que se presenta la integración vertical entre las actividades distribución (D) y comercialización minorista (C), que representaron el 68,4% de la tarifa total (Boletín tarifario de GLP, 2024). Esto permite que los distribuidores lleven a cabo la actividad de comercialización directamente, principalmente, en la modalidad de cilindros que como se explica más adelante es la presentación común de venta.

TABLA 3.13
CARACTERÍSTICAS TARIFARIAS
PARA CADA TIPO DE DISTRIBUCIÓN

DISTRIBUCIÓN DE GLP POR REDES	DISTRIBUCIÓN DE GLP POR CILINDROS
La metodología tarifaria tiene en cuenta un esquema de cargos máximos de mercado, de conformidad con las Resoluciones CREG 011 de 2003 y 202 de 2013.	La metodología tarifaria atiende al régimen de libertad vigilada estipulado en la Resolución CREG 001 de 2009.
Los parámetros de conducta de los agentes se encuentran establecidos principalmente en la Resolución CREG 057 de 1996 y en la Resolución CREG 065 de 1995.	Las resoluciones CREG 023 de 2008 y 063 de 2016 dan cuenta de los requisitos, las obligaciones, las responsabilidades y las prohibiciones de los agentes.
Los cargos máximos incorporan el reconocimiento del costo de las inversiones de trasladar el GLP a través de las redes de tubería. Dichos cargos son definidos para un mercado relevante determinado por la CREG.	La Resolución CREG 180 de 2009 establece la fórmula tarifaria que deben aplicar las empresas prestadoras de servicios con el fin de determinar el precio de este. El objetivo de esta fórmula es el de agregar los costos en los que debe incurrir el prestador del servicio para atender a los usuarios finales, así, el precio final que se cobra puede aumentar o disminuir en función de la variación que conlleven los diferentes componentes de los costos incluidos en la fórmula tarifaria.

Fuente: Elaboración propia con base en SIC (2018).

— AGENTES DE LA DISTRIBUCIÓN

En este sentido los distribuidores de GLP por cilindros a nivel nacional, durante 2023 corresponden a los unos 36 agentes distribuyen los cilindros para entregas a un *comercializador minorista* o/y entregan a través de *puntos de venta*, si el *distribuidor* hace uso de este mecanismo., Donde se evidencia que *COLGAS* tiene la participación más alta del mercado con un porcentaje

de 37,3%, toda vez que abarca 30 de los 32 departamentos del país. *La Tabla 3.14* resume lo anterior.

TABLA 3.14
DISTRIBUIDORES POR CILINDROS A NIVEL NACIONAL 2023

AGENTE	PARTICIPACIÓN
COLGAS S.A. E.S.P.	37,3%
CHILCO S.A.S E.S.P.	16,1%
INVERSIONES GLP S.A.S. E.S.P.	14,3%
MONTAGAS S.A. S.A. E.S.P.	7,4%
ROSCOGAS S.A. E.S.P.	6,9%
RAYOGAS S.A.S E.S.P.	3,8%
COMBUSTIBLES LÍQUIDOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	3,6%
GAS ZIPA S.A.S. E.S.P.	1,2%
GAS NEIVA S.A. E.S.P.	1,2%
LIDAGAS S.A. E.S.P.	0,9%
CITYGAS DISTRIBUIDORA S.A.S. E.S.P.	0,7%
SUPERGAS DE NARIÑO S.A.S. E.S.P.	0,7%
FEDEGAS S.A.S. E.S.P.	0,6%
GRANADOS GOMEZ Y CIA S.A.S E.S.P..	0,5%
PROVIGAS S.A.S. E.S.P.	0,5%
ENVASADORA DE GAS DE PUERTO SALGAR S.A. E.S.P.	0,4%
MEGAS S.A.S. E.S.P.	0,4%
DISTRIBUIDORA DE GAS DEL PACIFICO S.A.S. E.S.P.	0,3%
GAS CAQUETA S.A E.S.P.	0,3%
LA LLAMA OLÍMPICA S.A.S. E.S.P.	0,3%
GAS SUPERIOR DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	0,3%
DISTRIBUIDORA DE GAS MONZAGAS S.A. E.S.P.	0,2%
VILLA GAS S.A. E.S.P.	0,2%
RAPIDGAS S.A.S. E.S.P.	0,1%
ELECTROGAS S.A. E.S.P.	0,1%
VELOGAS S.A. E.S.P.	0,1%
DISTRIBUIDORA DE GAS DEL FONCE S.A.S. E.S.P.	0,0%
INTERMUNICIPAL DE GAS S.A. E.S.P.	0,0%
TURGAS S.A. E.S.P.	0,0%
COMERCIALIZADORA DE GAS CASANARE S.A.S. E.S.P.	0,0%
GAS EL SOL S.A. E.S.P.	0,0%
GASES DEL CAGUAN S.A. E.S.P.	0,0%
DISTRIBUIDORA CENTRAL DE GAS S.A.S. E.S.P.	0,0%
COMERCIALIZADORA G.L.P DEL ORIENTE S.A.S. E.S.P.	0,0%
GAS PROPANO DE COLOMBIA S.A.S. E.S.P.	0,0%
COLOMBOGAS S.A.S. E.S.P.	0,0%

Fuente: Elaboración propia con base en SSPD (2024).

Es importante señalar que la integración vertical ocurre cuando una firma se encarga de producir sus propios insumos de producción o ejerce control directo sobre su canal de distribución (Peyrefitte, et al., 2002). Esta integración comprende tanto las fases anteriores como las posteriores a la actividad principal de la firma, desde la producción de la materia prima hasta la fase final, en la que el bien o servicio es entregado al consumidor. En este contexto, las nuevas actividades complementarias, tanto en las etapas *upstream* como *downstream*, buscan generar eficiencias productivas. (Malburg, 2000).

En línea con lo anterior, la firma operadora de instalaciones de almacenamiento y despacho para la comercialización minorista de GLP se encuentra integrada verticalmente hacia adelante si tiene actividades de venta de cilindros, mediante vehículos repartidores como a través de expendios. Por otro lado, se encuentra verticalmente integrada hacia atrás si está relacionada con firmas que operan en una planta de refinación o planta de procesamiento.

La integración vertical en los mercados puede significar un efecto positivo debido a la disminución de los costos. Pero también hay doctrina que expresa que permitir una integración vertical puede conllevar a abusos de posición dominante, aumento de las barreras a la entrada y distorsiones en el mercado, con las graves consecuencias para los consumidores.

Ahora bien, cuando se analizan los agentes asociados a la distribución se evidencia una integración vertical *downstream*. A partir de la información de los agentes de los eslabones de distribución y comercialización se observa que 36 de los 43 comercializadoras minoristas por cilindros se encuentran integradas para el año 2023. La *Tabla 3.15* da muestra de este resultado.

TABLA 3.1
FIRMAS QUE TIENEN ACTIVIDADES DE DISTRIBUCIÓN Y
COMERCIALIZACIÓN MINORISTA 2023

AGENTE	PRESENCIA EN ESLABÓN
ENERGAS S.A. E.S.P.	No Integrada
GAS SUMAPAZ S.A. E.S.P.	No Integrada
LUSTRIGAS S.A.S. E.S. P	No Integrada
GAS GUAVIARE S.A. E.S.P.	No Integrada
CITYGAS COLOMBIA S.A. E.S.P.	No Integrada
COMERCIALIZADORA CENTRO ORIENTE S.A. E.S.P.	No Integrada
VALGASIN SAS ESP	No Integrada
VELOGAS S.A. E.S.P.	Integrada
ENVASADORA DE GAS DE PUERTO SALGAR S.A. E.S.P.	Integrada

AGENTE	PRESENCIA EN ES LABÓN
GRANADOS GOMEZ Y CIA S.A.S. E.S.P.	Integrada
ELECTROGAS S.A. E.S.P.	Integrada
GASES DEL CAGUAN S.A. E.S.P.	Integrada
GAS NEIVA S.A. E.S.P.	Integrada
DISTRIBUIDORA CENTRAL DE GAS S.A.S. E.S.P.	Integrada
RAYOGAS S.A.S. E.S.P.	Integrada
INTERMUNICIPAL DE GAS S.A. E.S.P.	Integrada
VILLA GAS S.A. E.S.P.	Integrada
GAS EL SOL S.A. E.S.P.	Integrada
LIDAGAS S.A. E.S.P.	Integrada
GAS CAQUETA S.A. E.S.P.	Integrada
ROSCOGAS S.A. E.S.P.	Integrada
COMBUSTIBLES LÍQUIDOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	Integrada
INVERSIONES GLP S.A.S. E.S.P.	Integrada
FEDEGAS S.A.S. E.S.P.	Integrada
CHILCO S.A.S. E.S.P.	Integrada
GAS SUPERIOR DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	Integrada
RAPIDGAS S.A.S. E.S.P.	Integrada
DISTRIBUIDORA DE GAS DEL PACIFICO S.A.S. E.S.P.	Integrada
SUPERGAS DE NARIÑO S.A.S. E.S.P.	Integrada
GAS PROPANO DE COLOMBIA S.A.S. E.S.P.	Integrada
DISTRIBUIDORA DE GAS MONZAGAS S.A. E.S.P.	Integrada
LA LLAMA OLÍMPICA S.A.S. E.S.P.	Integrada
MEGAS S.A.S. E.S.P.	Integrada
COMERCIALIZADORA DE GAS CASANARE S.A.S. E.S.P.	Integrada
COLOMBOGAS S.A.S. E.S.P.	Integrada
COMERCIALIZADORA GLP DEL ORIENTE S.A.S. E.S.P.	Integrada
DISTRIBUIDORA DE GAS DEL FONCE S.A.S. E.S.P.	Integrada
COLGAS S.A. E.S.P.	Integrada
PROVIGAS S.A.S. E.S.P.	Integrada
MONTAGAS S.A. E.S.P.	Integrada
GAS ZIPA S.A.S. E.S.P.	Integrada

Fuente: Elaboración propia con base en SSPD (2024).

En este sentido se encuentra que con corte a 2023 solo siete firmas comercializadoras minoristas no tienen presencia en el eslabón de *distribución*, lo que indica que el 83,0% de las firmas que hacen parte del eslabón de *comercialización minorista* se integra con el segmento *upstream*. De igual manera se evidencia que, estos agentes no integrados tienen una participación de mercado de 3,6% por ventas de cilindros medidas en *Kg* en 2023. Lo anterior permite concluir que los agentes con mayor participación en el segmento de

la cadena que se describe a continuación integrados verticalmente y tienden a dicho esquema

— CONCENTRACIÓN Y DOMINANCIA DE LA DISTRIBUCIÓN

En el componente de *distribución*, el número de firmas varía significativamente cada año. En este eslabón los índices de concentración y dominancia se calcularon sobre el componente cantidad de cilindros vendidos por el distribuidor al minorista. Para los efectos, durante el periodo 2008-2023, el valor promedio del CR_4 fue 53,1%, lo que indica que las cuatro firmas con mayor participación en el proceso de transmisión tienen poco más de la mitad del mercado. Con corte a 2023, las cuatro firmas que mayor participación en este eslabón son *COLGAS* (28,6%), *CHILCO* (17,7%), *INVERSIONES GLP* (15,9%) y *MONTAGAS* (9,1%).

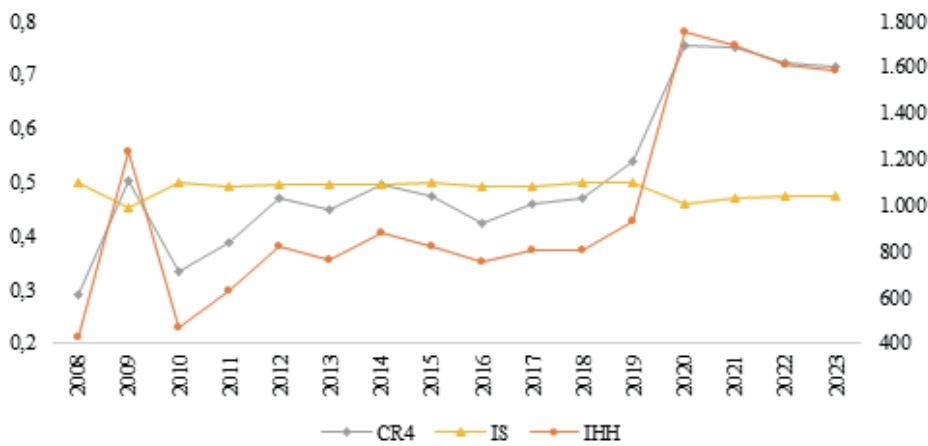
Respecto al *IHH*, su valor promedio fue de 1.117, lo que indica que en el eslabón de distribución el mercado del GLP no está concentrado. Sin embargo, se observa un pico en 2016 y al final del periodo se tiene un *IHH* de 1.583, lo que muestra que en la actualidad este eslabón se encuentra moderadamente concentrado. Finalmente, el valor promedio del *IS* fue 47,9%. Como ya se mencionó, en la actualidad la firma que mayor cuota de mercado tiene es *COLGAS* (28,6%), pese a lo anterior, en el eslabón de distribución no hay dominancia de mercado por esta firma. La Gráfica 3.16 representa lo anterior.

— COMERCIALIZACIÓN MINORISTA

La comercialización minorista, el último eslabón de la cadena, atiende a los usuarios finales de GLP. Los agentes identificados plenamente que se dedican a la actividad de comercialización minorista son 41. Ahora bien, existen varias modalidades para atender a los usuarios finales mediante: (i) *cilindros*; (ii) *granel*; y (iii) *redes*. Para atender los usuarios a domicilio se emplean flotas vehiculares de propiedad o contratan terceros, estableciendo los precios de acuerdo con la distancia, los costos fijos y las demás variables de la operación.

La venta a granel se concentra en consumidores industriales y comerciales, por su parte la distribución por redes o tuberías representa solo el 3,0% de la demanda (CREG, 2023). En este sentido resulta relevante el comportamiento de las ventas en cilindros de los agentes en los tres tipos de

GRÁFICA 3.16
ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN Y DOMINANCIA
PARA LA DISTRIBUCIÓN 2008-2023



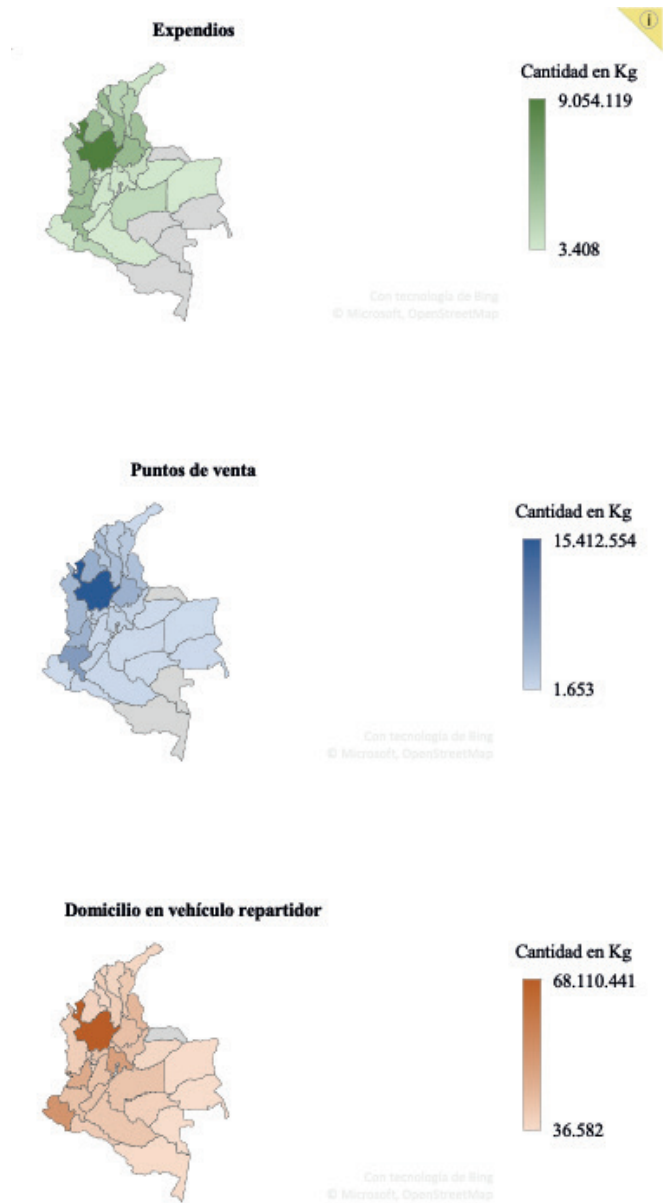
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SUI (2024).

modalidades disponibles: (i) *expendios*; (ii) *puntos de venta*; y (iii) *domicilio en vehículo repartidor*.

En el Figura 3.4, se evidencia la venta en las distintas modalidades disponibles para cilindros por departamentos, donde el mayor volumen de venta se presenta departamento de Antioquia independientemente del tipo de modalidad que sea implementada, así mismo los departamentos que conforman la región pacífica tienen una importancia relativa en las ventas del sector donde se destacan la venta por expendios y vehículo repartidor. Adicionalmente, la modalidad de vehículo repartidor es la actividad con mayor presencia por departamentos pese a ser la actividad con menores cantidades transadas.

Adicionalmente, los mapas revelan el rol crucial del GLP en el país dado que en 2023 el sector residencial, representó el 67,0% del consumo total del combustible, y llega a más del 95,0% de los municipios de país, incluyendo regiones muy apartadas. El 45,0% de los hogares que utilizan GLP están ubicados en zonas rurales y dispersas, subrayando su importancia como una opción para la cocción de alimentos en comunidades fuera de los principales centros urbanos, donde es una alternativa más limpia y segura que la leña y el carbón (Gasnova, 2024).

FIGURA 3.4
CANTIDAD CILINDROS VENDIDOS POR MODALIDAD EN KG A
NIVEL DEPARTAMENTAL 2023



Fuente: Elaboración propia con datos del SUI (2024).

— AGENTES DE LA COMERCIALIZACIÓN MINORISTA

Ahora bien, en concordancia con la descripción del eslabón de distribución, se encuentra que varios de las comercializadoras minoristas de cilindros corresponden a los distribuidores integrados, los cuales tienen una participación importante del mercado

En la Tabla 3.16 se presentan los agentes comercializadores minoristas de cilindros en el país, relacionando su participación en el mercado para el año 2023. Al respecto, se encuentra que existen un total de 41 comercializadores minoristas de GLP por cilindros siendo *COLGAS* el agente con mayor participación de mercado con el 28,7%.

TABLA 3.16
COMERCIALIZADORES MINORISTAS POR CILINDROS
A NIVEL NACIONAL 2023

AGENTE	PARTICIPACIÓN
Colgas S.A. E.S.P.	28,7%
Chilco S.A.S E.S.P.	17,6%
Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	16,1%
Roscogas S.A. E.S.P.	7,9%
Montagas S.A. S.A. E.S.P.	7,3%
Rayogas S.A.S E.S.P.	4,4%
Combustibles Líquidos De Colombia S.A. E.S.P.	3,3%
Gas Zipa S.A.S. E.S.P.	1,4%
Gas Neiva S.A. E.S.P.	1,4%
Energas S.A. E.S.P.	1,0%
Lidagas S.A. E.S.P.	1,0%
Citygas Colombia S.A. E.S.P.	0,8%
Supergas De Nariño S.A.S. E.S.P.	0,8%
Fedegas S.A.S. E.S.P.	0,7%
Granados Gomez Y Cia S.A.S. E.S. P	0,6%
Provigas S.A.S. E.S.P.	0,6%
Valgasin S.A.S. E.S.P.	0,6%
Envasadora De Gas De Puerto Salgar S.A. E.S.P.	0,5%
Gas Guaviare S.A. E.S.P.	0,5%
Megas S.A.S. E.S.P.	0,4%
Distribuidora De Gas Del Pacifico S.A.S. E.S.P.	0,4%
Gas Caqueta S.A. E.S. P	0,4%
La Llama Olímpica S.A.S. E.S.P.	0,3%
Gas Superior De Colombia S.A. E.S.P.	.0,6%

AGENTE	PARTICIPACIÓN
Distribuidora De Gas Monzagas S.A. E.S.P.	0,3%
Villa Gas S.A. E.S.P.	0,2%
Gas Sumapaz S.A. E.S.P.	0,2%
Lustrigas S.A.S.	0,2%
Rapidgas S.A.S. E.S.P.	0,1%
Electrogas S.A. E.S.P.	0,1%
Velogas S.A. E.S.P.	0,1%
Comercializadora Centro Oriente S.A. E.S.P.	0,1%
Distribuidora De Gas Del Fonce S.A.S. E.S.P.	0,0%
Intermunicipal De Gas S.A. E.S.P.	0,0%
Comercializadora De Gas Casanare S.A.S. E.S.P.	0,0%
Gas El Sol S.A. E.S.P.	0,0%
Gases Del Caguan S. A. E.S.P.	0,0%
Distribuidora Central De Gas S.A.S. E.S.P.	0,0%
Comercializadora Glp Del Oriente S.A.S. E.S.P.	0,0%
Gas Propano De Colombia S.A.S. E.S.P.	0,0%
Colombogas S.A.S. E.S.P.	0,0%

Fuente: Elaboración propia con base en SSPD (2024).

