



Superservicios

Integración vertical en el mercado de energía eléctrica colombiano:

caracterización financiera, análisis tarifario
y recomendaciones regulatorias



Observatorio
SUPERSERVICIOS

Comité Directivo del Observatorio de Servicios Públicos Domiciliarios

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Felipe Durán Carrón

Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

Omar Camilo López López

Director Técnico de Gestión de Energía (E)

Andrés Felipe Peñaranda Bayona

Equipo de Trabajo

Mauricio Rengifo Bocanegra

Viviana Vanegas Garavito

Laura Andrea Morales García

David Alejandro Morales Rincon

Observatorio Nacional de Servicios Públicos Domiciliarios – Superservicios

Equipo del Observatorio de Servicios Públicos Domiciliarios

Líder Técnico y Metodológico

Edwin Jair Ramírez Charry

Experto Delegado de Energía y Gas

Luis Javier Mosquera Linares

Gestora del Proyecto de Inversión del Observatorio

Angie Katherine Lancheros Rodríguez

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	11
2. MARCO NORMATIVO	13
2.1 Concepto de Integración Vertical	13
2.2 Relevancia Regulatoria	13
2.3 MARCO LEGAL: CONSTITUCIÓN Y LEY 142 DE 1994	13
2.3.1 Base Constitucional	13
2.3.2 Ley 142 de 1994.....	14
2.3.3 Ley 143 de 1994.....	16
2.3.4 Ley 1955 de 2019	17
2.3.5 RESOLUCIÓN CREG 080 DE 2019 — Reglas de Comportamiento Aplicables a Agentes Integrados Verticalmente.....	17
2.3.6 RESOLUCIÓN CREG 130 DE 2019 — CONTRATOS MERCADO REGULADO Y AGENTES INTEGRADOS	20
2.4 INSPECCIÓN, VIGILANCIA Y CONTROL.....	24
2.4.1 Rol de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.....	24
2.4.2 Información en el SUI	25
2.4.3 Régimen Sancionatorio	25
2.5 Comentario final Marco Normativo.....	26
3. DEFINICIONES	28
4. DESCRIPCIÓN METODOLOGÍA.....	34
4.1 Metodología General aplicada.	34
4.2 Generalidades.....	36
4.3 Selección de las Empresas	38
4.4 Descripción de las Empresas seleccionadas	41

4.4.1	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	42
4.4.2	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	44
4.4.3	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	45
5.	ANÁLISIS DEL ESTADO FINANCIERO.....	49
5.1	Grupo EPM.....	53
5.2	Grupo Enel.....	54
5.3	Grupo Celsia.....	55
5.4	Grupo Nación	57
5.5	Otras Empresas Integradas Verticalmente.....	59
5.6	Grupo Operadores De Red.....	60
5.7	Resumen Financiero	63
6.	ANÁLISIS DE LAS TARIFAS APLICADAS DE ACUERDO CON SU MODELO DE INTEGRACIÓN EMPRESARIAL.	70
6.1	Estadística descriptiva de los grupos de agentes según su modelo de integración empresarial.....	71
6.2	Depuración de la información y estadística descriptiva.....	72
6.2.1	Resultado principal: CU total por grupo	73
6.2.2	Evolución mensual del CU por grupo.	75
6.2.3	Evolución mensual de los componentes del CU.	76
6.2.4	Distribución del CU por empresa y grupo.	86
6.2.5	Distribución del CU por grupos IV, OR no integrados y Comercializadores Puros no integrados.....	90
6.2.6	Distribución anual de los componentes del CU por grupos empresariales 97	
6.2.7	Conclusiones preliminares Estadística descriptiva.....	104

6.3	Identificación de diferencias estadísticas a partir de la prueba de Kruskal Wallis	108
6.4	Análisis post-hoc de Dunn - Matriz de Bonferroni.....	111
6.5	Análisis del grupo de empresas integradas verticalmente (IV) por grupo empresarial.....	116
6.6	Desagregación intragrupo del CU en empresas integradas verticalmente y grupos comparable.....	116
6.7	Agrupamiento de empresas integradas verticalmente.....	120
6.8	Identificación de diferencias y medianas de los grupos diferenciados por mercado.....	123
7.	CONCLUSIONES.....	128
8.	RECOMENDACIONES REGULATORIAS Y DE POLÍTICA PÚBLICA.....	134