Cuando se compara la tarifa final por unidad de venta total del minorista en \$/Kg para las diferentes presentaciones de cilindro de 100,11,15,20,24,30,40,80 y 10 libras de las firmas que tienen presencia en los dos eslabones (integrados), con las que solo tienen actividades de comercialización minorista (no integrados). Se observa que el promedio de tarifas cobradas por los agentes no integrados es significativamente mayor que el promedio cobrado por los agentes integrados. En promedio, para el periodo analizado las tarifas de los agentes comercializadores minoristas no integrados es 13,3% mayor que la de los agentes integrados, por lo que es claro que la integración tiene efectos relevantes sobre las tarifas cobradas a los usuarios finales.

En ese sentido, la Tabla 3.17 relaciona la cantidad de firmas en comercialización (Q_c) y en distribución (Q_d), además del número de agentes no integrados (NI_i), su respectivo promedio (NIp_i), el promedio de los agentes integrados (Ip_j) y su variación conjunta ($DN\hat{I}p_j$; DIp_j).

TABLA 3.17
PROMEDIO DE TARIFAS PARA AGENTES INTEGRADOS
Y NO INTEGRADOS 2019-2023

Año	Q_c	Q_d	NI_j	NIp_j	Ip_j	$DNIp_j, DIp_j$
2019	47	42	7	3.141,70	2.816,40	325,2
2020	41	36	7	3.035,80	2.640,40	395,3
2021	41	36	7	3.852,50	3.401,70	450,7
2022	41	36	7	4.459,20	3.858,70	600,5
2023	41	36	7	4.539,00	4.083,60	455,4

Fuente: Elaboración propia con base en SSPD (2024).

Lo anterior puede explicarse, debido a que estas eficiencias se relacionan con la reducción de costos de producción y transacción, el control de suministros, y la mejora en la calidad del bien o servicio ofrecido al consumidor final que suele suceder en las integraciones verticales. (Malburg, 2000).

Por otro lado, si se analiza el promedio de la variación de los valores promedio de las tarifas desde 2019 hasta 2023 se encuentra que, en cuatro de los cinco años analizados, en promedio, varió más la tarifa de los agentes no integrados ($DTNI_j$) respecto a las de los integrados (DTI_j), esto se puede evidenciar en la *Tabla 3.18*.

TABLA 3.18
PROMEDIO DE TARIFAS PARA AGENTES INTEGRADOS
Y NO INTEGRADOS 2019-2023

Año	NIp_j	Ip_j	$DNIp_j, DIp_j$	$DTNI_j$	DTI_j	$Diff$
2019	3.142,00	2.816,00	326,00			11,6%
2020 ⁶	3.036,00	2.649,00	387,00	-3%	-6%	14,6%
2021	3.853,00	3.402,00	451,00	27%	28%	13,3%
2022	4.459,00	3.859,00	600,00	16%	13%	15,5%
2023	4.539,00	4.084,00	455,00	2%	6%	11,1%

Fuente: Elaboración propia con base en SSPD (2024).

6 La baja tarifa observada para el año 2020 obedece a la implementación de la Res. CREG 45 de 2020, donde se ajustó la remuneración del suministro en la comercialización mayorista producto de la caída de los precios petróleo durante la pandemia de COVID-19. Los bajos costos de oportunidad que se debían compensar al productor nacional se reflejaron en la reducción del precio del GLP y por ende en la tarifa de los regulados.

Lo anterior evidencia importantes diferencias en las tarifas del GLP entre los agentes integrados y no integrados durante el período 2019-2023. Los agentes no integrados, que se dedican únicamente a la *comercialización minorista*, presentan tarifas notablemente más altas en comparación aquellos integrados, quienes controlan varias etapas de la cadena de valor. En promedio, las tarifas de los no integrados son superiores, lo que sugiere que la integración vertical permite a los agentes integrados reducir los costos de producción y transacción, lo que repercute en precios más bajos para los consumidores finales.

En cuanto a la variación de las tarifas, los agentes no integrados mostraron mayores fluctuaciones en cuatro de los cinco años. En particular, en los años 2021 y 2022, las tarifas de estos agentes aumentaron considerablemente. Durante la pandemia, los agentes integrados lograron una mayor reducción en sus tarifas debido a su control sobre toda la cadena de distribución y comercialización, lo que les permitió absorber mejor los costos derivados de las interrupciones y desafíos del mercado. Esta capacidad de adaptación contrasta con la situación de los no integrados, quienes no pudieron ajustar sus tarifas eficientemente.

En este sentido la integración vertical tiene un impacto notable en la reducción de las tarifas finales cobradas a los usuarios, ya que permite a las empresas optimizar la cadena de valor en su totalidad. Esto se logra a través de la reducción de costos de transacción y producción, además de un control más eficiente de los márgenes de ganancia en todas las fases del proceso. Como resultado, las tarifas ofrecidas por los agentes integrados son considerablemente más bajas, lo que les otorga una ventaja competitiva frente a los agentes no integrados. Esta tendencia es especialmente evidente en las regiones donde operan exclusivamente empresas integradas, que logran ofrecer precios más accesibles gracias a economías de escala y la eliminación de intermediarios.

El análisis de la doble marginalización permite comprender por qué los agentes no integrados presentan tarifas más elevadas. Al no participar en toda la cadena de valor, dependen de otros actores para la producción y distribución, lo que genera múltiples márgenes de ganancia que se suman al precio final. Como se muestra en la Tabla 3.17 y Tabla 3.18, los agentes no integrados cobran tarifas significativamente más altas, dado que cada eslabón de la cadena maximiza sus propios beneficios. En contraste, los agentes integrados consolidan estas actividades, lo que les permite establecer

un único margen de ganancia y optimizar sus costos, reflejándose en tarifas más competitivas para los consumidores.

Asimismo, la variación en las tarifas es un indicador clave de la ineficiencia de los agentes no integrados. Las fluctuaciones de precios son más pronunciadas entre estos agentes, lo que evidencia su vulnerabilidad ante cambios en los costos de los distintos eslabones de la cadena de valor. En cambio, los agentes integrados, al controlar todo el proceso productivo, experimentan menores variaciones en sus tarifas, logrando mayor estabilidad en los precios finales. La integración vertical, por tanto, elimina la doble marginalización y permite a las empresas ofrecer tarifas más estables y competitivas, lo que beneficia a los usuarios finales.

Finalmente, se encontró en las zonas del Eje Cafetero, Central y Pacífico, donde se ubican tres de los departamentos con mayor consumo de GLP (Antioquia, Cundinamarca y Nariño), el valor promedio máximo fue de \$79.929 y el mínimo de \$55.796 para el cilindro de 40 libras. Al comparar con las empresas que operan en el mercado del Eje Cafetero, según lo reportado por la SSPD (2023) y estos datos, se observó que esta zona está operada exclusivamente por empresas integradas. datos, se observó que esta zona está operada exclusivamente por empresas integradas.

En cambio, en las zonas Central y Pacífico, el valor promedio máximo fue de \$99.170 y \$115.132, respectivamente, con tarifas cobradas por empresas no integradas como *Gas Sumapaz* en Cundinamarca y *Distribuidora De Gas Del Pacífico* en Nariño. En ambas zonas, el valor promedio mínimo fue cobrado por la firma integrada *Chilco*, con tarifas de \$58.748 para la zona Central y \$56.047 para la zona Pacífico.

De esta información, se puede realizar un análisis regional en el Eje Cafetero, donde solo operan agentes integrados, las tarifas son más bajas que en las zonas Central y Pacífico, donde predominan los no integrados. Por ejemplo, en estas zonas, las tarifas más altas corresponden a firmas no integradas como *Gas Sumapaz* y *Distribuidora De Gas Del Pacífico*, mientras que tarifas más bajas son ofrecidas por la firma *Chilco*, un agente integrado. Estos datos refuerzan la idea de que la integración vertical no solo permite una mayor estabilidad en precios, sino que también proporciona beneficios económicos directos para los consumidores donde predominan firmas integradas.

— CONCENTRACIÓN Y DOMINANCIA DE LA COMERCIALIZACIÓN MINORISTA

Para concluir, se analiza los indicadores de organización industrial para la *comercialización minorista* es pertinente aclarar que de acuerdo con la información reportada por el SUI (2024), el número de firmas varia anualmente pasando de 53 en 2008 a 41 en 2023. En este eslabón los índices se calcularon sobre las de ventas por presentación de cilindros y tanques en Kg. Así las cosas, el valor promedio del CR_4 fue 50,6%, es decir que las cuatro firmas comercializadoras minoristas con mayor participación han tenido un poco más de la mitad del mercado en el periodo. No obstante, a partir de 2020 el índice supera el 60,0% y se mantiene en niveles por encima del 70,0%, lo que indica que el mercado está concentrado. Con corte a 2023, *Colgas* (37,0%), *Chilco* (15,4%), *Inversiones GLP* (14,0%) y *Roscogas* (7,0%) son las firmas con mayor participación.

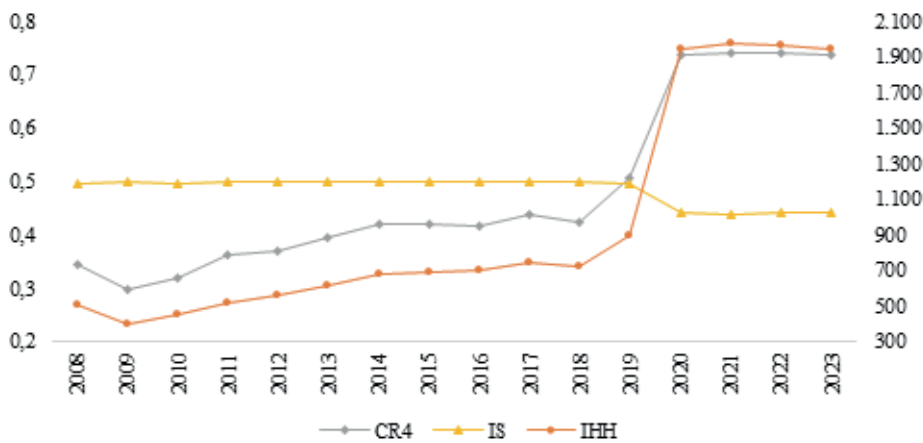
Frente al *IHH*, su valor promedio fue de 1.219 unidades, lo que indica que es un mercado poco concentrado en el periodo comprendido. Al igual que el CR_4 , a partir de 2020 hay un fenómeno de aumento en el índice, pasando a niveles en un rango entre 1.900 y 2.000 unidades, lo que da cuenta de un mercado moderadamente concentrado a partir de ese año hasta la actualidad. Por último, para el *IS*, el promedio del indicador fue de 47,0%. Aun así, *COLGAS* con 37,0% de participación, no supone un riesgo de dominancia. Esto se detalla en la Gráfica 3.17.

3.4.3. CONCLUSIONES

El mercado de Gas Licuado de Petróleo (GLP) en Colombia constituye un eslabón esencial dentro de la cadena energética del país, especialmente para las regiones rurales y dispersas donde representa una fuente primaria de energía doméstica. Se detalla una estructura de mercado altamente concentrada en algunos eslabones y marcada por la integración vertical, presentando retos y oportunidades desde la perspectiva de competencia y eficiencia.

El mercado de GLP colombiano está caracterizado por una alta dependencia de *ECOPETROL* como principal productor, con una participación del 80% en la oferta nacional. Existe un alto grado de concentración que limita la competencia en el primer eslabón de la cadena. Aunque *ECOPETROL* provee el GLP como subproducto de la refinación de petróleo y gas natural, la

GRÁFICA 3.17
ÍNDICES DE CONCENTRACIÓN Y DOMINANCIA PARA LA
COMERCIALIZACIÓN MINORISTA 2008-2023



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del SUI (2024).

producción nacional es insuficiente para cubrir la demanda, lo que obliga a los distribuidores a recurrir a importaciones más costosas, incrementando los costos para los consumidores finales.

La integración vertical es un rasgo distintivo en la cadena de valor del GLP, particularmente en las actividades de distribución y comercialización minorista. Aproximadamente el 83% de las comercializadoras minoristas están integradas con actividades de distribución, lo que les permite reducir costos de transacción y ofrecer tarifas más competitivas. Los agentes integrados han demostrado la capacidad de estabilizar precios y eliminar la doble marginalización, resultando en tarifas hasta un 13% menores en comparación con agentes no integrados. Sin embargo, esta estructura integrada plantea preocupaciones regulatorias, ya que puede desincentivar la entrada de nuevos competidores al mercado, aumentando las barreras de entrada y concentrando aún más la actividad económica.

En el eslabón de transporte, aunque existe una capacidad instalada significativa de propanoductos, su uso es marginal (4% del total), siendo el transporte por carretera el medio predominante, esta situación genera ineficiencias logísticas y costos adicionales que impactan negativamente al consumidor final. La regulación tarifaria en transporte y distribución

ha intentado equilibrar costos e incentivos, pero los resultados evidencian disparidades en las regiones, donde las zonas operadas por agentes no integrados presentan precios más altos.

En términos generales en la distribución y comercialización en su conjunto se observa una tendencia hacia una mayor concentración en este eslabón, alcanzando niveles de moderada concentración que limitan la competencia efectiva. La integración vertical también ha facilitado que los agentes dominantes en la comercialización minorista consoliden su participación en el mercado, desplazando a agentes más pequeños y menos eficientes.

En este sentido, para fomentar la competencia y mejorar la eficiencia en el mercado de GLP en Colombia, es esencial implementar una serie de medidas regulatorias y de política pública. En primer lugar, es crucial diversificar la oferta mediante incentivos a nuevos productores e importadores. Esto incluye el diseño de contratos de largo plazo y la reducción de costos logísticos en la importación de GLP. Además, sería beneficioso fomentar la utilización de propanoductos, optimizando su infraestructura y reduciendo la dependencia del transporte por carretera.

La regulación debe enfocarse en mitigar los riesgos derivados de la integración vertical. Aunque esta estructura ha demostrado eficiencias, es necesario establecer límites claros que eviten abusos de posición dominante y promuevan condiciones equitativas para la entrada de nuevos actores. En el eslabón de comercialización minorista, se debería establecer mecanismos de información a los usuarios para comparación de precios puede empoderar a los consumidores y estimular la competencia.

Por último, se requiere un marco regulatorio más dinámico que permita evaluar periódicamente los índices de concentración y adopte medidas proactivas para evitar incrementos significativos en el poder de mercado de los principales actores.

En conclusión, el mercado de GLP en Colombia enfrenta desafíos importantes en términos de competencia y eficiencia. Aunque la concentración y la integración vertical han generado eficiencias en algunos segmentos, también plantean riesgos que deben ser abordados con políticas regulatorias claras y efectivas. La diversificación de la oferta, la optimización de la infraestructura y un marco regulatorio adaptativo son claves para garantizar un mercado más competitivo y accesible, beneficiando a consumidores y promoviendo el desarrollo sostenible del sector.

REFERENCIAS DEL CAPÍTULO

- Benavides, J., & Cabrales, S. (2020). *Hacia un mercado único de gas natural en Colombia: policy note*.
- <https://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/3908>
- Castañeda Rodríguez, K. A. (2021). *Eficiencia económica en el mercado de suministro de gas natural en Colombia: evaluación y diseño de mecanismo regulatorio*.
- <https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstreams/4db3c992-c948-42b8-a2df-97ca402cfe71/download>
- Pérez Herrera, A. I. (2004). *Análisis del mercado de energía colombiano y estudio de sus posibles modificaciones* [Tesis de pregrado, Universidad de los Andes]. Repositorio Institucional de la Universidad de los Andes. <https://repositorio.uniandes.edu.co/handle/1990/11025>
- Acolgen. (2024). Los gremios del sector energético hacen un llamado al Gobierno para que tome acciones orientadas a cubrir los déficits de energía eléctrica y gas natural para atender a los usuarios. Recuperado de <https://n9.cl/n19z3>
- Acosta, A. (2024). La autosuficiencia del Gas Natural llega a su fin. Instituto de Estudios en Regulación Minera, Petrolera y Energética. Recuperado de <https://n9.cl/654c3>
- Alarcón, A. (2014). Características del mercado de gas natural en Colombia: Análisis de condiciones de libre competencia. Universidad de Antioquia. Recuperado de <https://n9.cl/ewsmvm>
- ANIF & CREE. (2024). Dos años de política energética: ¿Cómo vamos y qué falta? Recuperado de <https://n9.cl/qwhis>
- Arango, H., Bonatto, B. D., dos Santos, S. A., & Vasconcelos, G. F. (2013). Methodology for the Regulatory Deflation of the Weighted Average Cost of Capital (WACC) in Electricity Markets. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, 24(5), 661-667. Recuperado de <https://n9.cl/daxsg>
- Bedoya, J. A., Lanzas, Á., & Salazar, H. (2023). WACC for Electric Power Transmission System Operators: The Case of Colombia. *Energies*, 16, 964. Recuperado de <https://n9.cl/w47x8>
- Betancur, L. (2024). Servicios eléctricos y de gas combustible. Mercado y equidad. Bogotá: Tirant lo blanch, 2024.

- BMC. (2024). Análisis de la disponibilidad de Gas Natural para el año 2025. Informe especial. Recuperado de <https://n9.cl/1m47t>
- Brugman, A., Meléndez, M., Perry, G., & Roda, P. (2010). Diagnóstico y estrategia de desarrollo de largo plazo del sector gas.
- CEPSA. (s.f.). ¿Qué es el biometano? Una alternativa al gas natural. Recuperado de <https://n9.cl/4f947r>
- CAMPETROL. (2024). Informe de taladros y producción. Recuperado de <https://n9.cl/k59vc>
- Chorres, C. M. (2018). Análisis de la integración vertical y el control de precios en la industria de hidrocarburos: El caso del Gas Licuado de Petróleo en el Perú (2011-2018) [Tesis de licenciatura, Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas]. Repositorio Académico UPC. Recuperado de <https://n9.cl/11kml>
- CQM Consultoría SAS. (2023). Estudio de caracterización de la cadena de GLP, mercados relevantes y fallas de mercado [Informe final]. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Recuperado de <https://n9.cl/nco66>
- Dávila, A. (2013). Impactos económicos del aprovechamiento de los yacimientos de gas natural de la Cuenca de Burgos mediante el esquema de contratos de obra pública financiada. Estudios demográficos y urbanos. Recuperado de <https://n9.cl/rnfin>
- Gasco. (2024). Empresas GASCO firma acuerdo para establecer el segundo puerto de importación de gas en Colombia.
- Gasnova. (2024). Informe anual del sector GLP 2023-2024. Recuperado de <https://n9.cl/x4cmp>
- KADATEC. (2024). Gas natural sintético. Recuperado de <https://n9.cl/hilfz>
- Kayo, E., Martelanc, R., Brunaldi, E., & da Silva, W. (2020). Capital asset pricing model, beta stability, and the pricing puzzle of electricity transmission in Brazil. Recuperado de <https://n9.cl/dw6of>
- Londoño, C. (2005). Alternativas para el Gas Natural en Colombia. Universidad de los Andes. Recuperado de <https://n9.cl/bv9gwo>
- Malburg, Chris. (2000). Value Creation: Vertical Integration. Revista Industry Week. December 11. P. 17.
- Ministerio de Minas y Energía. (s.f.). Gas natural. Recuperado de <https://n9.cl/4kcru>