TABLA DE FIGURAS

<i>Figura 1. Diagrama de flujo de la metodología.</i>	36
Figura 2. Diagrama de barras del Margen Operación de los grupos empresariales. Elaboración propia.	63
Figura 3. Diagrama de barras del ROE Ajustado de los grupos empresariales. Elaboración propia.	64
Figura 4. Diagrama de barras de Razón Corriente de los grupos empresariales. Elaboración propia.	65
Figura 5. Diagrama de barras de Nivel de Endeudamiento de los grupos empresariales. Elaboración propia.	66
Figura 6. Diagrama de barras de Nivel de Endeudamiento financiero de los grupos empresariales. Elaboración propia.	67
Figura 7. Diagrama de barras de PPyE / Activo de los grupos empresariales. Elaboración propia.	67
<i>Figura 8. Evolución mensual del CU por grupo (mediana + IQR).</i>	75
<i>Figura 9. Evolución mensual por componente del CU.</i>	78
Figura 10. COT de mercado NT1 — diciembre de 2023 y enero de 2024. Fuente: CAC. Elaboración propia.	84
<i>Figura 11. Distribución CU por empresa y grupo, Fuente: SUI – Formato T7. Elaboración propia.</i>	86
Figura 12. Mediana del CU por empresa. Fuente: SUI – Formato T7. Elaboración propia.	88
Figura 13. Distribución componentes del CU - Grupos empresariales Vs Todos. Fuente: SUI – Formato T7. Elaboración propia.....	90
Figura 14. Distribución componentes del CU - Grupos empresariales Vs Todos 2021. Fuente: SUI – Formato T7. Elaboración propia.....	98
<i>Figura 15. Distribución componentes del CU - Grupos empresariales Vs Todos 2022. Fuente: SUI – Formato T7. Elaboración propia.</i>	99

<i>Figura 16. Distribución componentes del CU - Grupos empresariales Vs Todos</i>	
<i>2023.Fuente: SUI – Formato T7. Elaboración propia.</i>	100
<i>Figura 17.Distribución componentes del CU - Grupos empresariales Vs Todos 2024.</i>	
<i>Fuente: SUI – Formato T7. Elaboración propia.</i>	101
<i>Figura 18. Distribución componentes del CU - Grupos empresariales Vs Todos 2025.</i>	
<i>Fuente: SUI – Formato T7. Elaboración propia.</i>	102
<i>Figura 19. Distribución componentes del CU - Grupos empresariales Vs Todos 2026.</i>	
<i>Fuente: SUI – Formato T7. Elaboración propia.</i>	103
<i>Figura 20.: Matriz post-hoc de Dunn con corrección de Bonferroni para el CU total.</i>	
<i>Elaboración propia.</i>	112
<i>Figura 21.: Patrón de diferencia generación. Elaboración propia.</i>	114
<i>Figura 22. Patrón de diferencia comercialización. Elaboración propia.</i>	115
<i>Figura 23. Desagregación intragrupo de las empresas integradas verticalmente y</i>	
<i>grupos comparables.</i>	117
<i>Figura 24.Clustering empresas integradas verticalmente.</i>	120
<i>Figura 25. Dendograma Jerárquico de empresas integradas verticalmente</i>	121
<i>Figura 26. Dispersión entre grupos por componente de Mercados dispersos vs</i>	
<i>homogéneos.</i>	124

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Base constitucional. Elaboración propia.....	13
Tabla 2. Ley 142 de 1994. Elaboración propia.	14
Tabla 3. Principios Rectores. Elaboración propia.	18
Tabla 4. Efectos negativos planteados por la Resolución CREG 130 de 2019. Elaboración propia.	21
Tabla 5. Reglas de Comportamiento Adicionales para Agentes Integrados Verticalmente.	23
Tabla 6. Senda de transición límite Compras propias.	37
Tabla 7. Relación del tipo de inversión, porcentaje en la sociedad y concepto.....	38
Tabla 8. Relación entre actividades, prestadores y demanda regulada. Fuente: SUI – Sinergox. Elaboración propia.....	39
Tabla 9. Prestadores integrados verticalmente por grupo empresarial.	39
Tabla 10. Grupo empresarial, demanda regulada y generación.	41
Tabla 11. Hitos en la integración vertical. Elaboración propia.....	46
Tabla 12. Variables e Indicadores para caracterización financiera.	50
Tabla 13. Grupos Empresariales. Elaboración propia.	51
Tabla 14. Cifras financieras del grupo EPM. Fuente: SUI. Elaboración propia. Cifras en millones.	53
Tabla 15. Indicadores del grupo EPM. Fuente: SUI. Elaboración propia. Cifras en millones.	54
Tabla 16. Cifras financieras del grupo ENEL. Fuente: SUI. Elaboración propia.....	54
Tabla 17. Indicadores del grupo ENEL. Fuente: SUI. Elaboración propia. Cifras en millones.	55
Tabla 18. Cifras financieras del grupo CELSIA. Fuente: SUI. Elaboración propia. Cifras en millones.	55

Tabla 19. Indicadores del grupo CELSIA. Fuente: SUI. Elaboración propia. Cifras en millones.	56
Tabla 20. Cifras financieras del GRUPO NACIÓN. Fuente: SUI. Elaboración propia. Cifras en millones.	57
Tabla 21. Indicadores del GRUPO NACIÓN. Fuente: SUI. Elaboración propia. Cifras en millones.	58
Tabla 22. Cifras financieras de otras empresas. Fuente: SUI. Elaboración propia. Cifras en millones.	59
Tabla 23. Indicadores de otras empresas. Fuente: SUI. Elaboración propia. Cifras en millones.	59
Tabla 24. Cifras financieras del GRUPO OPERADORES DE RED. Fuente: SUI. Elaboración propia. Cifras en millones.	60
Tabla 25. Indicadores del GRUPO OPERADORES DE RED. Fuente: SUI. Elaboración propia. Cifras en millones.	61
Tabla 26. Estadísticas descriptivas del CU total por grupo. Fuente: SUI – Formato T7. Elaboración propia	73
Tabla 27. Estadísticas descriptivas -mediana componentes del CU por grupo.	77
Tabla 28. Estadística Descriptiva principales IVs y ORs y comercializadores puros no integrados vertical.	90
Tabla 29. Interpretación de resultados para la prueba Kruskall Wallis	109
Tabla 30. Resultados obtenidos en la prueba Kruskall Wallis	109
Tabla 31. Resultados obtenidos en la prueba Kruskall Wallis desagregado por mercado, elaboración propia.	123
Tabla 32. Medianas de los datos distribuidas por mercado para los grupos preestablecidos.	124



Superservicios



1.

Introducción

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento tiene por objeto profundizar en el análisis del impacto tarifario en las *empresas de prestación de servicios de energía eléctrica* que se encuentran *integradas verticalmente*. El análisis se desarrolla en el marco de los productos estratégicos previstos para la vigencia 2026 de la Dirección Técnica de Gestión de Energía - DTGE - dentro de la Superintendencia Delegada para Energía y Gas - SDEG -, orientados a evaluar la integración vertical entre las actividades de la cadena de prestación del servicio público de energía eléctrica, particularmente entre generación, distribución y comercialización, e identificar sus posibles efectos sobre las tarifas aplicadas a los usuarios regulados.

Es de interés para la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD - monitorear el comportamiento de empresas verticalmente integradas en el sector, y en particular, el costo unitario en la tarifa de estas empresas. En este contexto, el documento busca aportar elementos técnicos, regulatorios y financieros que permitan caracterizar la participación de las empresas integradas verticalmente en el Sistema Interconectado Nacional - SIN -, evaluar su incidencia dentro de la demanda regulada nacional y revisar si existen señales tarifarias que ameriten seguimiento por parte de la SSPD.

El objetivo del presente documento es analizar la integración vertical entre las actividades de generación, distribución y comercialización en el servicio público de energía eléctrica en el SIN, con el fin de identificar sus posibles impactos regulatorios, financieros, operativos y tarifarios. Para ello, se revisan las empresas y grupos empresariales con presencia simultánea en distintos eslabones de la cadena, su participación en la demanda regulada y en la generación, así como el comportamiento de los componentes tarifarios relevantes para el usuario final.



Superservicios



2.

Marco normativo

2. MARCO NORMATIVO

2.1 Concepto de Integración Vertical

La integración vertical en el sector de servicios públicos domiciliarios ocurre cuando una misma empresa, grupo empresarial o agentes vinculados por relaciones de control o de misma controlante participan de manera simultánea en dos o más actividades de la cadena de prestación del servicio. En el sector eléctrico colombiano, esta cadena se encuentra fragmentada en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización.

Desde la perspectiva regulatoria vigente en Colombia, la integración vertical puede generar eficiencias operativas y economías de escala; sin embargo, también introduce riesgos serios para la competencia, la neutralidad en el acceso a infraestructuras esenciales y la protección de los usuarios, riesgos que justifican la intervención del Estado a través de la regulación.

2.2 Relevancia Regulatoria

En Colombia, el mercado de contratos ha sido desde el marco regulatorio vigente señalado como un área crítica en la que la integración vertical entre agentes generadores, distribuidores y comercializadores puede favorecer ejercicios de poder de mercado, generar opacidad en la formación de precios, reducir la liquidez y producir discriminación en las condiciones de contratación.

2.3 MARCO LEGAL: CONSTITUCIÓN Y LEY 142 DE 1994

2.3.1 Base Constitucional

El fundamento constitucional de la regulación de la integración vertical se encuentra en tres artículos de la Constitución Política de Colombia:

Tabla 1. Base constitucional. Elaboración propia.

Artículo	Contenido y Aplicación
Art. 333 C.P.	Consagra la libre competencia económica como derecho de todos, con responsabilidades. Obliga al Estado a evitar el abuso de posición

Artículo	Contenido y Aplicación
	dominante en el mercado nacional. <u>Este artículo sustenta la facultad de la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG - para establecer reglas de comportamiento diferencial a agentes integrados verticalmente.</u>
Art. 334 C.P.	Establece la dirección general de la economía por parte del Estado, con facultad para intervenir en servicios públicos y privados mediante ley. <u>Justifica la intervención regulatoria de la CREG cuando la integración vertical amenaza la prestación eficiente del servicio.</u>
Art. 365 C.P.	Define los servicios públicos como inherentes a la finalidad social del Estado y le impone el deber de asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio. <u>Aplica al control de conductas de agentes integrados que afecten la prestación universal del servicio.</u>

2.3.2 Ley 142 de 1994

La Ley 142 de 1994 contiene múltiples disposiciones directamente aplicables a la conformación de empresas con integración vertical:

Tabla 2. Ley 142 de 1994. Elaboración propia.