- Naturgas. (2024). Energía y gas: gremios del sector insisten en que el Gobierno debe adoptar ya las medidas para evitar desabastecimiento. Recuperado de <https://n9.cl/qj7nin>
- Naturgas. (2024). Fallo judicial contra pozo Uchuva 2, de Ecopetrol, podría causar desabastecimiento de gas en Colombia. Recuperado de <https://n9.cl/f85h6>
- Peyrefitte, J., Golden, P., & Brice, J. (2022). Vertical integration and economic performance: a managerial capability framework. *Management Decision* 40(3): 217–26.
- PLARS. (2023). Análisis sobre la situación del gas natural y su rol en la transición energética en Colombia. Recuperado de <https://n9.cl/e4ixx>
- Plata, J., & de Greiff, A. (2023). Competencia en los mercados de energía eléctrica y gas natural, ¿quién es la autoridad competente? *Universidad Javeriana, Jurídica*, 72. Recuperado de <https://n9.cl/e385g>
- Portafolio. (2021). Regasificadora del Pacífico es ineficiente y riesgosa para el país. Recuperado de <https://n9.cl/llap9l>
- Rosas, M. (2024). Guía del Gas Colombia 2024. Grupo Comunicar. Recuperado de <https://n9.cl/ors39e>
- Resolución 57 de 1996 [CREG]. Por la cual se establece el marco regulatorio para el servicio público de gas combustible por red y para sus actividades complementarias. D.O. 42.867 del 30 de agosto de 1996. Recuperado de <https://n9.cl/ghvkx>
- Resolución 40 de 2006 [CREG]. Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Sociedad SUPERGAS DE NARIÑO S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 009 de 2006. Recuperado de <https://n9.cl/krkk9>
- Resolución 112 de 2007 [CREG]. Por la cual se establecen normas sobre los límites de integración horizontal de las actividades de Distribución y Comercialización Minorista de gas natural y se dictan otras disposiciones. D.O. 46.853 del 26 de diciembre de 2007. Recuperado de <https://n9.cl/inhhx3>
- Resolución 26 de 2014 [CREG]. Por la cual se establece el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento en el Mercado Mayorista de Energía como parte del Reglamento de Operación. D.O. 49.133 del 25 de abril de 2014. Recuperado de <https://n9.cl/d98p3>
- Resolución 114 de 2017 [CREG]. Por la cual se ajustan algunos aspectos referentes a la comercialización del mercado mayorista de gas natural y se compila la Resolución

- CREG 089 de 2013 con todos sus ajustes y modificaciones. D.O. 50.343 del 1 de septiembre de 2017. Recuperado de <https://n9.cl/dqbi9>
- Resolución 101 052 de 2024 [CREG]. Por la cual se ajustan los lineamientos de la declaración y actualización del Nivel de Probabilidad de Vertimiento, NPV, y Nivel de ENFICC probabilístico, NEP, de que trata la Resolución CREG 036 de 2010. D.O. 52.898 del 3 de octubre de 2024. Recuperado de <https://n9.cl/hf200>
- Resolución 101 053 de 2024 [CREG]. Por la cual se establecen medidas transitorias para autorizar la entrega de excedentes de generación de energía al Sistema Interconectado Nacional (SIN). D.O. 52.898 del 3 de octubre de 2024. Recuperado de <https://n9.cl/kujzvo>
- Salcedo, A. (2020). Análisis de viabilidad para la integración de tecnologías Power to Gas a partir de hidrógeno, dentro de la operación de una microrred eléctrica para zonas rurales en Colombia. Universidad de los Andes. Recuperado de <https://n9.cl/7bcus>
- Singh, K., Singh, A., & Prakash, P. (2022). Estimating the cost of equity for the regulated energy and infrastructure sectors in india. *Utilities Policy*, 74, 101327. Recuperado de <https://n9.cl/urha5>
- Suárez-Lozano, H. (2017). Cómo está el mercado mayorista de gas en Colombia. *Advocatus*, (035), 25-30.
Recuperado de <https://doi.org/10.26439/advocatus2017.n035.4466>
- SSPD. (2023). Información tarifaria empresas gas natural por redes de tubería. Recuperado de <https://n9.cl/7d5cq>
- SSPD. (2024). Boletín tarifario GLP: Segundo trimestre de 2024. Recuperado de <https://n9.cl/myuzs>
- Tereshenko, O., Voloshanyk, N., & Savchuk, D. (2019). Rate of costs on investment capital in emerging markets. *Proceedings of the International Scientific Conference*, 6, 665-674. Recuperado de <https://n9.cl/ifirb>
- UMMEGN. (2023). Boletín de seguimiento y monitoreo de los mercados mayoristas de Energía y Gas. Recuperado de <https://n9.cl/biwy2>
- UPME. (2018). Plan indicativo de abastecimiento de Gas Licuado de Petróleo (GLP). Recuperado de <https://n9.cl/gzqlk>

- UPME. (2022). Proyección de demanda de energéticos en 2022. Recuperado de <https://n9.cl/qg3ji>
- UPME. (2023). Proyección de precios energéticos para el primer semestre de 2023. Recuperado de <https://n9.cl/zx8h9>
- UPME. (2024). Proyección de la demanda de Energía Eléctrica y potencia máxima 2024-2038. Recuperado de <https://n9.cl/z5a4f>
- Vega, J., & Muñoz, M. (2023). Energía solar y eólica en Colombia: Panorama y resumen de políticas 2022. *SEI Brief. Stockholm Environment Institute*. Recuperado de <https://n9.cl/8ts1gc>
- Vidal, E., & Fontalvo, C. (2018). Alternativa para la generación de gas natural sintético a partir de una fuente de energía renovable mediante tecnología “Power to Gas” en Colombia. Universidad Industrial de Santander. Recuperado de <https://n9.cl/uqbos>
- Walker, E. (2016). Cost of capital in emerging markets: Bridging gaps between theory and Ppractice. *LAJE*, 53(1), 111-147. Recuperado de <https://n9.cl/wsixh>
- XM. (2024). Comunicado sobre el nivel de embalses y sus posibles impactos en la operación del Sistema en el último trimestre de 2024. Recuperado de <https://n9.cl/4kw62y>
- Plata Puyana, José Fernando & de Greiff Correa, Andrés (2023). Competencia en los mercados de energía eléctrica y gas natural, ¿quién es la autoridad competente? *Vniversitas Jurídica*, 72.
- Acosta, J. (2024). La coyuntura del gas natural en Colombia: seguridad y soberanía energética. Bogotá, Colombia: Editorial Energética.
- Bolsa Mercantil de Colombia (BMC). (2023). Informe anual del mercado de gas natural. Recuperado de www.bmc.com.co.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2023). Regulación del mercado de gas natural en Colombia. Bogotá, Colombia: CREG.
- CAMPETROL. (2024). Análisis del mercado energético colombiano 2023-2024. Recuperado de www.campetrol.org.
- Promigas. (2022). Informe del Sector Gas Natural Colombia 2022.

Recuperado de: <https://www.promigas.com/InformeSectorGas2022/Documents/Promigas%20ISGN%20COL%202022.pdf>

Promigas. (2023). Informe del Sector Gas Natural Colombia 2023.

Recuperado de: https://promigas-isgn.s3.us-east-1.amazonaws.com/industry/file4326995d-a8bo-4109-af79-e30213e15abe_Informe-del-Sector-Gas-Natural-en-Colombia-2023-Cifras-2022.pdf

Promigas. (2023). Informe de cobertura del gas natural en Colombia. Barranquilla, Colombia: Promigas.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2006). *Resolución 057 de 1996*. Bogotá, Colombia: CREG.

Decreto 1760 de 2003. (2003). *Por el cual se crea la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y se dictan otras disposiciones*. Ministerio de Minas y Energía, Colombia.

Galetovic, A. (2003). Integración vertical en el sector eléctrico: Una guía para el usuario. CEA: Centro de Economía Aplicada. <https://www.cea-uchile.cl/proyecto/integracin-vertical-en-el-sector-elctrico-una-gua-para-el-usuario-vertical-integration-in-the-electricity-sector/>

Plata Puyana, J. F., & de Greiff Correa, A. (2022). Competencia en los mercados de energía eléctrica y gas natural, ¿quién es la autoridad competente? [https://revistas.javeriana.edu.co/files-articulos/VJ/72\(2023\)/6722545003/index.html](https://revistas.javeriana.edu.co/files-articulos/VJ/72(2023)/6722545003/index.html)

Walshaw, R., & Meagher, K. (2013). Vertical Integration and Capacity Competition in Electricity Markets. *Organizational Economics Proceedings*, 2(1). <https://open-journals.library.sydney.edu.au/OEW/article/view/7541>

Arango, H., Bonatto, B. D., dos Santos Lusvarghi, S. A., & Vasconcelos, G. F. (2013). Methodology for the Regulatory Deflation of the Weighted Average Cost of Capital (WACC) in Electricity Markets. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, 24(5), 661-667. <https://doi.org/10.1007/s40313-013-0058-6>

Arias E., E. C., & Cadavid, J. (2004). La Regulación Económica de la Distribución de la Energía Eléctrica. *Ecos de Economía*, 8(18), 99-139.

Bedoya Cadavid, J. A., Lanzas-Duque, Á., & Salazar, H. (2023). WACC for Electric Power Transmission System Operators: The Case of Colombia. *Energies*, 16, 964. <https://doi.org/10.3390/en16020964>

- Cadena, A., Marcucci, A., F. Pérez, J., Durán, H., Mutis, H., Taútiva, C., Palacios, F., ,Department of Electrical and Electronic Engineering, Universidad de los Andes, Carrera 1 N 18A 10, Bogotá, & ,Department of Industrial Engineering, Universidad de los Andes, Carrera 1 N 18A 10, Bogotá. (2007). Efficiency analysis in electricity transmission utilities. *Journal of Industrial & Management Optimization*, 5(2), 253-274. <https://doi.org/10.3934/jimo.2009.5.253>
- CREG. (2023). Caracterización de la cadena de valor del GLP, Mercados Relevantes y Fallas de Mercado. Portal CREG. <https://creg.gov.co/publicaciones/15685/caracterizacion-de-la-cadena-de-valor-del-glp-mercados-relevantes-y-fallas-de-mercado/>
- Creti, A., & Poletti, C. (2013). Retail competition (pp. 186-197) [Chapters]. Edward Elgar Publishing. https://econpapers.repec.org/bookchap/elgeechap/1444o_5f6.htm
- Galetovic, A. (2003). Integración vertical en el sector eléctrico: Una guía para el usuario. CEA: Centro de Economía Aplicada. <https://www.cea-uchile.cl/proyecto/integracin-vertical-en-el-sector-elctrico-una-gua-para-el-usuario-vertical-integration-in-the-electricity-sector/>
- Kayo, E., Martelanc, R., Brunaldi, E., & da Silva, W. (2020). Capital asset pricing model, beta stability, and the pricing puzzle of electricity transmission in Brazil. <https://ideas.repec.org/a/eee/enepol/v142y2020icso301421520302330.html>
- Kellogg, R., & Reguant, M. (2021). Energy and Environmental Markets, Industrial Organization, and Regulation (Working Paper No. 29235). National Bureau of Economic Research. <https://doi.org/10.3386/w29235>
- McRae, S. D., & Wolak, F. A. (2018). Market Power in a Hydro-Dominated Wholesale Electricity Market. Stanford King Center on Global Development. https://kingcenter.stanford.edu/sites/g/files/sbiybj16611/files/media/file/1036wp_o.pdf
- McRae, S. D., & Wolak, F. A. (2020, febrero 6). Retail Pricing in Colombia to Support the Efficient Deployment of Distributed Generation and Electric Vehicles (en) | Publicaciones (Colombia). IDB Publications; Inter-American Development Bank. <https://doi.org/10.18235/0002192>
- McRae, S. D., & Wolak, F. A. (2021). Retail pricing in Colombia to support the efficient deployment of distributed generation and electric stoves. *Journal of Environmental Economics and Management*, 110, 102541. <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2021.102541>

- Plata Puyana, J. F., & de Greiff Correa, A. (2022). Competencia en los mercados de energía eléctrica y gas natural, ¿quién es la autoridad competente? [https://revistas.javeriana.edu.co/files-articulos/VJ/72\(2023\)/6722545003/index.html](https://revistas.javeriana.edu.co/files-articulos/VJ/72(2023)/6722545003/index.html)
- Rosas, M. (2024). Guía del Gas Colombia 2024. Grupo Comunicar. <https://guiadelgas.com/wp-content/uploads/2023/10/Guia-del-Gas-2024-Digital.pdf>
- Singh, K., Singh, A., & Prakash, P. (2022). Estimating the cost of equity for the regulated energy and infrastructure sectors in India. *Utilities Policy*, 74, 101327. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2021.101327>
- Suárez-Lozano, H. (2017). Cómo está el mercado mayorista de gas en Colombia. *Advocatus*, (035), 25-30.
- Tereshenko, O., Voloshanyk, N., & Savchuk, D. (2019). RATE OF COSTS ON INVESTMENT CAPITAL IN EMERGING MARKETS. SOCIETY. INTEGRATION. EDUCATION. *Proceedings of the International Scientific Conference*, 6, 665-674. <https://doi.org/10.17770/sie2019vol6.3957>
- Tolosa, B. (2013). Evaluación de eficiencia en el sector de distribución de energía eléctrica en Colombia empleando la metodología de análisis envolvente de datos – DEA. <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/11826>
- UPME. (2017). Cadena del Gas Licuado del Petroleo (GLP). https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Cadena_GLP_2017_30032017.pdf
- Walker, E. (2016). COST OF CAPITAL IN EMERGING MARKETS: BRIDGING GAPS BETWEEN THEORY AND PRACTICE. *Latin american journal of economics*, 53(1), 111-147. <https://doi.org/10.7764/LAJE.53.1.III>
- Walshaw, R., & Meagher, K. (2005). Vertical Integration and Capacity Competition in Electricity Markets (SSRN Scholarly Paper No. 1266387). Social Science Research Network. <https://doi.org/10.2139/ssrn.1266387>
- Walshaw, R., & Meagher, K. (2013). Vertical Integration and Capacity Competition in Electricity Markets. *Organizational Economics Proceedings*, 2(1). <https://open-journals.library.sydney.edu.au/OEW/article/view/7541>
- Ospina Riaño, A.D. y Mosquera Palacios, D. 2016. Cargo por confiabilidad: éxito o fracaso? *Con-texto*. 45 (jun. 2016), 13-36. DOI: <https://doi.org/10.18601/01236458.n45.03>.

Paredes Torres, W. (2021). El cargo por confiabilidad y su vigilancia en Colombia [Artículo de maestría, Universidad Santo Tomás Colombia]. Repositorio institucional. <http://hdl.handle.net/11634/34689>

Pérez, A., & Carabalí, J. (2021). Un modelo sobre competencia en mercados de electricidad: contratos bilaterales en Colombia. *Revista Desarrollo Y Sociedad*, 1(87), 149-185. <https://doi.org/10.13043/DYS.87.5>

3.6. ANEXOS

ANEXO I: DESCRIPCIÓN DE LOS INDICADORES DE CONCENTRACIÓN Y DOMINANCIA UTILIZADOS EN EL PRESENTE ANÁLISIS

El *CR* mide las participaciones acumuladas de las k firmas más grandes. Así las cosas, el *CR* se define como:

$$CR = \sum_{i=1}^k S_i ; 0 < CR \leq 1$$

Donde S_i es la participación de mercado de la i -ésima firma y k el número de firmas más grandes considerado.

El *IHH* se utiliza para estimar la concentración del mercado. La fórmula para estimar el *IHH* es la siguiente:

$$IHH = S_1^2 + S_2^2 + S_3^2 + \dots S_n^2,$$

Donde S_1 es la participación en el mercado de la firma más grande del mercado, S_2 es la participación de la segunda firma en tamaño y así sucesivamente para todas las demás empresas participantes. Mientras mayor sea el valor del *IHH*, mayor será el grado de concentración del mercado. Una vez calculado el *IHH*, se pueden definir tres categorías: (i) *Mercados desconcentrados*: *IHH* inferior a 1500, (ii) *Mercados moderadamente concentrados*: *IHH* entre 1500 y 2500; y (iii) *Mercados altamente concentrados*: *IHH* superior a 2500.

El *IS* es una aproximación para identificar cuándo una firma tiene una posición dominante en un mercado determinado. Teniendo en cuenta la participación de mercado de la firma líder y de la segunda firma más importante, el *IS* arroja un umbral. Según lo anterior, cualquier cuota de mercado

superior a dicho umbral podría significar a una posición dominante. La fórmula para calcular el umbral del *IS* es la siguiente:

$$S^D = g(S_1, S_2) = \frac{1}{2} \langle 1 - \gamma(S_1^2 - S_2^2) \rangle$$

Donde S_1 y S_2 corresponden a las participaciones de mercado de las dos empresas más importantes, respectivamente. Para simplificar el análisis, se supone que $\gamma = 1$.

ANEXO 2: DESCRIPCIÓN DE LOS PRODUCTORES COMERCIALIZADORES DE GN EN EL MERCADO PRIMARIO EN COLOMBIA

CEPSA COLOMBIA S.A.: CEPSA Colombia es un filial de CEPSA un grupo energético integrado que realiza actividades de exploración y producción de petróleo; refino, distribución y comercialización de derivado petrolífero; petroquímico; gas y electricidad. CEPSA Colombia desarrolla actividades en el área de exploración y producción de hidrocarburos. La firma inició su actividad en el año 2001 y en la actualidad participa en 18 contratos de exploración y producción, 12 operados por la Compañía, en la Cuenca de los Llanos y en el Valle Superior del Río Magdalena.

CLEANENERGY S.A.S.: Creada en mayo de 2004, es una firma energética independiente dedicada a la exploración, desarrollo, adquisición y operación de propiedades de petróleo y gas. CLEANENERGY SAS, actualmente posee intereses petroleros en Colombia de exploración y producción en el bloque Tiburón y Sinú 9.

CNE OIL & GAS S.A.S.: Firma dedicada a la exploración, producción y comercialización de hidrocarburos en Colombia. Principalmente, la firma ha enfocado sus actividades en los departamentos de Córdoba y Sucre a través de los Contratos E&P suscritos con la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

CNEOG COLOMBIA SUCURSAL COLOMBIA: Firma en Colombia que opera en el sector de extracción de GN. Fue fundada en 02 de abril de 2009. CNEOG Colombia Sucursal Colombia está vinculada a Canacol Energy Ltd. CNEOG Colombia, junto con otras subsidiarias como Canacol Energy Colombia SAS y Geoproduction Oil & Gas Company of Colombia, opera bajo la estructura

corporativa de Canacol y participa en sus actividades de exploración y producción en Colombia.

ECOPETROL S.A.: Es un grupo integrado de energía, que participa en todos los eslabones de la cadena de hidrocarburos (exploración, producción, transporte, refinación y comercialización). Tiene operaciones ubicadas en el centro, sur, oriente y norte de Colombia, al igual que en el exterior. Cuenta con dos refinerías en Barrancabermeja y Cartagena. A través de su filial Cenit, especializada en transporte y logística de hidrocarburos, es dueña de tres puertos para exportación e importación de combustibles y crudos en Coveñas (Sucre) y Cartagena (Bolívar) con salida al Atlántico, y Tumaco (Nariño) en el Pacífico. Cenit también es propietaria de la mayor parte de los oleoductos y poliductos del país que intercomunican los sistemas de producción con los grandes centros de consumo y los terminales marítimos. Ecopetrol también tiene participación en el negocio de los biocombustibles y presencia en Brasil, México y Estados Unidos (Golfo de México y Permian Texas).

FRONTERA ENERGY CORP.: Es una compañía pública de Canadá que está involucrada en la exploración, desarrollo, producción, transporte, almacenamiento y venta de petróleo y GN en Suramérica, incluyendo inversiones relacionadas en instalaciones tanto del *upstream* como del *midstream*. Tiene un portafolio de activos diversificado, con participación en 22 bloques de exploración y producción en Colombia, Ecuador y Guyana, y oleoductos e instalaciones portuarias en Colombia. Frontera está comprometida con la ejecución de su negocio de forma segura y de una manera social, ambiental y éticamente responsable.

GRAN TIERRA ENERGY INC.: Junto con sus subsidiarias es una compañía de energía internacional independiente actualmente enfocada en la exploración y producción de petróleo y GN en Colombia y Ecuador. Gran Tierra Energy usa una red de oleoductos para transportar crudo producido en los campos ubicados en los departamentos de Caquetá y Putumayo. Esta red de oleoductos es segura, y es un método eficiente para el transporte de hidrocarburos desde los campos a las refinerías.

HOCOL S.A.: Se dedica a actividades de extracción de petróleo y GN, además de actividades relacionadas. Su producción de los 15 campos que opera se estima a 32.300 barriles por día. Tiene presencia en campos en la cuenca del Valle superior e inferior del Magdalena y en la región de los Llanos orientales. Cuenta con un portafolio exploratorio diversificado en crudos medios, pesados y gas y entre los contratos más importantes se encuentran

los Bloques Guarrojo y CPO17 crudos pesados) en los Llanos Orientales y en el Valle Inferior del Magdalena, el bloque Samán (gas).

INTEROIL COLOMBIA EXPLORATION AND PRODUCTION: Es una compañía operadora que en asociación con Ecopetrol y la ANH, se dedica a llevar a cabo estudios geológicos, levantamientos geofísicos, exploración, perforación de pozos) operación de producción, transporte, venta de petróleo y gas en los departamentos de Cundinamarca y Tolima y posee un bloque exploratorio denominado Altaír en el Casanare.

LEWIS ENERGY COLOMBIA: Es una compañía perteneciente al Grupo multinacional Lewis Energy Texas. En Colombia tiene por objeto social la exploración y producción de petróleo, GN, así como otros tipos de hidrocarburos.