Norma	Mandato y Aplicación Práctica
Art. 2° — Intervención del Estado	Fija como fines de la intervención estatal: prestación eficiente del servicio, libertad de competencia y no utilización abusiva de la posición dominante. <u>Los agentes integrados verticalmente son vigilados por la SSPD precisamente en relación con estos fines.</u>
Art. 3° — Instrumentos de intervención	Incluye la regulación, el control y vigilancia como instrumentos. Especialmente relevante el principio de neutralidad: ninguna práctica discriminatoria en la prestación de los servicios. <u>Los agentes integrados deben garantizar trato no discriminatorio a terceros en el acceso a sus redes.</u>

Norma	Mandato y Aplicación Práctica
Art. 11 — Función social de las Empresas de Servicios Públicos - ESP -	Las entidades prestadoras deben: i) prestar el servicio sin abuso de posición dominante, ii) abstenerse de prácticas monopolísticas, iii) facilitar el acceso e interconexión de otras empresas. <u>Las redes de distribución de agentes integrados son bienes esenciales de acceso obligatorio.</u>
Art. 14.13 — Posición dominante	Define posición dominante como la que tiene una empresa respecto a sus usuarios, o respecto al mercado cuando sirve al 25% o más de los usuarios. <u>Los agentes integrados verticalmente que alcanzan este umbral quedan sujetos a reglas de comportamiento adicionales.</u>
Art. 14.18 — Regulación de conducta	Mediante la regulación se puede someter la conducta de las Empresas de Servicios Públicos - ESP - a reglas, normas, principios y deberes. <u>Base legal para las obligaciones de comportamiento que imponen las resoluciones CREG 080 y 130 de 2019 a los agentes integrados.</u>
Art. 18 — Contabilidad separada	Las empresas con objeto social múltiple deberán llevar contabilidad separada para cada servicio. <u>Base principal de la separación contable y de gestión exigida por la regulación a los agentes integrados.</u>
Art. 34 — Prohibición de prácticas discriminatorias	Las ESP deben evitar privilegios y discriminaciones injustificadas, y abstenerse de conductas que generen competencia desleal o restrinjan indebidamente la libre competencia. <u>Norma directamente aplicable a las relaciones entre las unidades de negocio de un agente integrado y a terceros competidores.</u>
Art. 35 — Posición dominante y contratación	Las ESP en posición dominante deben adquirir el bien o servicio que distribuyan mediante procedimientos que aseguren la concurrencia de eventuales contratistas en igualdad de condiciones. <u>Aplica a los comercializadores integrados con generadores.</u>

Norma	Mandato y Aplicación Práctica
Art. 37 — Desestimación de personalidad interpuesta	Las autoridades harán prevalecer el resultado jurídico al beneficiario real, ignorando estructuras formales que encubren concentración de control. <u>Instrumento para identificar integración vertical encubierta mediante empresas relacionadas.</u>
Art. 73 — Funciones de la CREG	Corresponde a la CREG regular monopolios y promover la competencia para que las operaciones de agentes sean económicamente eficientes y no impliquen abuso de posición dominante. Incluye la facultad de establecer criterios generales sobre abuso en contratos de servicios públicos (numeral 21).
Art. 74.1(a) — Facultades especiales CREG	La regulación del sector energético debe propiciar la competencia, impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados. <u>Expresamente faculta a la CREG para adoptar reglas de comportamiento diferencial según la posición de las empresas en el mercado.</u>
Art. 170 — Acceso obligatorio a redes	Los propietarios de redes deben permitir el acceso a otras empresas generadoras y a usuarios que lo soliciten. <u>Los agentes distribuidores integrados verticalmente no pueden negar o discriminar el acceso a sus redes de distribución.</u>

2.3.3 Ley 143 de 1994

La Ley 143 de 1994 (Ley Eléctrica) complementa el marco en los siguientes aspectos:

- Artículo 6° — Principio de adaptabilidad: incorporación de avances tecnológicos para mayor calidad y eficiencia al menor costo. Las reglas sobre integración vertical deben permitir la entrada de nuevos modelos de negocio y tecnologías en el mercado.
- Artículo 20 — Obligación estatal de promover la competencia, crear y preservar las condiciones que la hagan posible. Sustenta la regulación diferencial para agentes integrados.

- Artículo 23 — CREG debe establecer condiciones para oferta energética eficiente y promover la competencia. Incluye mecanismos de compra de energía que estimulen la libre competencia (Art. 42).