MARÍA CONCHITA GAS S.A.S: La forma jurídica de María Conchita Gas SAS es Sociedad por Acciones Simplificada y pertenece al sector económico con código CIIU 0620, Extracción De GN. Se especializa en la *producción-comercialización* de GN para Clientes Directos e Indirectos que poseen clientes Residenciales o Industriales a través de Redes y/o Distribucion por medio de Gasoductos.

MKMS ENERĐI SUCURSAL COLOMBIA: Es una firma en Colombia, con sede principal en Bogotá D.C. Opera en Extracción de Petróleo Crudo y GN.

NIKOIL ENERGY CORP. SUCURSAL COLOMBIA: se dedica a la explotación, exploración, comercialización, mercadeo, transporte y distribución de hidrocarburos.

PAREX: Es un productor sostenible de petróleo y gas que concentra operaciones en las cuencas de los Llanos y Magdalena.

PETRÓLEOS SUDAMERICANOS ENERGY: Es una compañía de energía con más de 25 años de trayectoria, desarrollando actividades de exploración y producción de petróleo y gas, con operaciones en Argentina y Colombia. Opera en el mercado colombiano desde el año 2012. La firma enfoca sus actividades en la explotación de yacimientos convencionales en campos maduros y marginales.

PETROSANTANDER COLOMBIA: Perteneciente al grupo Petrosantander de Estados Unidos. Tiene como objeto social todos los negocios y actividades relacionadas con la explotación de petróleo, gas y otros hidrocarburos.

SAINT-AUBIN INTERNATIONAL SAS: Extracción de petróleo crudo y de gas, y demás servicios relacionados con la extracción de petróleo. La forma jurídica de la firma es Sociedad Por Acciones Simplificada y pertenece al sector económico con código CIIU 0620, Extracción De GN.

SIERRACOL ENERGY ANDINA LLC: Es una firma que lleva más de 40 años en la industria petrolífera del país. Opera en la provincia de Arauca y el departamento de Santander, centrándose en actividades de extracción de petróleo y GN, y actividades relacionadas con este sector.

VERANO ENERGY AG SUCURSAL: Es una firma en Colombia, con sede principal en Bogotá D.C. Opera en el sector de extracción de petróleo y gas. Fue fundada en 23 de diciembre de 2009.

WATTLE PETROLEUM COMPANY S.A.S: Firma colombiana, que explora y produce hidrocarburos (GN). Sus actividades operativas se concentran en el bloque Carbonera y Valle medio del Magdalena.

CAPITULO 4

*Análisis sobre la eficiencia tarifaria
de los energéticos en colombia*

4.1. JUSTIFICACIÓN METODOLÓGICA

El uso de la econometría para analizar temas de eficiencia en las tarifas finales de los energéticos objeto de este estudio se fundamenta en varias razones técnicas. Así las cosas, y partiendo de que los precios son en parte reflejo de los costos de producción, transmisión y distribución, mediante técnicas de estimación se puede entrar a evaluar la posible existencia de sobrecostos sistemáticos no justificados por los costos operativos tal y como Ferro y Lentini (2015) lo plantean. Asimismo, y de acuerdo con Bouille (1999), el uso de métodos empíricos permite establecer la presencia de aspectos distorsionadores como subsidios cruzados, falta de competencia derivada de la estructura de mercado o intervenciones regulatorias que impidan una determinación eficiente en materia tarifaria.

Como se ha mencionado en capítulos anteriores, el precio de los energéticos se correlaciona fuertemente con factores endógenos y exógenos que terminan explicando una parte del valor final pagado por el consumidor. En ese sentido, Contreras (2020) da cuenta de la existencia de múltiples relaciones causales entre los precios de los energéticos y diversas variables macroeconómicas para una muestra de países de América Latina. Por otro lado, Melo y Espinosa (2004) estudian los diversos efectos que los shocks externos tienen sobre la determinación de los precios domésticos.

En la misma dirección, el impacto de las integraciones, en especial aquellas de tipo vertical, es fundamental para analizar la eficiencia en la materia. Para el caso Orozco (2015) muestra como este último tipo de integración provee mayores incentivos para aumentar las cantidades vendidas, si poseen comercialización y contratos bilaterales de largo plazo. Por su parte, Kerkvliet (1991) realiza un análisis comparativo entre empresas integradas y no integradas concluyendo que aquellas integradas verticalmente conducen a una mayor eficiencia, mientras que las que no, podrían ejercer poder de mercado.

Finalmente, el uso de técnicas econométricas permite cuantificar los impactos que cambios en las tarifas de los energéticos tienen sobre el poder adquisitivo de los hogares. Para los efectos, Arellano y Chapa (2017) evalúan cómo cambios en las tarifas afectan el bienestar de distintos grupos socioeconómicos, especialmente en aquellos bajo condición de pobreza.

4.1.1. MEDICIÓN DEL IMPACTO DE LA INTEGRACIÓN VERTICAL EN LAS TARIFAS DE LOS ENERGÉTICOS

La medición del impacto de la integración vertical en la tarifa final de EE, GN y GLP es fundamental a efectos de garantizar que los mercados involucrados en las cadenas de valor sean eficientes, competitivos, sostenibles y que promuevan el bienestar de los consumidores. Desde una perspectiva técnica, cuantificar estos impactos permite a los reguladores diseñar e implementar intervenciones más efectivas que permitan reducir la probabilidad de tener en los mercados distorsiones anticompetitivas y optimizar precios sociales.

En línea con lo anterior, se han adoptado dos mecanismos de simulación contrafactual para cumplir con tal fin. Para el caso de EE y GN se utilizarán los *Instrumentos de Bartik*. Mientras que, para el GLP, por disponibilidad de información, se aplicará un modelo de *Series de Tiempo Interrumpidas*.

A continuación, metodológicamente se explica en qué consiste cada una de estas herramientas.

4.1.1.1. INSTRUMENTO DE BARTIK

Este instrumento, desarrollado por Bartik (1991), tiene como objetivo combinar datos locales con tendencias generales para identificar variaciones exógenas en una variable de interés. Este enfoque se utiliza para abordar problemas de endogeneidad, proporcionando una fuente de variación que es independiente de factores locales específicos.

A efectos de construir esta variación, en primera instancia se debe identificar la subdimensión que permita descomponer la variación del tratamiento el cual viene dado como una identidad donde el único requisito para que dicha descomposición sea útil es que los componentes individuales sean observables. La *Ecuación 1* presenta lo anterior.

$$x_{i,t} \equiv \sum_k w_{i,t,k} \cdot e_{i,t,k} \quad (1)$$

En aras de reducir la cantidad de posibles *factores de confusión*, los instrumentos de Bartik $Z_{i,t}$ se centran en dimensiones plausiblemente exógenas de los componentes que conforman el tratamiento $x_{i,t}$, como se muestra en la *Ecuación 2*.

$$Z_{i,t} = \sum_k w_{i,k} \cdot e_{t,k} \quad (2)$$

Donde $W_{i,k}$ son las participaciones determinadas y $e_{i,t,k}$ los shocks comunes.

Cabe destacar que los instrumentos, por construcción, no varían entre las unidades a lo largo del tiempo debido a cambios endógenos de las proporciones o a tendencias endógenas específicas de la unidad. Esta característica reduce las preocupaciones sobre la causalidad inversa, la simultaneidad y los factores omitidos correlacionados importantes.

En línea con lo anterior, la descomposición de la variación del tratamiento en la variación de Bartik, impulsada por la interacción de $W_{i,t,k}$ y $e_{i,t,k}$, y cambios específicos de la unidad en participaciones y shocks, se muestra en la Ecuación 3.

$$x_{i,t} = Z_{i,t} + \sum_k [(w_{i,t,k} - w_{i,k}) \cdot e_{t,k} + w_{i,k} \cdot (e_{i,t,k} - e_{t,k}) + (w_{i,t,k} - w_{i,k}) \cdot (e_{i,t,k} - e_{t,k})] \quad (3)$$

Los cambios específicos de cada unidad en las participaciones y los shocks pueden correlacionarse con una serie de factores que pueden generar confusión. Estos factores que varían en el tiempo no pueden controlarse mediante efectos fijos de unidad y tiempo. Por el contrario, los efectos fijos de unidad y tiempo pueden controlar las preocupaciones de endogeneidad de primer orden relacionadas con la variación del *instrumento de Bartik: diferencias endógenas entre unidades correlacionadas con las participaciones y cambios endógenos a lo largo del tiempo correlacionados con las tendencias comunes*.

En consecuencia, y en función de los efectos fijos, el *instrumento de Bartik* aísla la variación plausiblemente exógena debido al impacto diferencial de las tendencias comunes en unidades con participaciones predeterminadas distintas.

4.1.1.2. SERIES DE TIEMPO INTERRUMPIDAS

Los modelos de *Series de Tiempo Interrumpidas* muestran cómo una serie de tiempo varía en términos de media y tendencia luego de un punto de

interrupción, el cual puede asociarse con la realización de una intervención o la existencia de un evento relevante como la introducción de una política pública, la ejecución de un programa dirigido específicamente a una población, los cambios en regulaciones o en los precios de mercado.

Esta metodología, propuesta por Campbell y Stanley (1963), Cook y Cambell (1979) y formalizada por McDowall, McCleary y Bartos (1980) es una herramienta útil a efectos de evaluar el impacto de corto y largo plazo de políticas o eventos en series de tiempo, proporcionando una forma clara de aislar los efectos de una intervención de las tendencias subyacentes.

La especificación base de este tipo de modelos se fundamenta en una regresión de series de tiempo segmentada que incluye cambios de corto y largo plazo. La *Ecuación 4* da cuenta del modelo.

$$Y_t = \beta_0 + \beta_1 \cdot T_t + \beta_2 \cdot \sigma_t + \beta_3 \cdot (T_t \cdot \sigma_t) + e_t \quad (4)$$

Donde Y_t es la variable dependiente para el momento t ; T_t es una variable de tiempo que refleja una secuencia temporal; σ_t es una variable binaria que toma el valor de cero *ex ante* a la intervención y de uno *ex post* a ella; $(T_t \cdot \sigma_t)$ es la interacción entre T_t y σ_t ; y e_t el término de error aleatorio. Para el caso, β_0 representa el nivel inicial de Y_t ; β_1 el valor de la pendiente o efecto marginal *ex ante* a la intervención; β_2 el cambio de corto plazo; y β_3 el de largo plazo.

4.1.2. ANÁLISIS DE LA EFICIENCIA EN LAS TARIFAS DE LOS ENERGÉTICOS Y SUS DINÁMICAS INTERTEMPORALES

Capturar las dinámicas intertemporales que afectan la tarifa de los energéticos es vital para, además de facilitar la comprensión técnica del comportamiento de estos sectores, generar insumos para la toma de decisiones regulatorias en un entorno energético interconectado. En ese sentido, el análisis de eficiencia en tarifas implica analizar su respuesta ante cambios exógenos temporales que afecten su comportamiento.

En ese orden de ideas, y con el fin de capturar los efectos de los *shocks* exógenos, las posibles interdependencias dinámicas, así como la existencia de causalidad, cointegración y el ajuste de largo plazo, se realizarán dos estimaciones tomando como insumo los modelos *Vectoresiales Autorregresivos*

Estructurales (SVAR) y de Corrección de Errores (VEC) para los tres energéticos contemplados en esta investigación.

A continuación, se describen teóricamente estos modelos.

4.1.2.1. MODELO DE VECTORES AUTORREGRESIVOS ESTRUCTURALES

La especificación, que parte de modelos *Vectoriales Autorregresivos* (VAR), se caracteriza por imponer restricciones estructurales basadas en teorías económicas a efectos de identificar la existencia de relaciones causales entre las variables analizadas. La Ecuación 5 da cuenta de esta especificación.

$$\theta Y_t = A_1 Y_{t-1} + A_2 Y_{t-2} + \dots + A_p Y_{t-p} + u_t \quad (5)$$

Donde θ representa una matriz estructural de orden $(n \times n)$ que captura las relaciones intertemporales entre las variables, siendo u_t un vector de *shocks* estructurales que no están correlacionados.

4.1.2.1. MODELO DE VECTORES DE CORRECCIÓN DE ERRORES

Partiendo de la existencia de una o más relaciones de cointegración entre las variables, la especificación modela las relaciones de largo plazo y la velocidad de ajuste a través de la Ecuación 6:

$$\partial Y_t = \eta Y_{t-1} + \sum_{i=1}^{p-1} \Gamma_i \partial Y_{t-i} + e_t \quad (6)$$

Donde ∂Y_t representa los cambios en la variable dependiente; η a una matriz de cointegración; y Γ_i a las matrices de coeficientes de corto plazo. Para el caso, $\eta = \alpha \beta'$, siendo β' los vectores de cointegración que representan las relaciones de equilibrio de largo plazo entre las variables; y α a los coeficientes de la velocidad de ajuste de las variables al retornar al equilibrio.

4.1.3. MEDICIÓN DEL IMPACTO DE LOS CAMBIOS EN LAS TARIFAS DE LOS ENERGÉTICOS EN LOS INGRESOS DE LOS HOGARES

Cuantificar el impacto de los cambios en las tarifas de la EE, el GN y el GLP en el ingreso de los hogares es de vital importancia en aras de comprender la manera en la que estas fluctuaciones afectan la capacidad de consumo y el bienestar de los agentes. Para los efectos, se realizaron dos ejercicios teniendo en cuenta la distribución del ingreso por decil y grupo social de acuerdo con la metodología de López-Calva y Ortiz-Juárez (2011). Así las cosas, la medición permite: (i) *identificar vulnerabilidades energéticas*; (ii) *evaluar el impacto en el consumo*; y (iii) *generar insumos para la formulación de políticas públicas y de regulación*.

4.1.3.1. MODELO DE DATOS PANEL

De acuerdo con Baltagi (2005), un modelo de datos panel permite analizar la relación entre las tarifas de los energéticos y el ingreso de los hogares a lo largo del tiempo y entre diferentes unidades, controlando por heterogeneidad no observable. En ese orden de ideas, la especificación general del modelo de datos panel viene dada por la Ecuación 7.

$$Y_{it} = \beta_0 + \beta_j P_{it} + X_{it}\gamma + \alpha_i + e_{it} \quad (7)$$

Donde Y_{it} es el ingreso disponible del hogar en el momento t ; P_{it} es un vector de tarifas que enfrenta el hogar i en el momento t ; X_{it} es un vector que da cuenta de las características del hogar; α_i el control; y e_{it} el término de error.

4.2. RESULTADOS ECONOMETRICOS

A continuación, y para facilidad expositiva, se presentan los resultados obtenidos mediante la implementación de los métodos de estimación explicados anteriormente por energético.

4.2.1. ENERGÍA ELÉCTRICA

4.2.1.1. SOBRE LA INTEGRACIÓN VERTICAL Y SU EFECTO EN LA TARIFA

La cadena de EE está integrada verticalmente casi en su totalidad. Según la CREG (2023), los eslabones de la cadena donde debería predominar la competencia, como son los de generación y comercialización, en un porcentaje mayor al 98,0% su operación es cubierta por agentes integrados verticalmente, tal y como fue presentado en capítulos anteriores.

Como se mencionó en el capítulo tercero, la integración vertical puede tener efectos contrapuestos en el sector. Por un lado, puede generar ineficiencias y disminuir la competencia como consecuencia de un aumento en el poder de mercado, lo que podría traducirse en la materialización de posibles posiciones de dominio que afecten negativamente al consumidor final. Por otro lado, también puede generar eficiencias al reducir costos, lo que potencialmente se reflejaría en tarifas más bajas para el consumidor final.

Bajo este contexto, uno de los objetivos de este estudio es evaluar si la integración vertical en los eslabones de generación y comercialización de la cadena de EE resulta ser eficiente, en concreto, la pregunta a responder es: *¿La integración vertical en EE para los eslabones de generación y comercialización es eficiente?*

Ahora bien, las grandes empresas en el directorio de agentes activos de XM muestran un registro en los dos eslabones antes del 2000, donde se encuentra un escenario que no cuenta con datos reportados antes de la integración y con una cadena altamente integrada verticalmente. Ante la imposibilidad de obtener un contrafactual a partir de la historia de las variables a estudiar, así como ante la dificultad de encontrar una cadena equiparable a la EE para realizar el análisis, se opta por una aproximación de los *Instrumentos de Bartik*.

El modelo para estimar considera un mercado a nivel empresa con $m = 1, \dots, k$ operadores que generan y comercializan EE en el momento t con $t = 2012, \dots, 2022$, en línea con la ventana temporal que se definió para el presente estudio. Se describe la variable exposición – *integración vertical* – como $X_{mt} = \frac{C_{mt}}{G_{mt}}$, donde C_{mt} es el volumen de comercialización para el segmento regulado en KwH y G_{mt} es el volumen de generación. Por otro

lado, la variable dependiente es la tarifa de energía que enfrenta el consumidor final T_{mt} ¹.

Dado lo anterior se plantea el modelo expresado por la Ecuación 8.

$$T_{mt} = \alpha_m + \delta_m + \beta(X_{mt}) + e_{mt} \quad (8)$$

Donde α_m y δ_m son controles de tamaño de agente y posición dominante, respectivamente. El coeficiente β representa el efecto marginal de la integración sobre la tarifa de EE. La estimación bajo esta metodología busca ser una alternativa de la correlación entre X_{mt} y e_{mt} , de modo que se define la variable instrumental tipo Bartik como $Z_{mt} = \tilde{X}_{mt}(PG_t + PC_t)$ donde PG_t son los precios internacionales del gas y PC_t son los precios internacionales del carbón térmico tomados de la Agencia Internacional de Energía (AIE)².

En la Tabla 1 se presentan los resultados de las estimaciones, incluyendo tanto la primera y la segunda etapa del *Instrumento de Bartik*, como las estimaciones obtenidas mediante la regresión por Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO).

Los resultados de la primera etapa indican que el instrumento satisface el supuesto de relevancia, evidenciando una correlación significativa entre la variable de interés y la variable instrumental. En la segunda etapa, al comparar los resultados obtenidos mediante la metodología de *Bartik* con los resultados de MCO, se confirma que este instrumento corrige de manera efectiva el problema de endogeneidad.

Frente a la segunda etapa, los resultados de la regresión muestran que la variable de exposición, representada en este caso por la integración vertical, tiene un impacto negativo sobre la variable de eficiencia, que se mide a través de la tarifa final de EE. Este efecto sugiere que la integración vertical es eficiente desde la perspectiva del consumidor final, ya que contribuye a una reducción en la tarifa pagada. Además, estos hallazgos se mantienen

1 La tarifa usada no contempla subsidios, contribuciones ni otros cobros de productos, servicios financieros y no financieros.

2 Se toman los precios internacionales del carbón térmico y del gas debido a su uso en la generación de EE térmica.

consistentes al incluir controles por tamaño de agente y el nivel de concentración del mercado.

TABLA I
REGRESIÓN DE PRIMERA Y SEGUNDA ETAPA
DE BARTIK Y DE MCO PARA EE

Bartik				
Primera etapa		(1)	(2)	(3)
Instrumento Z_{mt}		0,01*** (0,00003)	0,12*** (0,0003)	0,01*** (0,00003)
R^2		0,98	0,98	0,98
Num. Obs.		1593	1593	1593
Segunda etapa	MCO	Bartik		
Parámetro β	-0,63* (0,32)	-0,59* (0,32)	-0,58* (0,32)	-0,59* (0,32)
R^2		0,002	0,002	0,002
Num. Obs.	1.593	1.593	1.593	1.593
Controles				
Dominancia	NO	NO	SÍ	SÍ
Tamaño agente	NO	NO	SÍ	NO

Fuente: Elaboración propia.

Ahora bien, como se mencionó en el capítulo tercero, la integración vertical elimina el problema de la doble marginalización, evitando que las empresas apliquen márgenes de ganancias adicionales en diferentes etapas de la cadena productiva. No obstante, esta misma integración puede consolidar una posición dominante en el mercado, disminuyendo la competencia y potencialmente derivando en precios más altos para los consumidores.

Para evaluar si esta última relación se manifiesta en el sector, se incorporan controles específicos para medir el poder de dominancia. Los resultados presentados en (3) indican que, al controlar por dominancia, la relación entre las variables sigue siendo negativa y significativa favoreciendo al consumidor final con una menor tarifa pagada. Estos hallazgos refuerzan la hipótesis de que la integración vertical puede generar eficiencias que contrarrestan los efectos adversos de una mayor concentración de mercado como se mostró en el capítulo tercero.