2.3.4 Ley 1955 de 2019

En el sector eléctrico colombiano, la integración vertical entre actividades de la cadena de prestación del servicio público de energía eléctrica encuentra su fundamento normativo en el artículo 298 de la Ley 1955 de 2019, mediante el cual se sustituyó el artículo 74 de la Ley 143 de 1994.

A partir de dicha modificación, las ESP que tengan por objeto la prestación del servicio público de energía eléctrica y que hagan parte del SIN pueden desarrollar de manera integrada las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica. Esta posibilidad también resulta aplicable cuando las empresas se encuentren bajo un mismo controlante o cuando entre ellas exista situación de control, de conformidad con lo previsto en el Código de Comercio y en la normativa aplicable en materia de competencia.

No obstante, esta habilitación legal no constituye una autorización irrestricta para el desarrollo integrado de las actividades del sector. En primer lugar, la actividad de transmisión se mantiene excluida de la posibilidad de integración vertical con las demás actividades de la cadena, por lo que debe desarrollarse de manera independiente. En segundo lugar, el propio artículo 298 de la Ley 1955 de 2019 dispuso que la CREG debe expedir la regulación diferencial necesaria para promover la competencia, mitigar conflictos de interés, prevenir conductas anticompetitivas o abusos de posición dominante y proteger a los usuarios finales.

2.3.5 RESOLUCIÓN CREG 080 DE 2019 — Reglas de Comportamiento Aplicables a Agentes Integrados Verticalmente

2.3.5.1. Objeto y Alcance

La Resolución CREG 080 del 5 de julio de 2019, publicada en el Diario Oficial No. 51.008 del 8 de julio de 2019, establece las reglas generales de comportamiento de mercado para los agentes que desarrollen las actividades de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible. El objeto de esta resolución es

proveer una base normativa integral que guíe el actuar de los prestadores, congruente con los principios y las obligaciones establecidas en la ley. Para ello, presenta un nuevo enfoque regulatorio basado en principios y reglas generales, con el propósito de ofrecer condiciones favorables para la entrada de nuevos agentes.

2.3.5.2. Principios Rectores de la Resolución CREG 080 de 2019

La CREG 080 de 2019 articula su marco normativo en torno a los siguientes principios, directamente aplicables a los agentes integrados verticalmente:

Tabla 3. Principios Rectores. Elaboración propia.

Principio	Aplicación a Agentes Integrados Verticalmente
Libre competencia	Los agentes integrados no pueden usar su posición en la cadena para excluir o discriminar a competidores. Sus actividades deben desarrollarse en condiciones que permitan la competencia efectiva en los mercados donde ésta es posible.
No abuso de posición dominante	Los agentes que alcanzan el umbral del 25% de usuarios o que controlan infraestructura esencial (redes) tienen prohibido usar esa posición para obstaculizar a terceros o imponer condiciones inequitativas.
Neutralidad	Los agentes integrados deben tratar en condiciones equivalentes a sus propias unidades de negocio y a los terceros que requieran acceso a sus infraestructuras o servicios. Prohíbe cualquier práctica discriminatoria.
Transparencia	Obligación de suministrar información veraz, oportuna y completa tanto a reguladores y vigilantes como a los usuarios y a terceros que lo requieran para participar en el mercado.
Eficiencia	Los costos de gestión ineficiente no pueden trasladarse a los usuarios. Los agentes integrados no pueden imputar costos de una actividad a otra para distorsionar tarifas o mejorar artificialmente su posición competitiva.
Libre acceso a bienes esenciales	Las redes de distribución y transmisión, como bienes esenciales, deben estar disponibles para todos los agentes en condiciones no discriminatorias. La integración vertical no otorga derechos exclusivos de uso sobre estas infraestructuras.

Gestión de intereses de los usuarios	Los comercializadores, incluidos los integrados, tienen el deber de actuar en defensa de los intereses de sus usuarios al adquirir energía, privilegiando condiciones de calidad y precio óptimas por encima de los intereses de sus empresas relacionadas.
---	---

2.3.5.3. Reglas de Comportamiento Aplicables a Agentes Integrados Verticalmente

La CREG 080 de 2019 establece que todos los agentes del sector deben cumplir reglas generales de comportamiento que incluyen obligaciones de hacer y de no hacer. Para los agentes integrados verticalmente, las más relevantes son:

A. Obligaciones de Hacer (Reglas Positivas)

- Muro Ético de información: Garantizar que la información centralizada sobre el mercado o la operación no fluya indebidamente entre las distintas unidades de negocio del mismo grupo empresarial.
- Separación contable: Mantener contabilidad regulatoria separada para cada actividad de la cadena, conforme al artículo 18 de la Ley 142.
- Acceso no discriminatorio: Facilitar el acceso en condiciones equivalentes a sus redes, infraestructuras y servicios tanto a sus propias unidades de negocio como a terceros.
- Publicación de procedimientos: Publicar procedimientos claros, conocidos y reproducibles para el acceso a sus infraestructuras y para el cambio de comercializador.
- Gestión y reporte de conflictos de interés: Reportar a la CREG y a la SSPD, los conflictos de interés que puedan surgir de su condición de agente integrado y las medidas adoptadas para gestionarlos.

B. Obligaciones de No Hacer (Reglas Negativas)

- Prohibición de uso de información privilegiada: Usar la información privilegiada obtenida en una actividad (p. ej., distribución) para obtener ventajas indebidas en otra (p. ej., comercialización).

- Prohibición de denegación de acceso: Negar o condicionar el acceso a las redes de distribución a agentes comercializadores competidores.
- Prohibición de subsidios cruzados: Imputar a la actividad regulada costos que corresponden a la actividad no regulada, o viceversa, con el fin de distorsionar tarifas o subsidiar actividades comerciales.
- Prohibición de condiciones preferenciales entre relacionadas: Celebrar contratos de energía en condiciones más favorables con empresas vinculadas que las que ofrecería a terceros en las mismas condiciones de mercado.

2.3.5.4. Programa de Cumplimiento

En la CREG 080 de 2019 se establece la exigencia de un Programa de Cumplimiento de la Regulación para los agentes que desarrollen de forma simultánea actividades en la cadena de prestación del servicio (agentes integrados). Este programa debe:

- Estar suscrito por el representante legal de la empresa mediante declaración formal de adhesión y cumplimiento de las reglas de la resolución.
- Describir los mecanismos internos para garantizar la separación funcional y de información entre las distintas unidades de negocio del agente integrado.
- Establecer procedimientos internos para detectar y gestionar conflictos de interés.
- Publicarse en la página web de la empresa y ponerlo a disposición de los usuarios y terceros interesados.
- Actualizarse cuando cambien las condiciones de integración o se modifique la regulación aplicable.

2.3.6 RESOLUCIÓN CREG 130 DE 2019 — CONTRATOS MERCADO REGULADO Y AGENTES INTEGRADOS

La CREG expidió la Resolución CREG 130 de 2019, mediante la cual se definieron los principios, comportamientos y procedimientos que deben cumplir los comercializadores en la celebración de contratos de energía destinados al mercado regulado. Esta resolución incorpora reglas orientadas a garantizar condiciones de transparencia, neutralidad, eficiencia y competencia en los procesos de contratación de energía,

especialmente cuando intervienen agentes integrados verticalmente, agentes con un mismo controlante o agentes que se encuentran en situación de control.

Dentro de las medidas previstas por la Resolución CREG 130 de 2019 se destacan los protocolos de independencia para la toma de decisiones, las reglas aplicables a las convocatorias públicas para la contratación de energía y los límites a las compras propias de los comercializadores. Estos límites restringen la proporción de la demanda regulada que puede ser atendida mediante contratos celebrados con generadores o comercializadores integrados verticalmente, con el mismo controlante o en situación de control. De acuerdo con la senda de transición prevista en dicha resolución, el porcentaje máximo de compras propias se reduce progresivamente hasta llegar al diez por ciento (10 %) de la demanda regulada a partir del año 2027. Para los años 2020 y 2021 el límite fue del cincuenta por ciento (50 %); para el año 2022, del cuarenta por ciento (40 %); para el período 2023-2026, del veinte por ciento (20 %); y desde 2027 en adelante, del diez por ciento (10 %).

2.3.6.1. Objeto y Alcance

La Resolución CREG 130 del 4 de octubre de 2019, publicada en el Diario Oficial No. 51.103 del 11 de octubre de 2019, define los principios, comportamientos y procedimientos que deben cumplir los comercializadores en la celebración de contratos de energía destinados al mercado regulado. Su expedición responde a un diagnóstico sobre fallas del mercado de contratos atribuibles a la integración vertical.

Esta resolución sustituye y moderniza la Resolución CREG 020 de 1996 ('por la cual se dictan normas con el fin de promover la competencia en las compras de energía eléctrica en el mercado mayorista'), incorporando un enfoque regulatorio basado en principios y resultados, más flexible y adaptable a los cambios de mercado.

2.3.6.2. Diagnóstico para la Resolución

Los estudios que motivaron la Resolución CREG 130 de 2019 plantearon los siguientes efectos negativos de la integración vertical en el mercado de contratos:

Tabla 4. Efectos negativos planteados por la Resolución CREG 130 de 2019. Elaboración propia.

Problema identificado	Causa asociada a la integración vertical
Opacidad en la formación de precios	Los contratos entre generadores y comercializadores vinculados se celebran a precios no competitivos, sin información pública que permita comparación de mercado.
Il liquidez del mercado de contratos	Los generadores integrados con distribuidores-comercializadores prefieren la contratación interna a la oferta en el mercado, reduciendo la liquidez disponible para terceros.
Discriminación de precios según agente	Los generadores integrados ofrecen condiciones distintas a los comercializadores vinculados vs. los independientes, favoreciendo a los relacionados.
Mecanismo de convocatorias ineficiente	Las convocatorias públicas (CREG 020/96) no garantizan condiciones de igualdad cuando el convocante está integrado con potenciales oferentes, distorsionando el proceso competitivo.
Ejercicio de poder de mercado	La combinación de control sobre redes de distribución y actividad de comercialización permite a los agentes integrados condicionar el acceso de comercializadores independientes al mercado regulado.