Si bien la integración vertical puede reducir significativamente los costos de transacción y de intermediación, además de facilitar grandes inversiones y optimizar la gestión de las fluctuaciones al interior del sector, surge la

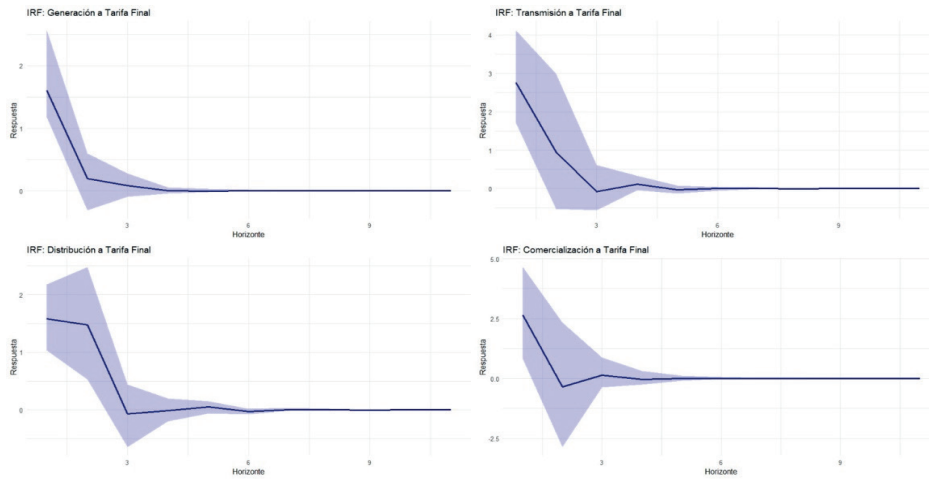
pregunta: ¿hasta qué punto las características específicas de las empresas, como su tamaño, nivel tecnológico, estructura organizacional, entre otras características propias, influyen en los resultados obtenidos?

Para responder esta pregunta, en la regresión se incorporan controles de poder de mercado y tamaño de agente, con el objetivo de controlar posibles heterogeneidades. Así las cosas (2) muestra que, incluso al controlar por estas variables, la integración vertical sigue teniendo un efecto negativo y significativo sobre la tarifa pagada por los consumidores finales, lo que es consistente con los resultados previamente observados.

4.2.1.2. SOBRE LA EFICIENCIA TARIFARIA
Y SU DINÁMICA INTERTEMPORAL

Las Funciones Impulso Respuesta (FIR) derivadas del modelo SVAR y presentadas en el *Panel I*, dan cuenta de las restricciones estructurales impuestas a la relación causal entre los eslabones de generación , transmisión , distribución , comercialización y la tarifa final . Para el caso, es pertinente mencionar que las variables se presentan en sus primeras diferencias.

PANEL I: FIR DEL MODELO SVAR PARA EE



Fuente: Elaboración propia.

En términos generales, en este energético, ante una perturbación en las variaciones de los costos de G_I , T_I , C_I y D_I , sobre TF_I se observa una dinámica interesante de ajuste en el corto plazo, aunque su magnitud y reducción para el retorno en el equilibrio se genera de forma heterogénea ante los diferentes shocks debido a las características propias de cada uno de los eslabones, las condiciones que influyen son la cantidad de agentes, grados de competencia e influencia geográfica como se pasará a explicar.

En cuanto al efecto de una perturbación en G_I se observa que la TF_I se ajusta rápidamente en el corto plazo, lo cual es explicado por las dinámicas propias del mercado mayorista de la venta de EE, donde aquella comprada en bolsa ha representado menos del 20,0% del recurso utilizado, siendo los contratos bilaterales de mediano y largo plazo la figura que prevalece en este eslabón para abastecer el segmento regulado (XM, 2024). Por lo tanto, la G_I en el corto plazo en TF_I no tiene mayor incidencia, y retorna al equilibrio a través de un mecanismo que podría caracterizarse como el más inercial dentro de todos los eslabones.

En lo que concierne a la perturbación en T_I , esta genera un impacto significativo sobre TF_I en el corto plazo. Aunque este componente representa una fracción menor dentro de la estructura tarifaria de la EE, los resultados sugieren que sus variaciones pueden amplificarse temporalmente en TF_I . Lo anterior indica que, si bien su incidencia estructural es limitada, en el corto plazo puede contribuir a la volatilidad de TF_I . Lo anterior se explica por la condición teórica de pretender que en la regulación este eslabón funja como un monopolio natural. Es de resaltar que existen pocos agentes que proveen el servicio en consecuencia los aumentos en los costos son trasladados de forma directa a los usuarios regulados a nivel nacional.

En cuanto a C_I y D_I , estos pueden estar explicados por dinámicas propias de la zona de influencia donde se desarrolla la actividad, lo que puede generar dinámicas de corto plazo diferentes a G_I y T_I cuya influencia es nacional, es de esperar que la duración de las perturbaciones dentro del sistema requiera más períodos para retornar al equilibrio, tal como se aprecia en el Panel 1.

En lo que respecta a, D_I es preciso advertir que el shock se disipa de forma relativamente lenta en comparación con los demás eslabones de la cadena, circunstancia que es atribuible a sus características monopolísticas de naturaleza local debido a los costos hundidos asociados a la prestación del servicio y cuyas características por parte del agente varían de acuerdo a su ubicación. Por su parte, C_I evidencia que el shock simulado produce una

trayectoria convergente de desaceleración hacia la situación inicial en muy pocos períodos. Sin embargo, no deja de ser llamativo el efecto del shock sobre TF_I se aproxima a 2,5 desviaciones sobre las variaciones de TF_I .

Ahora bien, a efectos de determinar el número de relaciones de cointegración existentes entre las variables del sistema, se emplea la prueba de cointegración de Johansen (1991). Para el caso, la hipótesis nula (H_0) prueba que existen, como máximo, r relaciones de cointegración. Por otro lado, si el valor del estadístico de prueba (σ) es mayor que el valor crítico evaluado al 5,0%, se rechaza H_0 en favor de $r + 1$. En línea con lo anterior se encuentra que existen tres relaciones de cointegración toda vez que en $r \leq 2$ el valor de σ supera el valor crítico, en otras palabras, $59,79 > 48,28$. Los resultados se muestran en la Tabla 2.

TABLA 2
RELACIÓN DE COINTEGRACIÓN DE JOHANSEN PARA EE

Vectores	σ	10 PCT	5 PCT	1PCT
$r \leq 5$	1,24	6,50	8,18	11,65
$r \leq 4$	9,81	15,66	17,95	23,52
$r \leq 3$	26,82	28,71	31,52	37,22
$r \leq 2$	59,79	45,23	48,28	55,43
$r \leq 1$	150,04	66,49	70,60	78,87
$r \leq 0$	304,34	85,18	90,39	104,20

Fuente: Elaboración propia.

Así las cosas, la Ecuación 9, la Ecuación 10 y la Ecuación 11 representan las tres relaciones de cointegración enunciadas con anterioridad. Estas ecuaciones son las relaciones de largo plazo entre la tarifa final (TF), la comercialización (C) y la distribución (D), en función de las pérdidas (PR), la transmisión (T) y la generación (G). En ese orden de ideas, el propósito consiste en analizar cómo cada componente contribuye al equilibrio de largo plazo y si su impacto en TF es eficiente o no.

$$TF - 3,24PR - 5,62T - 0,72G = 0 \quad (9)$$

$$C - 0,02PR + 3,78T - 0,75G = 0 \quad (10)$$

$$D - 0,75PR - 7,67T + 0,76G = 0 \quad (10)$$

Frente a la Ecuación 9, TF está altamente influenciado por T y PR . Esto indica que ineficiencias en estos componentes encarecen significativamente TF de cara a los consumidores finales. En contraste, G tiene un impacto menor, lo que sugiere que la eficiencia tarifaria no radica en este eslabón sino en la manera en que la EE se transporta.

Respecto a la Ecuación 10, C está influenciada principalmente por T y G . La relación negativa con T indica que, cuando esta aumenta, las empresas reducen C para mantener la competitividad del sector. En cambio, cuando G aumenta, C tiende a aumentar, lo que implica que este costo se traslada en parte al consumidor final.

En relación con la Ecuación 11, esta indica que D depende fuertemente de T y PR , reforzando la idea de que la infraestructura y la eficiencia operativa son los principales factores que encarecen la EE para los consumidores finales. Mientras que G muestra un efecto inverso sugiriendo que, en ciertos escenarios, aumentos en este costo pueden compensarse con ajustes en D .

Finalmente, las velocidades de ajuste dan cuenta de qué tan rápido las variables analizadas retornan a su equilibrio de largo plazo luego de un shock. La Ecuación 12, la Ecuación 13, la Ecuación 14, la Ecuación 15, la Ecuación 16 y la Ecuación 17 dan cuenta de lo anterior.

$$TF = -0,04ECT_1 + 0,88ECT_2 + 0,81ECT_3 \quad (12)$$

$$C = 0,09ECT_1^* - 0,25ECT_2^* - 0,20ECT_3^* \quad (13)$$

$$D = 0,01ECT_1 - 0,03ECT_2 - 0,02ECT_3 \quad (14)$$

$$PR = 0,04ECT_1 - 0,08ECT_2 - 0,10ECT_3 \quad (15)$$

$$T = 0,02ECT_1 + 0,13ECT_2 + 0,10ECT_3^* \quad (16)$$

$$G = 0,10ECT_1 - 0,16ECT_2 - 0,25ECT_3 \quad (17)$$

En términos generales, los resultados muestran que C y T son los componentes que ajustan sus valores en respuesta a desequilibrios de largo plazo ya que presentan coeficientes de ajuste significativos, mientras que el resto de eslabones de la cadena muestran una respuesta menos significativa. Esto sugiere que C y T tienen un rol importante en la estabilización del sistema de equilibrio ante cambios estructurales.

4.2.1.3. SOBRE EL IMPACTO EN EL INGRESO DE LOS HOGARES POR CAMBIOS EN LAS TARIFAS

Con el propósito de determinar si los cambios en las tarifas de EE tienen un impacto en el ingreso de los hogares, se estimó un modelo de datos panel por efectos fijos. Lo anterior con el fin de capturar la heterogeneidad no observada entre municipios, analizar las dinámicas intertemporales y garantizar eficiencia en las estimaciones.

Para el caso, tomando el ingreso promedio municipal derivado de la Gran Encuesta Integrada de Hogares (GEIH) calculada por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) y agrupándolos por decil, en función de la proporción del ingreso destinado por los hogares al pago de EE, se estima un modelo el cual viene dado por la Ecuación 18.

$$\gamma_{EE_{i,t}} = \sum_{j=2}^{10} \beta_j \tau_{j,i,t} + \mu_i + e_{i,t} \quad (I8)$$

donde $\gamma_{EE_{i,t}}$ representa la proporción del ingreso que los hogares a nivel municipio destinan al pago de EE; $\tau_{j,i,t}$ son variables dicotómicas que indican a qué decil del ingreso pertenece el hogar; μ_i captura los efectos individuales fijos no observables; y $e_{i,t}$ el término de error que es idiosincrático.

En términos generales, los resultados muestran la existencia de una relación negativa entre τ y $\gamma_{EE_{i,t}}$ lo que sugiere una regresividad asociada al pago de EE, es decir, durante el periodo 2012-2022 los hogares con menores ingresos destinaron una mayor parte de este al pago por dicho servicio en comparación con aquellos hogares con mayores ingresos. En ese sentido, mientras que los hogares en τ_2 destinan, en promedio, un 2,89% menos de su ingreso al pago por EE en comparación con τ_1 , la proporción en los

hogares en τ_{10} es 4,54% menor a la de los hogares en τ_1 . La Tabla 3 da cuenta de lo anterior.

TABLA 3
RESULTADOS DE LA REGRESIÓN DEL MODELO PANEL
PARA EE POR DECIL

Variable	Coefficiente
τ_2	-2,89***
τ_3	-3,47***
τ_4	-3,77***
τ_5	-3,86***
τ_6	-3,95***
τ_7	-4,10***
τ_8	-4,21***
τ_9	-4,35***
τ_{10}	-4,54***

Fuente: Elaboración propia

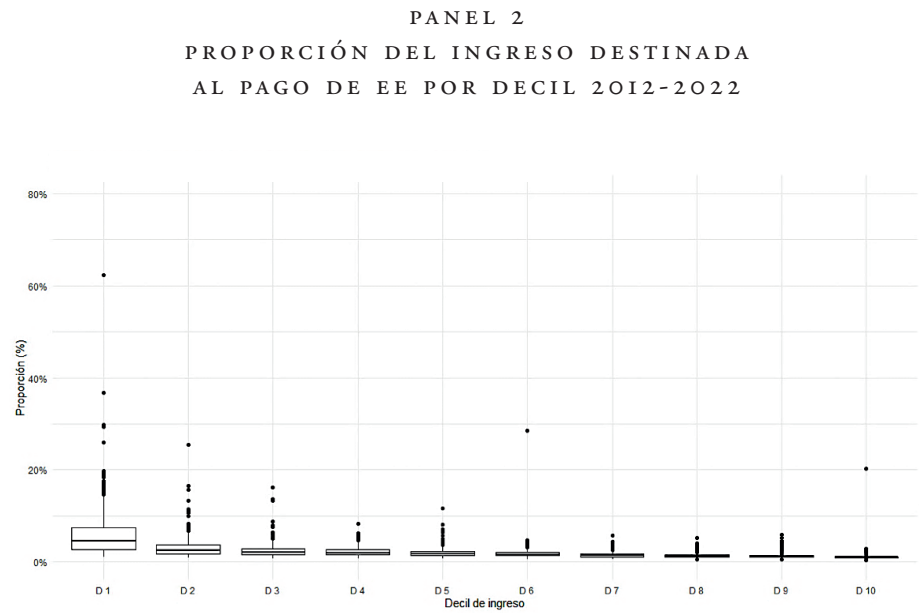
En el modelo de efectos fijos, τ_1 es la categoría de referencia, por lo que no tiene un coeficiente estimado. Esto significa que el valor que destinan estos hogares al pago de EE está contenido en la media de la variable dependiente dentro del grupo de referencia. Para el caso, el valor de τ_1 se obtiene como la media general del ingreso menos los coeficientes de los demás deciles, tal y como se muestra en la Ecuación 19.

$$\tau_1 = - \sum_{j=2}^{10} \beta_j \tau_j = 35,27 \quad (19)$$

Lo anterior indica que los hogares situados en τ_1 destinaron, aproximadamente, un 35,27% de su ingreso al pago de EE durante el periodo objeto de análisis.

El Panel 2 presenta la distribución del ingreso destinado al pago de EE por los hogares ubicados en deciles a nivel municipal. Al respecto se observa que la carga tarifaria de EE es significativamente más alta en los hogares de menores ingresos en contraste con los hogares situados en los deciles más altos, donde la proporción del ingreso destinada al pago de EE es baja y

estable, lo que indica que el impacto del costo de este servicio fue mucho menor en términos relativos durante el periodo analizado.



Fuente: Elaboración propia

Efectuando el análisis por grupo social, el modelo estimado viene determinado por la Ecuación 20.

$$\gamma_{EE_{i,t}} = \sum_{j=2}^4 \beta_j \phi_{j,i,t} + \mu_i + e_{i,t} \tag{20}$$

siendo $\phi_{j,i,t}$ variables dicotómicas que indican el grupo social al cual pertenece el hogar.

Al igual que para la modelación con deciles, por grupos sociales también se evidencia la existencia de una regresividad en el pago de EE. En ese sentido, los hogares catalogados como vulnerables (ϕ_2), clase media (ϕ_3) y clase alta (ϕ_4) destinan un porcentaje menor de sus ingresos al pago de este energético respecto a aquellos considerados como pobres (ϕ_1) tal y como se muestra la Tabla 4.

TABLA 4:
RESULTADOS DE LA REGRESIÓN DEL MODELO PANEL PARA EE
POR CLASE SOCIAL

Variable	Coefficiente
ϕ_2	-5,36***
ϕ_3	-6,97***
ϕ_4	-7,51***

Fuente: Elaboración propia

Siguiendo la lógica empleada con anterioridad para estimar la proporción destinada por τ_1 , para el caso de ϕ_1 , los resultados de la Ecuación 21 indican que los hogares situados en esta clase social destinaron, en promedio, un 19,85% de su ingreso al pago de EE en el periodo analizado.

$$\phi_1 = - \sum_{j=2}^4 \beta_j \phi_j = 19,85 \quad (21)$$

Al analizar los resultados de la distribución del ingreso destinado al pago de EE por los hogares ubicados en grupos sociales a nivel municipal, el Panel 3 muestra que los hogares denominados *pobres* destinan la mayor proporción de su ingreso al pago de tarifas de EE, con una mediana superior a la de los demás grupos y una mayor dispersión. Al igual que para el caso anterior, los hogares situados en grupos sociales con mayores ingresos enfrentan un esfuerzo relativo menor en este rubro.

4.2.2. GAS NATURAL

4.2.2.1. SOBRE LA INTEGRACIÓN VERTICAL Y SU EFECTO EN LA TARIFA

De manera similar al caso de EE, el sector de GN se encuentra parcialmente integrado de manera vertical en los eslabones de *distribución* y *comercialización*. Así las cosas, y teniendo en cuenta los efectos ya mencionados de la integración vertical, la pregunta a responder es: *¿la integración vertical en GN para los eslabones de distribución y comercialización es eficiente?*



Fuente: Elaboración propia

Para dar respuesta a este interrogante, se busca estimar el efecto de la integración vertical en el sector de GN entre las empresas *distribuidoras* y *comercializadoras* del energético. Para ello se tomaron datos mensuales desde enero de 2018 hasta diciembre de 2022 del aplicativo O3 de la SSPD.

El modelo considera el mercado geográfico m , por empresa e en el momento t donde F_{mt} representa el promedio de facturación real por municipio; el costo unitario de transporte; Cuv_{mt} el componente variable del costo unitario; P_{met} la participación por empresa; y cm^3_{mt} el consumo por municipio. Conforme a lo anterior se creó la variable de exposición V_{mt} como proxy de la integración vertical al ser $V_{mt} = (Cuv_{mt} + T_{mt}) \cdot P_{met}$, toda vez que pondera los costos a nivel municipal por la importancia de la empresa en el sector.

Así las cosas, el modelo a implementar para estimar los efectos de la integración vertical en el sector de GN viene dado por la Ecuación 22.

$$\Delta\%F_{mt} = \beta(\Delta\%V_{mt}) + e_t \tag{22}$$

Donde β determina cuánto ha afectado marginalmente en promedio un incremento en la exposición del sector a la participación de las empresas en

una cadena energética que funciona de forma integrada en los eslabones de distribución y comercialización según lo expuesto en el capítulo anterior.

La estimación mediante el *instrumento* de *Bartik* busca ser una alternativa al problema de correlación que puede existir entre V_{mt} y e_t debido a las dinámicas de la integración vertical. De modo que se usa una variable instrumental de la forma $V_{mt} = \sum_m P_{mt} C_{mt}$, donde P_{mt} es la participación de la empresa en el mercado y $C_{mt} = \Delta C m^3_{mt}$ que es el cambio del consumo por municipio de forma mensual.

Los resultados de la estimación de la primera etapa dan cuenta de que el instrumento es significativo al 1,0% con un estadístico mayor a 10, lo cual indica que la relación del instrumento con la variable de exposición es robusta. La Tabla 5 muestra lo anterior.

TABLA 5
RESULTADOS DE LA REGRESIÓN DE LA PRIMERA ETAPA
DE BARTIK PARA GN

	V_{mt}
Instrumento Z_{mt}	-0,18***
R^2 ajustado	0,001
Estadístico F	20,8

Fuente: Elaboración propia

Al realizar la regresión de la segunda etapa y el modelo sin instrumentar por MCO, se obtiene el siguiente resultado que se presenta en la Tabla 6.

TABLA 6
RESULTADOS DE LA REGRESIÓN DE LA SEGUNDA ETAPA
DE BARTIK Y MCO PARA GN

	MCO	<i>Bartik</i>
Parametro β	-119,6*	-2.421,0*
R^2 ajustado	0,004	0,002

Fuente: Elaboración propia

Con estos resultados es posible concluir que la integración vertical en el mercado de GN no tiene efectos relevantes sobre la tarifa, esto al considerar un nivel de significancia estadística del 5,0%. Lo anterior puede explicarse dado que las 27 empresas que fueron identificadas como integradas verticalmente,

a través de la información de las empresas prestadoras del servicio reportadas por la SSPD, en estos dos eslabones vienen funcionando desde hace varios años de esta manera; incluso desde el inicio de sus operaciones en los dos eslabones, casos como el de *VANTI* que inició operaciones en 1987.

Dado esto, es probable que las empresas al funcionar en ambos eslabones ya han absorbido la minimización de costos y beneficios de la integración vertical, en consecuencia, este fenómeno provoca que la reducción de las tarifas para los consumidores finales no sea relevante. De manera que, al hacer la evaluación de la eficiencia de la integración vertical mediante esta metodología, el resultado encontrado es que si bien esta tiene una relación negativa con la tarifa, aquí considerada como el promedio de facturación real a nivel municipal medido en pesos por suscriptor, su efecto no es significativo.

4.2.2.2. SOBRE LA EFICIENCIA TARIFARIA Y SU DINÁMICA INTERTEMPORAL

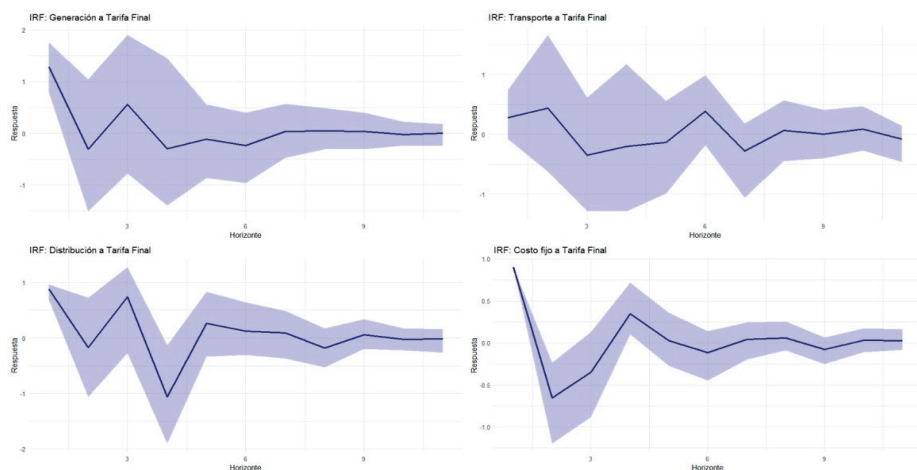
Las FIR derivadas del modelo SVAR y presentadas en el Panel 4, dan cuenta de las restricciones estructurales impuestas a la relación causal entre los eslabones de suministro (G_1), transporte (T_1), distribución (D_1), costos asociados a la operación de comercialización y distribución (C_1) y la tarifa final (TF_1). Al igual que en EE, el análisis aquí efectuado toma las variables en sus primeras diferencias.

En términos generales, cuando se establece el análisis de shocks de corto plazo en cada uno de los componentes a efectos de entender su impacto sobre TF_1 , se encuentra que las perturbaciones en las estructuras de costos generan aumentos diferenciados en TF_1 , aunque en todos los casos toma un tiempo significativo para que el respectivo shock pueda ser absorbido dentro del sistema con un grado importante de oscilaciones antes de retornar al equilibrio.

Para el caso, TF_1 presenta la mayor sensibilidad frente G_1 , lo anterior explicado toda vez que los precios de adquisición de la partícula influyen de forma considerable en el precio que percibe el consumidor final, y donde un agente como *Ecopetrol* tiene un rol preponderante en la provisión de la molécula, quien durante el período analizado fue posicionándose hasta lograr más del 70,0% de participación en G_1 .

En cuanto a la perturbación en T_1 , TF_1 presenta la menor sensibilidad. Sin embargo, el shock tiende a perdurar en el tiempo más que cualquier

PANEL 4
FIR DEL MODELO SVAR PARA GN



Fuente: Elaboración propia.

otro. Esta situación puede ser explicada por la existencia de pocos agentes que prestan el servicio y la fragmentación geográfica, sumado a la inminente necesidad de transporte del energético, lo que hace de este eslabón un generador de rigideces al momento de entender el ajuste hacia el equilibrio.

En relación con D_I y C_I , es pertinente reiterar, como se mencionó en EE, la naturaleza regional de estos eslabones. El alto grado de integración vertical entre D_I y C_I implica que el comportamiento de los agentes está vinculado a su zona de influencia en la prestación del servicio y a similitudes en los tiempos de ajuste de estos dos componentes del sistema.

Según los resultados de las FIR, una perturbación en los costos asociados a D_I genera una alta volatilidad en TF_I . Inicialmente, esta disminuye, pero luego aumenta en la misma magnitud en períodos posteriores; posteriormente, se reduce para luego incrementarse nuevamente. Este *efecto rebote* prolonga el retorno al equilibrio, evidenciando la necesidad de ajustes durante varios períodos para alcanzarlo. Estas oscilaciones persistentes pueden deberse a la pluralidad de agentes que requieren tiempos y decisiones del regulador para ajustar su remuneración según la normatividad establecida.

Finalmente, C_I muestra un efecto particularmente sensible en el corto plazo advirtiendo un aparente efecto *boomerang* en el proceso de ajuste.

De forma similar a D_1 , TF_1 no se ajusta de forma inmediata al equilibrio, lo cual se explica por agentes integrados en estos eslabones que presentan diferencias operacionales entre regiones.

Al emplear la prueba de cointegración de Johansen (1991), se encuentra que existe una única relación de cointegración en $r \leq 1$, por lo que se concluye que, aunque puedan coexistir fluctuaciones en el corto plazo, hay una combinación lineal de las variables que se mantiene estable en el largo plazo, lo cual refuerza la idea de una relación estructural entre los componentes analizados para este energético. La Tabla 7 presenta lo anterior.

TABLA 7
RELACIÓN DE COINTEGRACIÓN DE JOHANSEN PARA GN

Vectores	σ	10 PCT	5 PCT	1 PCT
$r \leq 4$	0,46	6,50	8,18	11,65
$r \leq 3$	5,81	15,66	17,95	23,52
$r \leq 2$	15,90	28,71	31,52	37,22
$r \leq 1$	42,08	45,23	48,28	55,43
$r \leq 0$	82,47	66,49	70,60	78,87

Fuente: Elaboración propia.

Conforme a lo anterior, la Ecuación 23 representa la única relación de cointegración encontrada. Esta ecuación es la relación de largo plazo que describe cómo la tarifa final (TF) está determinada por los costos de distribución (D), los costos asociados a la operación de comercialización y distribución (C), del transporte (T) y el suministro (G).

$$TF - 0,05D - 1,03C - 0,76T - 1,04G = 0 \quad (23)$$

En términos generales, los resultados de la Ecuación (23) sugieren que TF está determinada en mayor medida por G y C , seguidos por T . Para el caso, D tiene el menor impacto dentro de los eslabones analizados. Lo anterior implica que, en términos de eficiencia tarifaria, una reducción de costos tendría un efecto mayor en la reducción de TF pagada por los consumidores. Al igual que en el corto plazo, es el de mayor peso en la determinación de TF . En este sentido, la reducción de TF estaría definida por la reducción de los costos en este eslabón.

Frente a las velocidades de ajuste, la Ecuación 24, la Ecuación 25, la Ecuación 26, la Ecuación 27 y la Ecuación 28 indican la velocidad por la cual las variables analizadas retornan a su equilibrio de largo plazo después de un shock.

$$TF = 3,38ECT_1^{***} \quad (24)$$

$$D = 2,03ECT_1^{***} \quad (25)$$

$$C = 2,89ECT_1^{***} \quad (26)$$

$$T = -1,20ECT_1^{***} \quad (27)$$

$$G = 0,07ECT_1^{***} \quad (28)$$

Así las cosas, las velocidades de ajuste indican que TF es muy sensible a los desequilibrios, sugiriendo que los costos se trasladan rápidamente a los consumidores. Para D y C los ajustes son significativos, evidenciando su rol clave en la determinación de TF . Por otro lado, T muestra un ajuste negativo, actuando en dirección opuesta para corregir el desequilibrio, mientras que G presenta una respuesta mínima, lo cual da cuenta de posibles rigideces estructurales.

4.2.2.3. SOBRE EL IMPACTO EN EL INGRESO DE LOS HOGARES POR CAMBIOS EN LAS TARIFAS

Bajo la misma lógica de EE, a efectos de establecer si los cambios en las tarifas del GN repercuten en el ingreso de los hogares, se estimó un modelo de datos panel por efectos fijos. En ese orden de ideas, el modelo realizado por deciles viene expresado por la Ecuación 29.

$$\gamma_{GN_{i,t}} = \sum_{j=2}^{10} \beta_j \tau_{j,i,t} + \mu_i + e_{i,t} \quad (29)$$

donde $\gamma_{GN_{i,t}}$ representa la proporción del ingreso que los hogares a nivel municipio destinan al pago de GN; $\tau_{i,t}$ el decil del ingreso promedio; $\mu_{i,t}$ el efecto aleatorio no observado del municipio i ; y $e_{i,t}$ el término de error que es idiosincrático.

Al igual que para el caso de EE, los resultados para GN muestran la existencia de una relación negativa entre τ y γ_{GN} lo que sugiere una regresividad asociada al pago de GN, es decir, durante el periodo 2012–2022 los hogares con menores ingresos destinaron una mayor parte de este al pago por dicho servicio en comparación con aquellos hogares con mayores ingresos. En ese sentido, mientras que los hogares en τ_2 destinan, en promedio, un 1,65% menos de su ingreso al pago por GN en comparación con τ_1 , la proporción en los hogares en τ_{10} es 2,42% menor a la de los hogares en τ_1 . La Tabla 8 da cuenta de lo anterior.

TABLA 8
RESULTADOS DE LA REGRESIÓN DEL MODELO PANEL
PARA GN POR DECIL

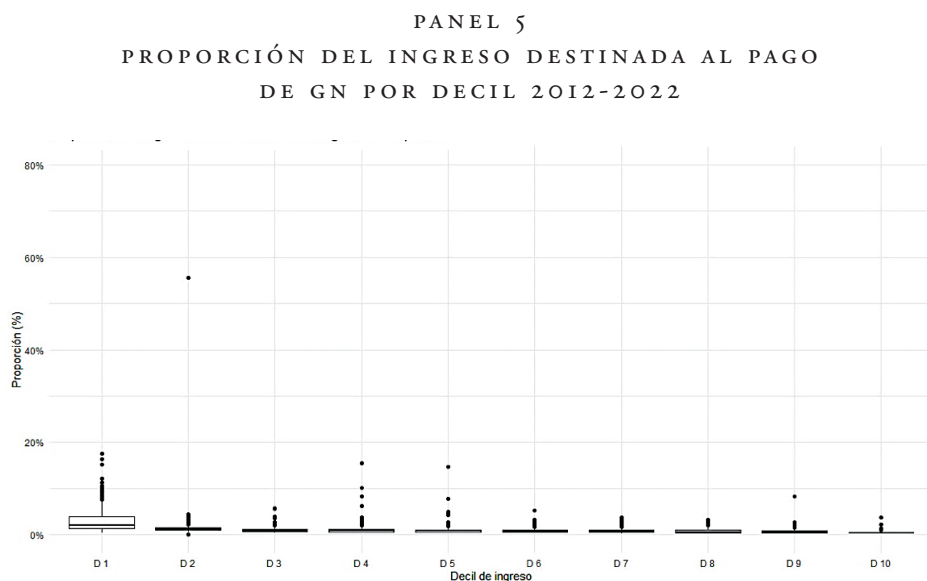
Variable	Coeficiente
τ_2	-1,65***
τ_3	-2,03***
τ_4	-2,01***
τ_5	-2,00***
τ_6	-2,01***
τ_7	-2,13***
τ_8	-2,21***
τ_9	-2,29***
τ_{10}	-2,42***

Fuente: Elaboración propia

A efectos de estimar la proporción que los hogares situados en τ_1 destinan al pago de GN, el resultado de la Ecuación 30 muestra que, durante el periodo 2012–2022, esta fue de 18,75%.

$$\tau_1 = - \sum_{j=2}^{10} \beta_j \tau_j = 18,75 \tag{30}$$

Complementando el análisis, el Panel 5 refuerza la evidencia de que el GN representa una mayor carga económica para los hogares de bajos ingresos y ubicados en deciles inferiores, mientras que para los hogares de mayores ingresos situados en los deciles más altos, el impacto es menor.



Fuente: Elaboración propia

Al replicar el análisis por grupo social, el modelo estimado viene determinado por la Ecuación 31, donde $\phi_{j,i,t}$ representa las variables dicotómicas que indican el grupo social al cual pertenece el hogar.

$$\gamma_{GN_{i,t}} = \sum_{j=2}^4 \beta_j \phi_{j,i,t} + \mu_i + e_{i,t} \quad (31)$$

Comparativamente a la estimación por deciles, por grupos sociales también se evidencia la existencia de una regresividad en el pago de GN, aunque menor que para el caso de EE. Así las cosas, los hogares catalogados como vulnerables (ϕ_2), clase media (ϕ_3) y clase alta (ϕ_4) destinan un porcentaje menor de sus ingresos al pago de este energético respecto a aquellos considerados como pobres (ϕ_1) tal y como se muestra la Tabla 9.

TABLA 9
RESULTADOS DE LA REGRESIÓN DEL MODELO PANEL
PARA GN POR CLASE SOCIAL

Variable	Coefficiente
ϕ_2	-3,24***
ϕ_3	-3,97***
ϕ_4	-4,35***

Fuente: Elaboración propia

Ahora bien, a efectos de determinar la proporción destinada ϕ_1 , la Ecuación 32 muestra que aquellos hogares situados en esta clase social destinaron, en promedio, un 11,56% de su ingreso al pago de GN durante el periodo objeto de estudio.

$$\phi_1 = - \sum_{j=2}^4 \beta_j \phi_j = 11,56 \tag{32}$$

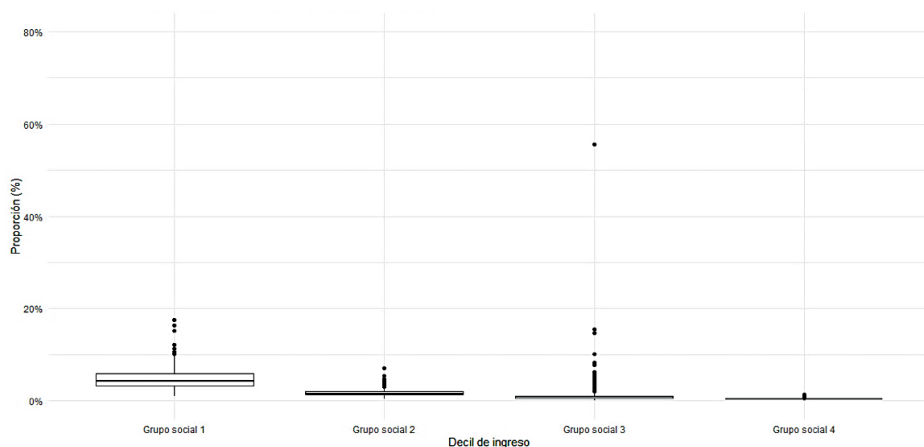
Al analizar los resultados de la distribución del ingreso destinado al pago de GN por los hogares ubicados en grupos sociales a nivel municipal, el Panel 6 confirma que el impacto del pago de GN es regresivo, afectando más a los hogares denominados como *pobres*, quienes destinaron una proporción sustancialmente mayor de su ingreso al pago de este servicio de en comparación con los hogares de mayores ingresos.

4.2.3. GAS LICUADO DE PETRÓLEO

4.2.3.1. SOBRE LA INTEGRACIÓN VERTICAL
Y SU EFECTO EN LA TARIFA

A efectos de responder a la pregunta de si *¿la integración vertical en GLP para los componentes de distribución y comercialización minoristas es eficiente?*, y dadas las limitaciones de información del aplicativo O3 de la SSPD, se busca estimar el efecto de la integración vertical en este sector entre las empresas *distribuidoras y comercializadoras* del energético. Al respecto, y teniendo en cuenta la estructura de la información, el ejercicio cuantitativo realizado

PANEL 6
 PROPORCIÓN DEL INGRESO DESTINADA AL PAGO DE GN
 POR GRUPO SOCIAL 2012-2022



Fuente: Elaboración propia

para este energético no evalúa causalidad sino se centra únicamente en los resultados obtenidos.

El modelo para estimar se construye con datos mensuales que van desde enero de 2012 hasta diciembre de 2022 en donde se emplea una especificación econométrica basada en un modelo de series de tiempo interrumpidas descrito por la Ecuación 33. Esta especificación permite interpretar cómo los cambios en términos relativos afectan las tarifas, lo cual es ideal para entender los efectos proporcionales. Para el caso, el primer ejercicio se ha realizado para aquellas empresas integradas.

$$\theta Tf_t = \beta_0 + \beta_1 \cdot \delta_t + \beta_2 \cdot Rs_1 + \beta_3 \cdot Rs1(\delta_t) + \beta_4 \cdot Rs_2 + \beta_5 \cdot Rs_3 + e_t \quad (32)$$

donde θTf_t representa el crecimiento de la tarifa final en el periodo t ; δ_t es la tendencia temporal general; Rs_1 , Rs_2 y Rs_3 son variables dicotómicas que representan el momento de la expedición de una serie de resoluciones regulatorias³; $Rs1(\delta_t)$ es la interacción entre la tendencia temporal y la Re-

3 Los hitos regulatorios considerados en el ejercicio corresponden a: Rs_1 a la Resolución 79 de 2015; a la Resolución 65 de 2016 y Rs_2 a la Resolución 45 de 2020.

solución 79 de 2015, capturando cambios en la pendiente tras la regulación, y e_t el término de error.

Al respecto es pertinente mencionar que, dada la estructura tarifaria del GLP, los costos de adquisición del suministro correspondientes a la comercialización mayorista son trasladados de manera directa al consumidor final mediante el comercializador minorista. La Tabla 10 muestra los resultados de la regresión.

TABLA 10
RESULTADOS DE LA REGRESIÓN DE SERIES DE TIEMPO
INTERRUMPIDAS PARA GLP
EMPRESAS INTEGRADAS

Variable	Coefficiente	Error	$P > z $	Significancia
β_0	24.293,67	814,03	0,00	SÍ
δ_t	161,53	15,39	0,05	SÍ
Rs_1	1.919,80	984,77	0,18	NO
$Rs_1(\delta_t)$	149,79	112,86	0,54	NO
Rs_2	2.915,97	4.904,49	0,04	SÍ
Rs_3	7.502,94	3.781,33	0,00	SÍ

Fuente: Elaboración propia.

Así las cosas, β_0 indica el nivel base del crecimiento tarifario antes de las intervenciones y regulaciones. El valor de δ_t muestra la existencia de una tendencia positiva en el crecimiento de la tarifa en el tiempo. En línea con lo anterior, este coeficiente positivo y altamente significativo indica que, en ausencia de cambios regulatorios, la tarifa de GLP ha mostrado una tendencia creciente con el tiempo.

Frente a Rs_1 , su valor sugiere que hubo un salto significativo en la tarifa tras la Resolución 79 de 2015, sin embargo, el cambio en la tendencia no es estadísticamente significativo, lo que indica que la intervención no cambió la tasa de crecimiento posterior de manera clara. Frente a Rs_2 y Rs_3 , los resultados sugieren que el impacto es significativo y positivo en el crecimiento de la tarifa.

Al replicar el mismo ejercicio para las empresas no integradas, se encuentra que el coeficiente δ_t indica que la tarifa en estas empresas exhibe una tendencia creciente, la cual es mayor que en las empresas integradas. Respecto a Rs_1 , su valor indica que tras la Resolución 79 de 2015 hubo una

disminución significativa en las tarifas de estas empresas. A diferencia de las empresas integradas, aquí la intervención parece haber reducido precios.

Para $Rs_1(\delta_t)$, se evidencia que el cambio en la pendiente es significativo, lo que indica que, aunque hubo una caída inicial en 2015, posteriormente la tarifa retomó una tendencia creciente. Finalmente, para Rs_2 se encuentra un impacto negativo y significativo, mientras que para Rs_3 dicho efecto no es significativo. La Tabla II muestra los resultados.

TABLA II
RESULTADOS DE LA REGRESIÓN DE SERIES DE TIEMPO
INTERRUMPIDAS PARA GLP EMPRESAS NO INTEGRADAS

Variable	Coeficiente	Error	$P > z $	Significancia
β_0	16.335,88	870,96	0,00	SÍ
δ_t	238,22	16,08	0,04	SÍ
Rs_1	-1.910,78	961,12	0,00	SI
$Rs1(\delta_t)$	223,99	46,98	0,00	SÍ
Rs_2	-5.250,75	1.347,36	0,00	SÍ
Rs_3	-2.879,24	2.392,28	0,22	NO

Fuente: Elaboración propia.