2.3.6.3. Principios de la Resolución CREG 130 de 2019

La Resolución adopta como principios rectores de la contratación en el mercado regulado los siguientes, especialmente relevantes para agentes integrados:

- **Eficiencia del mecanismo:** la gestión de compra de energía debe ser resultado de un proceso de libre competencia y debe traducirse en condiciones óptimas (minimizar los costos o los riesgos de mercado asociados a la compra de energía en bolsa) para los usuarios regulados.
- **Neutralidad del mercado:** las convocatorias realizadas por los comercializadores no pueden, ni tácita ni explícitamente, imponer barreras a la entrada o condiciones de acceso que no se fundamenten en criterios explícitos, objetivos, verificables, razonables, proporcionados y previamente establecidos.
- **Transparencia de mercado:** los procesos de contratación deben ser públicos, con información completa, simétrica, oportuna, veraz y suficiente disponible para todos los participantes del mercado.

- **Fiabilidad del mecanismo:** las condiciones de participación y los procedimientos deben garantizar un acotamiento de riesgo para los participantes y generar información suficiente para determinar los riesgos que asumen los agentes del mercado mayorista de energía que participen en el mecanismo.

2.3.6.4. Disposiciones Adicionales para Agentes Integrados Verticalmente

En los artículos del 16 al 22 de la Resolución CREG 130 de 2019 establece disposiciones adicionales específicamente diseñadas para los comercializadores que se encuentren integrados verticalmente, que tengan el mismo controlante o entre quienes exista una situación de control con algún participante en los mecanismos de contratación. En adición a lo definido en la Resolución CREG 080 de 2019, dichos agentes deben:

Tabla 5. Reglas de Comportamiento Adicionales para Agentes Integrados Verticalmente.

Elaboración propia.

Obligación adicional	Descripción y aplicación práctica
Separación de equipos de trabajo	Los equipos que gestionan la compra de energía para el mercado regulado deben estar separados funcionalmente de los que gestionan la venta de energía de la generadora vinculada. Esto evita que la misma persona conozca simultáneamente la posición del comprador (comercializador) y del vendedor (generador relacionado).
Muro Ético de información	Se deben implementar barreras formales de información entre las unidades de negocio del agente integrado. La información sobre posiciones de compra del comercializador no puede fluir al área de generación, y viceversa.
Contratos a precio de mercado	Los contratos celebrados entre empresas del mismo grupo deben realizarse a condiciones de mercado. Es decir, en las mismas condiciones que se ofrecerían a un tercero independiente. La carga de prueba de condiciones de mercado recae sobre el agente integrado.
Reporte de contratos vinculados	Los contratos celebrados entre empresas integradas o relacionadas deben reportarse a la CREG y a la SSPD con condiciones

Obligación adicional	Descripción y aplicación práctica
	completas, para efectos de supervisión y comparación con el mercado.
Gestión del mercado libre de conflictos	El comercializador integrado debe documentar que sus decisiones de compra de energía para el mercado regulado se adoptan libres de conflictos de interés y en el mejor interés de los usuarios regulados.
Prohibición de uso de información centralizada	El agente integrado y demás involucrados no pueden usar la información centralizada sobre el mercado o la operación (a la que accede en su actividad de distribución) para optimizar su posición como generador o comercializador. Esta información tiene carácter fiduciario frente al mercado.

2.3.6.5. Nuevos Mecanismos de Contratación

La CREG 130 de 2019 abre el camino para nuevos mecanismos de contratación de energía (subastas, bolsas de contratos, mecanismos bilaterales estandarizados), de conformidad con la Resolución CREG 114 de 2018. Estos mecanismos están diseñados para reducir los efectos negativos (identificados por la regulación) de la integración vertical, al estandarizar contratos, dar transparencia a los precios y limitar las posibilidades de discriminación entre agentes vinculados e independientes.

2.4 INSPECCIÓN, VIGILANCIA Y CONTROL

2.4.1 Rol de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

La SSPD, en ejercicio de las funciones del artículo 79 de la Ley 142 de 1994, ejerce inspección, vigilancia y control sobre los agentes integrados verticalmente. En particular:

- Verifica el cumplimiento de las reglas de separación contable establecidas en el artículo 18 de la Ley 142 y en las resoluciones CREG aplicables.
- Supervisa que los agentes integrados presenten y ejecuten programas de cumplimiento de la regulación conforme a la CREG 080 de 2019.
- Recibe y tramita quejas de usuarios y terceros sobre conductas discriminatorias por parte de agentes integrados.