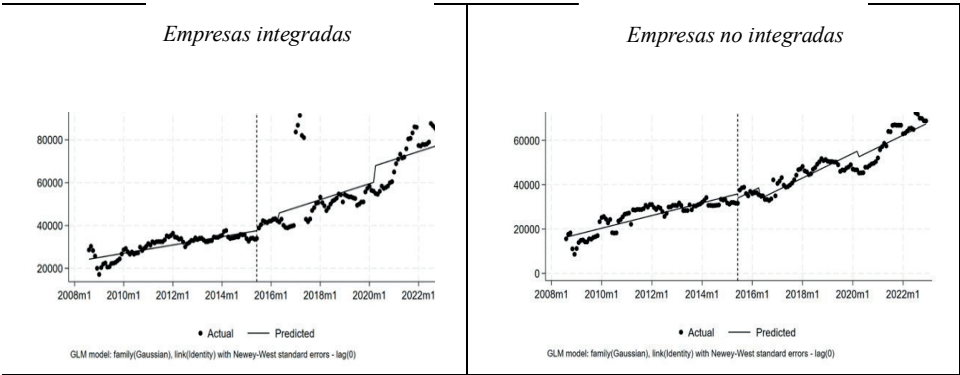
En términos generales, se evidencia que la estructura del sector influye en la respuesta tarifaria ante cambios regulatorios. Las empresas integradas tienden a trasladar costos a los consumidores, lo cual se ve reflejado en el aumento de tarifas tras Rs_1 y el impacto positivo de $a Rs_2$ y Rs_3 . Las empresas no integradas ajustan los precios de manera más flexible ya que tras Rs_1 , redujeron sus tarifas inicialmente, pero luego recuperaron un crecimiento tarifario significativo. Frente a las regulaciones, estas no tienen efectos homogéneos.

Así las cosas, ante cambios en la tendencia posterior a Rs_1 , en empresas integradas, la pendiente posterior al cambio no es significativa, lo que indica que la tarifa subió tras la intervención, pero no alteró su trayectoria de crecimiento. En empresas no integradas, la pendiente posterior sí es significativa, lo que sugiere que, aunque inicialmente las tarifas bajaron tras el cambio, luego retomaron un crecimiento acelerado.

Finalmente, el Panel 7 presenta la evolución de las tarifas promedio desde 2008 hasta 2022. Se incluye una línea vertical punteada que indica la fecha de intervención (Rs_1), lo que permite evaluar si hubo cambios significativos en la tendencia tarifaria tras este evento. Los resultados respaldan los

hallazgos econométricos previos toda vez que para las empresas integradas, Rs_i generó un aumento inmediato y sostenido en las tarifas, indicando una mayor capacidad de fijación de precios, mientras que para las no integradas no hubo un incremento abrupto tras Rs_i , observándose una reducción temporal antes de retomar el crecimiento.

PANEL 7
EVOLUCIÓN DE TENDENCIA DE LAS TARIFAS DE GLP EMPRESAS
tarifas y costo



Fuente: Elaboración propia.

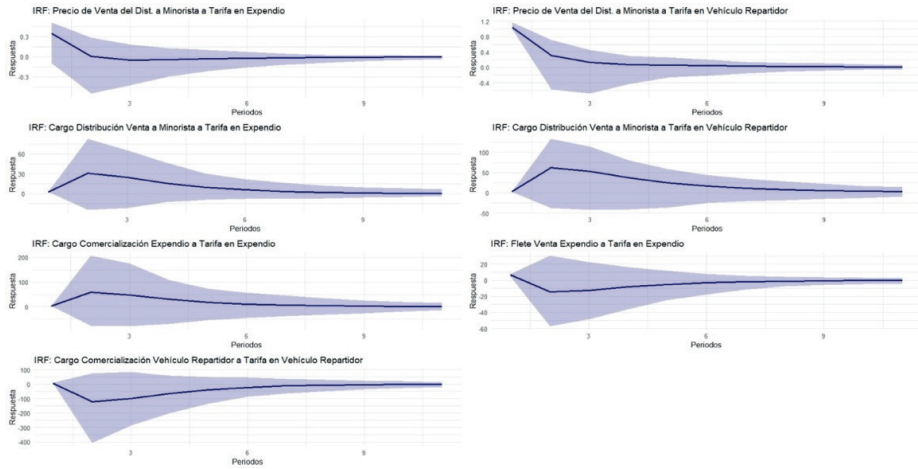
Fuente: Elaboración propia.

4.2.3.2. SOBRE LA EFICIENCIA TARIFARIA Y SU DINÁMICA INTERTEMPORAL

Al realizar el análisis de las FIR, estas muestran cómo shocks en diferentes eslabones de la cadena de GLP afectan a la tarifa en expendio (T_{Exp_i}) y la tarifa en vehículo repartidor (T_{Vr_i}). El Panel 8 presenta los resultados obtenidos. Para este energético, al igual que para los anteriores, las variables se encuentran expresadas en sus primeras diferencias.

El análisis de las FIR evidencia que, en términos generales, los impactos del cargo de distribución de venta a minoristas ($CgDsMin_i$) y del cargo de comercialización en expendio ($CgCoExp_i$) sobre T_{Exp_i} son positivos. Además, estos efectos presentan una persistencia de corto plazo antes de disiparse y converger a cero. Es decir, un incremento en estos componentes genera un aumento en T_{Exp_i} , el cual se mantiene durante un lapso de seis meses antes de desaparecer gradualmente. Los shocks en los precios de venta del distribuidor minorista ($PvDsMin_i$) y en el flete de venta en expendio ($FVExp_i$)

PANEL 8
FIR DEL MODELO SVAR PARA GLP



Fuente: Elaboración propia.

generan una reducción en T_{Exp_1} ; sin embargo, estos efectos son transitorios y también disipan en corto plazo.

El análisis de los shocks sobre $T_{V_{r_1}}$ revela un impacto significativo y persistente frente a cambios en el cargo de distribución de venta a minoristas ($CgDisVMin_1$). Este resultado evidencia una alta sensibilidad de $T_{V_{r_1}}$ ante variaciones en este componente con una duración de corto plazo antes de converger a cero.

Al utilizar la prueba de cointegración de Johansen (1991), se encuentra que para este energético existen dos relaciones de largo plazo. Esto indica que hay dos combinaciones lineales de las variables que mantienen una relación de equilibrio, lo cual es clave para evaluar la estabilidad del sistema y la dinámica tarifaria de este energético. Lo anterior se observa en la Tabla 12 donde para $r \leq 2$ el valor de σ , que es menor al valor crítico evaluado el 5,0%, da cuenta del no rechazo de la hipótesis de existencia de como máximo dos relaciones de cointegración.

TABLA 12
RELACIÓN DE COINTEGRACIÓN DE JOHANSEN PARA GLP

Vectores	σ	10 PCT	5 PCT	1PCT
$r \leq 6$	0,36	6,50	8,18	11,65
$r \leq 5$	5,69	15,66	17,95	23,52
$r \leq 4$	17,50	28,71	31,52	37,22
$r \leq 3$	33,86	45,23	48,28	55,43
$r \leq 2$	59,98	66,49	70,60	78,87
$r \leq 1$	100,88	85,18	90,39	104,20
$r = 0$	194,51	118,99	124,25	136,06

Fuente: Elaboración propia.

Estas relaciones, representadas por la Ecuación 34 y la Ecuación 35, muestran la noción de equilibrio existente entre las tarifas en expendio (T_{Exp}) y en vehículo repartidor (T_{Vr}) con los cargos de comercialización en expendio ($CCExp$), en vehículo repartidor ($CCVr$), en distribución por venta minorista ($CDVm$), el precio de venta minorista ($PVMin$) y el flete de venta en expendio ($FVExp$). Para el caso, es de resaltar que tanto T_{Exp} como T_{Vr} se determinan principalmente por la estructura de cargos asociados a la cadena de este energético. Concretamente, aumentos en $CCExp$ y en $CDVm$ generan incrementos en ambas tarifas.

$$T_{Exp} - 21,34CCExp + 8,13CCVr + 10,22CDVm - 0,85PVMin - 2,93FVExp = 0 \quad (34)$$

$$T_{Vr} + 21,63CCExp - 31,02CCVr + 19,79CDVm - 1,34PVMin - 2,99FVExp = 0 \quad (35)$$

Finalmente las velocidades de ajuste dan cuenta de T_{Exp} no converge de manera rápida al equilibrio de largo plazo mientras que T_{Vr} sí lo hace. Frente a $CCExp$ y $CDVm$, los ECT sugieren que estos se determinan de manera rígida y por ende no responden de manera rápida a cambios en la estructura de largo plazo. Respecto a $PVMin$ y $FVExp$, estos amplifican los desequilibrios en lugar de corregirlos, lo que explicaría la volatilidad en la estructura tarifaria del energético. La Ecuación 36, la Ecuación 37, la Ecuación 38, la Ecuación 39, la Ecuación 40, la Ecuación 41 y la Ecuación 42 dan cuenta de lo anterior.

$$T_{Exp} = -0,04ECT_1 + 0,06ECT_2 \quad (36)$$

$$T_{Vr} = -0,02ECT_1 - 0,45ECT_2^{***} \quad (37)$$

$$CCExp = 0,003ECT_1 + 0,01ECT_2 \quad (38)$$

$$CCVr = -0,002ECT_1 - 0,001ECT_2^* \quad (39)$$

$$CDVm = 0,001ECT_1 + 0,001ECT_2 \quad (40)$$

$$PVMin = 0,26ECT_1 + 0,05ECT_2 \quad (41)$$

$$FVExp = -0,04ECT_1^* - 0,01ECT_2^* \quad (42)$$

4.3. CONCLUSIONES

Los hallazgos derivados de los análisis econométricos realizados mediante la implementación de distintas metodologías para los tres energéticos objeto de estudio durante el periodo 2012-2022, evidencian diferencias relevantes en las dinámicas de integración vertical y su efecto en las tarifas, así como en materia de eficiencia tarifaria y su evolución intertemporal, como también en el impacto en el ingreso de los hogares por cambios en las tarifas de los energéticos analizados.

Para EE, el análisis sobre la eficiencia de la integración vertical en los componentes de generación y comercialización realizado a través de los instrumentos de Bartik muestra que esta es eficiente, toda vez que contribuye a una reducción en la tarifa pagada por el consumidor. En la misma dirección, al incluir en la regresión variables control asociadas con el poder de dominancia y el tamaño de los agentes, se corroboró que la integración vertical sigue teniendo un efecto negativo sobre la tarifa pagada por los consumidores finales, lo que es consistente con los resultados previamente observados.

El análisis de la eficiencia tarifaria y su dinámica intertemporal realizado a través de las metodologías SVAR con las FIR y VEC con la prueba de Johansen muestran que, shocks en los componentes tienen efectos diferenciados sobre la tarifa final. En particular, aunque la transmisión tiene un peso relativamente bajo sobre la estructura tarifaria, sus perturbaciones generan impactos significativos en el corto plazo. No obstante, su influencia estructural es menor en comparación con la generación y las pérdidas no medidas.

Adicionalmente, se evidenciaron tres relaciones de equilibrio de largo plazo y unas velocidades de ajuste que muestran que los componentes de transmisión y distribución responden de forma más lenta a los desequilibrios, sugiriendo una mayor rigidez estructural.

Frente al impacto de los cambios en la tarifa sobre el ingreso de los hogares, a través de los modelos de datos panel estimados, tanto por deciles como por grupos sociales, se evidencia la existencia de un comportamiento regresivo, toda vez que los hogares con menos ingresos destinan una mayor proporción de sus recursos al pago del servicio en comparación con los hogares de ingresos más altos. Los resultados muestran que los hogares ubicados en el primer decil destinaron, aproximadamente, un 35,27% de su ingreso al pago de EE, mientras que para los denominados *pobres* esta proporción fue, en promedio, 19,85% durante el periodo analizado.

Para GN, el análisis de integración vertical muestra que la presencia de empresas integradas en los eslabones de distribución y comercialización no tiene un efecto significativo sobre la tarifa final. Aunque la relación es negativa, este efecto no es estadísticamente significativo. Lo anterior se explica porque la mayoría de las empresas integradas en estos eslabones han operado bajo esta estructura desde hace varios años, lo que implica que cualquier ganancia de eficiencia derivada de la integración ya fue absorbida. Así las cosas, y en el contexto actual, la integración vertical tiene un impacto limitado.

Respecto a la eficiencia tarifaria y su dinámica en el tiempo, las FIR dan cuenta de que la tarifa pagada por el consumidor responde de manera diferenciada a shocks en generación, transporte y distribución. La prueba de cointegración de Johansen confirma la existencia de una única relación de equilibrio a largo plazo, lo que indica que, aunque puedan existir fluctuaciones temporales, la tarifa sigue una estructura de costos estable en el tiempo. Para el caso, las velocidades de ajuste indican que la tarifa final es muy sensible a los desequilibrios, sugiriendo que los costos se trasladan rápidamente a los consumidores.

Sobre el impacto de los cambios en la tarifa en el ingreso de los hogares se encuentra un comportamiento regresivo, donde aquellos con menores ingresos destinan una mayor proporción de este recurso al pago por acceder a este energético. Para el caso, durante el periodo analizado los hogares ubicados en el primer decil destinaron, en promedio el 18,75% de su ingreso, mientras que los catalogados como *pobres* el 11,76%. Esto confirma que los

hogares de menores ingresos enfrentan una mayor carga tarifaria relativa, lo que puede afectar su capacidad de consumo en otros bienes.

Para GLP, el análisis efectuado enfrentó una serie de limitaciones asociadas a la calidad de la información disponible para este energético. A efectos de determinar si la integración vertical en los componentes de distribución y comercialización es eficiente, se implementó un modelo de series de tiempo interrumpidas. Los resultados de esta metodología muestran que la integración vertical ha tenido efectos diferenciados en la evolución de la tarifa final. Para las empresas integradas, la tendencia al alza en las tarifas ha sido más pronunciada, lo que sugiere que la integración permite trasladar costos operativos a los consumidores de manera más directa. En contraste, las empresas no integradas han mostrado una mayor flexibilidad tarifaria, con reducciones significativas tras ciertos cambios regulatorios, pero con una recuperación posterior del crecimiento tarifario.

El análisis de la eficiencia tarifaria y su dinámica intertemporal realizado a través de las FIR muestra que las tarifas en expendio y en vehículo repartidor responden de manera diferenciada a los shocks efectuados en distintos componentes de este energético. Los aumentos en los cargos de distribución y comercialización generan incrementos sostenidos en la tarifa, reflejando que estos costos se trasladan de manera directa a los consumidores. Para el caso, la prueba de cointegración de Johansen muestra la existencia de dos relaciones de equilibrio de largo plazo. Frente a las velocidades de ajuste, el sistema muestra un ajuste parcial y segmentado, donde la tarifa en vehículo repartidor ejerce un rol fundamental en la estabilización tarifaria.

En términos generales, para los tres energéticos analizados se evidenció una eficiencia de la integración vertical en los componentes analizados lo cual ha generado una estabilidad relativa de las tarifas y una capacidad de respuesta rápida ante shocks dinámicos e intertemporales impuestos en los componentes de la cadena. Frente al análisis de impacto de las tarifas en los ingresos, para EE y GN, se evidenció un comportamiento regresivo toda vez que aquellos hogares ubicados en deciles inferiores destinan una mayor proporción de recursos al pago de estos energéticos.

Así las cosas, es pertinente resaltar que cada uno de los energéticos analizados enfrenta desafíos únicos y específicos que deben abordarse mediante un conjunto de medidas regulatorias diferenciadas. Sumado a lo anterior, se hace necesario advertir la necesidad de una coordinación y monitoreo permanente y efectivo de cada una de las cadenas de energéticos que permita tanto

el diálogo entre reguladores, como la suficiente información disponible para que empresas y consumidores puedan seguir construyendo e interactuando en mercados sostenibles y en competencia.

REFERENCIAS DEL CAPÍTULO

- Abadie, A., & Gardeazabal, J. (2003). The Economic Costs of Conflict: A Case Study of the Basque Country. *American Economic Review*, 93 (1): pp. 113-132.
- Abadie, A., Diamond, A., & Hainmueller, J. (2010). Synthetic Control Methods for Comparative Case Studies: Estimating the Effect of California's Tobacco Control Program, *Journal of the American Statistical Association*, 105:490, pp. 493-505.
- Arellano, P., & Chapa, J. (2017). Efecto del precio de la electricidad en los hogares mexicanos con perspectiva de género y condición de pobreza. *Análisi Económico*, Vol. 32, N° 80, pp-69-92.
- Baltagi, B. (2005). *Econometric analysis of panel data*. Springer text in business and economics, 6th Edition. Springer.
- Bartik, T. (1991). Who Benefits from State and Local Economic Development Policies? Books from Upjohn Press, W.E. Upjohn Institute for Employment Research, number wbsle, November.
- Campbell, D.T., & Stanley, J.C. (1963). *Experimental and quasi-experimental designs for research*. Chicago: Rand McNally & Company.
- Cook, T., & Cambell, D.T. (1979). *Quasi-Experimentation. Design y analysis issues for field settings*. Chicago: Rand McNally & Company.
- Contreras, R. (2020). Análisis de las tarifas del sector eléctricos. Los efectos del Covid-19 y la integración energética en los casos de la Argentina, Chile, el Ecuador, México y el Uruguay. *Serie de Recursos Naturales y Desarrollo*, N°199, CEPAL-ONU.
- CREG. (2023). *Reglas generales de integración vertical en la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica*.
- Ferro, G., & Lentini, E. (2015). *Eficiencia energética y regulación económica en los servicios de agua potable y alcantarillado*. Serie de Recursos Naturales e Infraestructura, N°170, CEPAL-ONU.

- Hidalgo, C. (2020). Impacto en el precio de la energía eléctrica en Colombia debido a la incorporación de fuentes no convencionales de energía renovable. Universidad de los Andes.
- Johansen, S. (1991). Estimation and Hypothesis Testing of Cointegration Vectors in Gaussian Vector Autoregressive Models. *Econometrica*, 59, 1551-1580.
- Kerkvliet, J. (1991). Efficiency and vertical integration: The case of mine-mouth electric generating plants. *Journal of Industrial Economics*, pp 467-82. Basi Blackwell.
- Lee, D., MacGray, J., Moreira, M., & Porter, J. (2022). Valid t-ratio inference for IV. NBER working paper series.
- López-Calva, L., & Ortiz-Juárez, E. (2011). Clases medias y vulnerabilidad a la pobreza en América Latina. Policy Research Working Paper Series 5902, The World Bank.
- McDowall, D., McCleary, R., & Bartos, B. (1980). *Interrupted Time Series Analysis*. Oxford University Press.
- Melo, L., & Espinosa, N. (2004). Ineficiencia en la distribución de energía eléctrica: Una aplicación de las funciones de distancia estocástica. Banco de la República de Colombia.
- Orozco, S. (2015). Integraciones verticales y su efecto en el precio de la energía eléctrica. Universidad de los Andes, Colombia.
- XM. (2024). Informe de XM sobre las variables del Mercado de Energía .

CAPÍTULO 5

Conclusiones

El presente estudio ha sido el resultado de un esfuerzo académico interdisciplinar en el cual, desde el lente de diferentes perspectivas de conocimiento como la economía, el derecho y la ingeniería han permitido hacer una revisión del sector energético colombiano, concentrándose en tres servicios básicos para el funcionamiento de la economía colombiana: la energía eléctrica, el gas natural y el gas licuado de petróleo. Este estudio ha tomado como ventana temporal la década correspondiente a 2012 – 2022 y a partir de ese horizonte de tiempo ha pretendido hacer una revisión de la evolución de los energéticos en mención. Su principal propósito es entender cómo la evolución de los principales eslabones de la cadena energética, inciden en el proceso de formación de precios que pagan los hogares colombianos.

Seguramente existirá una lista de temas que el estudio no ha abordado, muchos de ellos explicados en la historia reciente del sector energético del país, en particular, aquellos que se han materializado con posterioridad a 2022. Si bien no dejan de ser temas muy importantes y pertinentes, los mismos superan el alcance del presente estudio e inspiran a la realización de investigaciones posteriores que deberán realizarse en un sector dinámico, con crecientes retos y lecciones aprendidas.

Para tal fin el estudio fue presentado en 4 grandes capítulos además de esta sección de conclusiones. En el primer capítulo se pretendió hacer un análisis general de los patrones de consumo, tarifa y participación de los energéticos en el gasto de los hogares, a partir de una comparación de la situación colombiana frente algunos pares de la región. Así se estableció un punto de contraste de la magnitud de recursos disponibles que las familias colombianas dedican a la provisión de energéticos.

En el segundo capítulo se hizo una revisión detallada de la regulación aplicada en cada energético durante el período de estudio a partir de la revisión de las leyes 142 y 143 de 1994, junto con las diferentes disposiciones que la CREG expidió durante el período objeto de estudio, a efectos de promover la competencia en las cadenas de valor de los respectivos energéticos, garantizar la sostenibilidad de las mismas y asegurar la prestación de cada uno de los servicios estudiados en el presente documento.

El tercer capítulo presentó un análisis detallado tanto de la organización industrial, como de los agentes económicos que componen cada una de las cadenas que garantizan la prestación de los servicios energéticos señalados en el país, con un especial énfasis en la aplicación de métricas capaces de identificar riesgos de dominancia, caracterizar niveles de concentración y

concluir sobre las dinámicas de competencia que rigen el funcionamiento de cada uno de los mercados que integran las diferentes cadenas objeto de estudio.

Por su parte, el cuarto capítulo se ha concentrado en presentar una serie de ejercicios econométricos que pretenden identificar (i) la eficiencia de la integración vertical, (ii) las dinámicas a través del tiempo de la tarifa de cada energético frente a los costos en los que se incurre en cada uno de sus eslabones y (iii) el impacto del precio de los energéticos en el ingreso de los hogares en términos de estimación de elasticidades.

Como el lector habrá podido darse cuenta, este documento recoge la investigación de un año de trabajo de un equipo interdisciplinar conformado para el efecto, no solamente tiene como propósito atender a unas necesidades puntuales técnico – regulatorias del sector, sino que su objetivo es también pedagógico. Esto significa que este estudio ha tenido como propósito acercar a la academia al estudio de un sector crucial para el funcionamiento de la economía colombiana y vital para garantizar condiciones de vida de los hogares del país. Por ello, hacer uso de herramientas microeconómicas, de organización industrial y econométricas como medios para analizar de una manera diferente la dinámica del sector resulta relevante.

Más allá de querer aportar al sector un estudio más con la perspectiva de quienes participan activamente en cada una de las cadenas de valor, esta iniciativa pretende reflejar el punto de vista de un equipo académico externo. El objetivo es contribuir al entendimiento del sector y, a partir de la implementación de instrumentos metodológicos esbozar recomendaciones para garantizar una dinámica de competencia adecuada que se traduzcan en acceso, seguridad y calidad del servicio. Elementos que resultan claves para brindar confianza a los hogares que son los actores claves en la provisión del servicio.

De las lecciones iniciales que el estudio ha permitido reconocer al realizar la comparación de países de la región como Chile, México y Perú con Colombia, es posible resaltar al menos dos elementos centrales: (i) las dinámicas de cada país en función de sus fuentes de abastecimiento energéticas, así como de la capacidad de subsidio existente, radican las principales diferencias en el peso que los hogares dedican al gasto de cada energético. Sin embargo, (ii) cuando se trata de países importadores netos de energéticos, como el caso de Chile, la proporción de gasto per cápita se incrementa significativamente.

Este último hecho genera una alerta y oportunidad a tener en cuenta a efectos de prever situaciones futuras para los energéticos en Colombia.

En los primeros 22 años en Colombia el gasto per cápita de los tres energéticos que han sido objeto de estudio en el presente documento ha sido del 2,59%, siendo la energía eléctrica lo que explica el 75% de este valor. El aporte del Gas Natural y el Gas Licuado de Petróleo al total de gasto per cápita apenas representa el 12,5% para cada energético.

Importante también señalar que el estudio permitió evidenciar dos comportamientos radicalmente diferentes en Colombia en lo que concierne a la energía eléctrica y el gas natural frente al gas licuado de petróleo. En el primer caso hay evidencia que cada uno de estos energéticos se comporta de forma normal frente a la curva de Engel. Es decir que a mayor ingreso per cápita mayor es el consumo per cápita. Lo anterior contrasta con el comportamiento del GLP que mostraría evidencia de ser un bien inferior. Esto se traduce en la existencia de una relación inversa entre el ingreso y el consumo de este recurso energético. En otras palabras, el GLP en Colombia sigue siendo un recurso energético utilizado por las familias de menor ingreso en el país.

Con relación al esfuerzo de mapear el marco regulatorio existente en cada uno de los energéticos, tema que como ya se mencionó fue tratado en el capítulo 2 del presente documento, ha sido posible identificar una regulación específica que ha evolucionado a lo largo del tiempo para cada uno de los energéticos, objeto de estudio. Esto impone enormes desafíos para el país expresados en materia pedagógica y de sensibilización frente a la ciudadanía, quien, en muchos casos pese al interés de entender el funcionamiento de la regulación del sector, puede tener importantes obstáculos para su entendimiento y respectiva aplicación a su cotidianidad. En ese sentido se hace necesaria a futuro una regulación por energético cada vez más clara y sencilla, así como tendiente a generar incentivos para actuar de forma competitiva de manera sostenida, así como garantizar certidumbre jurídica y minimice las asimetrías de información entre consumidor, agente económico participante en la cadena y regulador.

En los últimos 30 años a partir de la expedición de las leyes 142 y 143 de 1994, el país ha avanzado en la construcción de un sector energético que entiende, promueve y protege la libre competencia y propende hacia una regulación cada vez más eficaz y eficiente. Esta senda de aprendizaje regulatorio y de optimización debe permanecer en una colección de mercados que evolucionan y se transforman junto con los cambios tecnológicos, bajo

la premisa de que tanto el sector privado, como el público son actores fundamentales que deben coexistir para lograr un efectivo desarrollo y permitan una adecuada sostenibilidad del sector energético del país.

Con relación a la heterogeneidad existente de los eslabones entre los diferentes energéticos estudiados, es importante mencionar que dicha diferenciación ha conllevado a la necesidad de que el regulador establezca una regulación igualmente heterogénea entre energéticos. Esto ha llevado a reconocer que el país ha impuesto mayores restricciones a la integración vertical en energía eléctrica y Gas Natural en comparación con lo observado en GLP.

Como parte del estudio, en el capítulo 3, se reconoce que en las cadenas de valor de los energéticos hay unos eslabones que por su naturaleza existe más competencia que en otros, en los cuales incluso se ha reconocido como benéfico la existencia de monopolios naturales. Esto implica para el regulador dos retos totalmente diferentes. En unos mercados la regulación debe estar dirigida a estimular la eficiencia y la competencia con el objeto de disminuir los costos y motivar mayor calidad y menores precios para los consumidores, mientras que, en los monopolios naturales, la regulación se dirige a acotar las acciones del monopolista natural y diseñar un sistema de compatibilidad de incentivos que propenda por la prevalencia del interés general y maximice el bienestar social.

En materia de energía eléctrica, el estudio ha permitido constatar la importante evolución que han tenido los mercados involucrados en cada uno de los eslabones de la cadena. En la generación, se reconoce el desarrollo de nuevos agentes y tecnologías no convencionales de naturaleza renovable en la producción de electricidad. No obstante, el país sigue dependiendo de forma importante del recurso hídrico pese a los esfuerzos por garantizar confianza a partir de la diversificación de la matriz energética.

Así mismo, se encuentran diversas situaciones de integración vertical entre la generación y la comercialización. Frente a este punto es importante advertir que esta forma de la cadena genera ventajas, pero a su vez desafíos que deben ser revisados a través de diferentes métodos cuantitativos como efectivamente se hizo en el presente estudio y sobre lo cual se concluirá más adelante. Por ahora resulta conveniente advertir que la integración vertical es una realidad en la cadena de energía eléctrica que sumado a la participación significativa de algunos agentes requiere de una supervisión y vigilancia por parte de las diferentes entidades previstas en el marco jurídico para tal fin,

con el propósito de garantizar un adecuado funcionamiento de cada uno de los mercados.

En cuanto al análisis de organización industrial realizado, resulta importante destacar que en materia de energía eléctrica del análisis realizado en los segmentos de generación y distribución se evidenció una moderada concentración a través de los indicadores CR₄ e IHH que marcan para 2022 niveles de 75% y 1.700, 55% y 1.100, respectivamente; pese a la integración vertical. En la generación de energía como ya se mencionó se observa a partir de 2019 una reducción marginal en la concentración producto de nuevos agentes de mercado. Sin embargo, tal reducción parece no ser sostenible a través del tiempo. Esto impone el reto de hacer de este eslabón un componente a futuro cada vez más atractivo dentro de la cadena que estimule la participación de nuevos jugadores en el mercado que implementen fuentes de energía no convencionales renovables capaces de seguir contribuyendo a la diversificación de la matriz energética del país.

En cuanto al análisis de organización industrial en materia de Gas Natural, es importante destacar la tendencia creciente del consumo de este energético en el país, lo que contrasta con las limitaciones de las fuentes de producción nacional, hecho que ha llevado a la importación de tan importante energético con las consecuencias en costos que esto implica. Lo anterior representa grandes retos en este sector teniendo en cuenta que Ecopetrol para 2022 tenía el 72% de la actividad de suministro y por tanto de quien depende en buena medida el proceso de formación de precio de este energético para el consumidor final. Si los precios de suministro se elevan, por supuesto la tarifa de gas que paga el consumidor será más alta.

Es de resaltar que de 2018 a 2022 existieron 5 jugadores menos, como Equation Energy y Chevron Petroleum Company por tan solo citar ejemplos relevantes en el suministro de este energético, lo cual ha acentuado el riesgo de dominancia por parte de Ecopetrol. En materia de concentración de mercado en el suministro de este energético se ha alcanzado niveles de 5.359, con evidencia de riesgos de dominancia notables desde 2017 a 2022.

En cuanto al eslabón de transporte en materia de Gas Natural es importante destacar que la empresa líder en participación de mercado es TGI con 51,96% del mercado, seguido por Promigas y sus filiales, quienes en suma tienen el 42,36% del mercado. Un tema importante que el estudio resalta es la integración física del mercado costa centro y la implementación de un nuevo enfoque de remuneración por parte CREG. Dentro de los temas más

sensibles que ha encontrado el estudio se resalta las iniciativas de inversión en infraestructura que se han realizado para lograr exitosamente a futuro la bidireccionalidad en las redes de transporte de Gas y con ello se abre la posibilidad de tener mayores posibilidades de suministro de gas para la costa norte del territorio nacional, hecho condicionado a la capacidad de exploración y explotación de los pozos existentes en el centro del país.

En cuanto a la distribución y comercialización de este energético, resulta importante reconocer la integración vertical existente. No obstante, llama la atención la tendencia decreciente que en materia de concentración se observa en la comercialización en los años del período analizado, lo que es explicado por la expansión de este servicio a centros poblados que históricamente no eran atendidos. En este eslabón de la cadena no se encontraron riesgos de dominancia que pudieran generar preocupación en materia de afectación en la dinámica de la cadena de este energético.

En lo concerniente con GLP, es importante reconocer la interdependencia de este energético con el Gas Natural. En Colombia, el 62% de la producción de GLP se deriva de la producción de Gas Natural. Igualmente, importante es reconocer el papel protagónico que Ecopetrol tiene la comercialización mayorista, quien tiene en promedio el 80,2% de la producción. Esto se traduce en altos niveles de concentración representados en IHH en niveles de 6.712 promedio dentro del período analizado con un máximo de 9.926 y un mínimo de 4.568. Esto es consistente con el indicador de dominancia que mostraría una situación en la cual el riesgo de dominancia por parte de Ecopetrol persiste a través de todo el período objeto de análisis.

Nuevamente, frente a distribución y comercialización de este energético es preciso reconocer la importancia tendencia a la integración vertical. De los 43 agentes de mercado distribuidores, 36 están verticalmente integrados con la actividad de comercialización. Así mismo las empresas más grandes en distribución están verticalmente integradas y las 4 más grandes representan el 53,1% del mercado.

Importante destacar que pese a la integración vertical la distribución de GLP en el país corresponde a un eslabón no concentrado con un IHH promedio de 1.117 unidades y umbrales de dominancia que no son superados en ningún período por ninguno de los agentes involucrados.

En materia de comercialización los tres canales de venta de este energético son punto de venta, expendio y vehículo repartidor, teniendo el primero una participación e 11,4%, el segundo 19,1% y el tercero 69,4%, respectivamente.

En este punto es importante destacar que los tres agentes más grandes en la distribución de GLP son los tres más grandes comercializadores: Colgas S.A. ESP, Chilco SAS ESP e Inversiones GLP SAS con cuotas de mercado en el eslabón de comercialización de 28,7%, 17,6% y 16,1% respectivamente.

Por su parte al analizar la tarifa que al usuario final le ofrecen las empresas comercializadoras de GLP no integradas frente a las integradas, se encuentra que en promedio los primeros cobran precios más altos que los segundos alrededor del 13,2% adicional. Lo anterior explicado por las dobles marginalizaciones y la imposibilidad de realizar economías a escala que los agentes integrados pueden realizar. Por su parte, se encuentra particularmente que cambios en la regulación para la determinación de la tarifa de cara al usuario generaron importantes efectos al alza entre 2021 a 2022, superando el 21% de variación.

Por último, gran parte del esfuerzo de este estudio y aporte al entendimiento del sector lo representa el capítulo 4. Para el efecto, se realizó una aproximación econométrica en aras de dar respuesta para cada energético en tres puntos centrales: (i) eficiencia de la integración vertical entre algunos eslabones observados en la cada cadena del respectivo energético, (ii) impactos que sobre la tarifa final que percibe el usuario, producto de perturbaciones en la estructura de la cadena de valor e (iii) impacto de la tarifa de cada energético sobre el ingreso de los hogares.

En lo que hace alusión a energía eléctrica frente a la discusión del efecto que tiene la integración vertical entre comercialización y distribución, los resultados dan cuenta de la presencia de eficiencias en esta forma de asociatividad que se refleja en la tarifa final, hecho que podría estar explicado por la reducción de dobles marginalizaciones y economías de alcance propias de la reducción de costos de extensión de red.

Igualmente se pudo apreciar que los cuatro eslabones generación, transmisión, distribución y comercialización tienen impactos en la tarifa final, estos en el corto plazo tienen una naturaleza totalmente diferente en función del eslabón de la cadena en el cual se aplique alguna perturbación.

En particular, el eslabón de transmisión, de acuerdo con el ejercicio, es el más sensible en su afectación a la tarifa final. Lo anterior, explicado por la rigidez en la actividad producto de la regulación que prevé un monopolio natural, pese a existir en la práctica a la fecha más de un agente a cargo de la provisión de este servicio. No obstante, al contar con un número reducido de agentes los efectos se transmiten de manera directa a la tarifa final.

Contrario a lo anterior, en el corto plazo una perturbación en el eslabón de generación hacia la tarifa final se disipa rápidamente, lo que estaría explicado por el carácter inercial que conlleva la presencia de contratos bilaterales de largo plazo y su relevancia dentro de la actividad de generación frente a lo que representa el mercado en bolsa en este eslabón.

Un hecho notorio derivado del ejercicio econométrico lo representa la diferencia en la duración del ajuste que tiene la tarifa final ante las perturbaciones que puedan encontrarse en los eslabones de distribución y comercialización. Este hecho estaría explicado inicialmente por la naturaleza regional de los agentes presentes en este par de eslabones. De esta forma, los choques generados en estos canales se transmiten durante más períodos sobre la tarifa final. Este último hecho es de particular relevancia si se trata de pensar en la sensibilidad que representa una agenda de actualización regulatoria al interior de los eslabones en mención.

Frente los resultados de largo plazo, se evidencia que la transmisión es el componente de la tarifa que genera mayor impacto en la tarifa final, seguido por el componente de pérdidas técnicas. El estudio permitió también evidenciar que la transmisión genera en el largo plazo un impacto importante sobre la distribución y la comercialización. Estos resultados son consistentes con los análisis de corto plazo ya presentados y refuerzan la idea de la sensibilidad que tiene el eslabón de transmisión sobre la cadena de energía eléctrica.

Por último, para este energético el estudio permitió mostrar que al momento de hacer un análisis relativo del impacto que tiene la tarifa final sobre el ingreso de los hogares colombianos por deciles entre municipios y entre grupos sociales, concuerda con la literatura sobre el tema: *la existencia de un mecanismo regresivo de la tarifa al clasificar por deciles de ingreso a los hogares*. En este sentido, se evidencia que entre deciles el primero destina el 35,27% de su ingreso y el último destina 30,73%, por grupos sociales los pobres destinan 19,85% de su ingreso y la case alta un 12,31%, en promedio. En otras palabras, se trata de un esquema regresivo: hogares con menores ingresos deben dedicar una mayor proporción de ingreso al pago de la tarifa final de este energético y esta reducción de proporción de gasto no es nada despreciable.

Por su parte, en lo concerniente con el energético gas natural, el estudio permitió reconocer que la integración vertical entre los eslabones de comercialización y distribución generan un impacto positivo (reducción) en la tarifa final que pagan los usuarios. Este último hecho estaría explicado no

solamente por el efecto medido en el período analizado, sino la existencia de la integración vertical incluso antes de la expedición la Ley 142 de 1994.

Frente al análisis realizado en el corto plazo el estudio muestra que perturbaciones aplicadas en todos y cada uno de los eslabones generan un efecto positivo sobre la tarifa final que pagan los hogares. No obstante, tales efectos son heterogéneos y a diferencia de la cadena de energía eléctrica, generan alteraciones más prolongadas. En este punto es preciso advertir que perturbaciones aplicadas sobre el suministro son las que generan un mayor impacto sobre la tarifa final, seguido por distribución y comercialización. En el caso del suministro el efecto puede estar explicado por el muy reducido grado de competencia existente teniendo en cuenta que Ecopetrol es el agente con más del 70% del suministro de este energético.

Para el caso de la distribución y comercialización nuevamente resulta importante advertir, tal como se hizo en energía eléctrica, que se trata de eslabones en los que participan agentes de naturaleza regional y por tanto la forma y tiempo de absorción de las perturbaciones resulta más prolongada. Además, es relevante la existencia de un “efecto rebote” bastante pronunciado que sobre la tarifa final que se genera al someter a perturbación la distribución, así como la alta sensibilidad que tiene la comercialización ante el mismo tipo de choques. Esto de nuevo sugeriría especial cuidado al momento de generar cualquier intervención regulatoria en este par de eslabones.

En lo que se refiere al transporte, el estudio encuentra que se trata de un eslabón que, al ser sometido a perturbaciones, genera el menor impacto sobre la tarifa final. No obstante, generan la más larga afectación sobre la tarifa final, producto de la presencia de pocos agentes, la fragmentación geográfica de los mercados y la inminente necesidad de transporte del energético que hacen de este eslabón una facilidad esencial para avanzar en su efectivo suministro.

En el análisis de largo plazo, es importante señalar que el eslabón de suministro es el que tiene un mayor impacto sobre la tarifa final de los hogares seguido por la comercialización y el transporte. Este hallazgo es consistente con los resultados encontrados en el análisis de corto plazo y coincide en resaltar la necesidad que tiene el país de avanzar en la búsqueda de nuevas fuentes y agentes en el eslabón de suministro de tan valioso energético.

Para el caso de gas natural, el estudio muestra que al momento de hacer una revisión del impacto que tiene la tarifa final sobre el ingreso de los

hogares colombianos, se encuentra nuevamente la existencia de un mecanismo regresivo de la tarifa al clasificar por deciles de ingreso a los hogares. Esto significa que tal como se mostró en energía eléctrica, se encuentra que la diferencia en la proporción de ingreso que destinan los hogares entre deciles es decreciente. En este sentido, se evidencia que entre deciles el primero destina el 18,75% de su ingreso y el último destina 12,33%, por grupos sociales los pobres destinan 11,56% de su ingreso y la case alta un 7,21%, en promedio. Se trata también de un esquema regresivo: hogares con menores ingresos dedican una mayor proporción de este al pago de la tarifa final de este energético y esta reducción de proporción de gasto es sin lugar a dudas un porcentaje importante. No obstante, la proporción promedio que se destina se reduce a casi a la mitad en comparación a la energía eléctrica.

En relación con gas licuado de petróleo, dada la disponibilidad de información, fue necesario realizar un ejercicio de naturaleza diferente frente a los demás energéticos. En particular el objetivo del ejercicio se concentró en analizar si las resoluciones 79 de 2015, 65 de 2016 y 45 de 2020, expedidas por la CREG, habrían impactado en algún sentido la tarifa que paga el consumidor final, en función de si las empresas estaban o no integradas verticalmente en los eslabones de distribución y comercialización minorista.

Los resultados evidencian cómo la estructura en este segmento de la cadena influye en la tarifa final de usuario, en función de la integración o no de las empresas, se establece si existe un efecto asimétrico en la forma como la regulación pudo haber impactado la tarifa que enfrenta el consumidor final. Es así como se evidencia que empresas no integradas tienden a ajustar de manera más flexible las tarifas, mientras que en el caso de las empresas integradas tienden a trasladar de manera directa los efectos de la regulación sobre el consumidor final. En otras palabras, el efecto de transmisión (*pass through*) es particularmente más notorio en aquellos escenarios en los que las empresas se encuentran integradas verticalmente. Independientemente de este efecto, se observa una tendencia creciente en las tarifas finales de los usuarios, sin importar la existencia de integraciones verticales.

Frente a los análisis de corto plazo, y el modelo de corrección de errores es de resaltar que los resultados obtenidos no fueron concluyentes y teniendo en cuenta las restricciones de información, se advierte la oportunidad para que a futuro se disponga de bases de datos más completas para poder hacer seguimiento a las dinámicas del energético analizado.



Editado por el Departamento de Publicaciones
de la Universidad Externado de Colombia
en abril de 2025

Se compuso en caracteres Ehrhardt Regular de 12 puntos
y se imprimió sobre Holmen Book Cream de 60 gramos
Bogotá - Colombia

Post tenebras spero lucem