- Investiga y sanciona conductas de abuso de posición dominante derivadas de la integración vertical, incluidas la denegación de acceso a redes, los subsidios cruzados y el uso indebido de información privilegiada.

2.4.2 Información en el SUI

El Sistema Único de Información - SUI -, administrado por la SSPD, es el instrumento fundamental de control y transparencia de los agentes integrados. A través del SUI, los agentes reportan:

- Estados financieros separados por actividad regulada (generación, transmisión, distribución y comercialización) y no regulada.
- Información tarifaria desagregada por actividad, que permite verificar la ausencia de subsidios cruzados.
- Contratos de energía celebrados con empresas vinculadas, con condiciones completas para comparación con el mercado.
- Indicadores de calidad del servicio desagregados por actividad de distribución, independiente de la actividad comercializadora.
- Declaraciones y programas de cumplimiento de las resoluciones CREG 080 y 130 de 2019.

2.4.3 Régimen Sancionatorio

Las conductas de los agentes integrados que vulneren las disposiciones de la Ley 142 de 1994, la Ley 143 de 1994 y las resoluciones CREG aplicables están sujetas al régimen sancionatorio previsto en el artículo 81 de la Ley 142 de 1994, que incluye:

- Multas hasta por 2.000 salarios mínimos mensuales legales vigentes por incumplimiento de obligaciones regulatorias.
- Suspensión de las actividades del agente en el mercado por conductas reiteradas o de especial gravedad.
- Revocación de la licencia de operación en los casos más graves.
- Medidas cautelares inmediatas en caso de conductas que pongan en riesgo la prestación del servicio o los derechos de los usuarios.

2.5 Comentario final Marco Normativo

En conclusión, la integración vertical en el servicio público de energía eléctrica se encuentra expresamente habilitada en el ordenamiento jurídico colombiano, pero su ejercicio está sujeto a condiciones, límites y reglas regulatorias que buscan evitar que dicha integración derive en el cierre del mercado, la concentración excesiva de las compras de energía dentro de un mismo grupo empresarial, la afectación de la competencia o el traslado de costos no eficientes a los usuarios regulados. Por tanto, el seguimiento a las empresas integradas verticalmente resulta relevante para la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, en el marco de sus funciones de inspección, vigilancia y control sobre la prestación eficiente del servicio público de energía eléctrica.



Superservicios



3.

Definiciones

3. DEFINICIONES

Para efectos del presente documento, se adoptan las siguientes definiciones operativas, con el propósito de facilitar la comprensión del análisis de integración vertical entre las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica de acuerdo con la normativa vigente expedida por la CREG, la Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME -, el Consejo Nacional de Operación - CNO -, XM Expertos en Mercados S.A. E.S.P. - XM - y el Mercado de Energía Mayorista - MEM -.

- **Agente del mercado:** persona jurídica que participa en el MEM mediante el desarrollo de una o varias actividades de la cadena de prestación del servicio público de energía eléctrica, tales como generación, transmisión, distribución o comercialización, según corresponda. (Resolución CREG 0128 de 1996, Resolución CREG 0128 de 1996, Resolución CREG 0054 de 1994, Resolución CREG 0001 de 1994, Concepto CREG 0007599 de 2018, Resolución MinMinas 40141 de 2021, Concepto CREG 0003349 de 2017).
- **Comercializador:** agente encargado de comprar energía eléctrica en el mercado mayorista y venderla a usuarios finales, regulados o no regulados, de conformidad con las reglas tarifarias, comerciales y regulatorias aplicables. Este puede ser integrado con un operador de red o puro. (Resolución CREG 024 de 1995 y Resolución CREG 108 de 1997).
- **Componente de generación - G -:** componente del Costo Unitario de Prestación del Servicio que remunera el costo de compra de energía por parte del comercializador para atender la demanda regulada. Su comportamiento depende, entre otros factores, de los contratos de energía, la exposición a bolsa, los mecanismos de compra y las condiciones del mercado. (Resolución CREG 119 de 2007, componente G; Resolución CREG 101 002 de 2022, que modificó la fórmula para el cálculo del componente de generación; y Resolución CREG 130 de 2019 en lo relacionado con contratación de energía para el mercado regulado).
- **Compras propias:** compras de energía realizadas por un comercializador a generadores o comercializadores con los cuales se encuentra integrado

- verticalmente, tienen el mismo controlante o existe situación de control. Estas compras se encuentran sujetas a los límites establecidos por la regulación vigente para el mercado regulado. (Resolución CREG 130 de 2019, artículo 19 y concordantes. Para los años 2023 a 2026, el límite de compras propias corresponde al 20% de la demanda regulada; a partir de 2027, la regulación prevé una reducción adicional conforme a la senda aplicable).
- **Contratos Regulados:** acuerdos comerciales mediante los cuales los agentes pactan la compra y venta de energía eléctrica, incluyendo cantidades, precios, períodos de suministro y demás condiciones aplicables. En el mercado regulado, estos contratos deben cumplir las reglas establecidas por la regulación vigente, particularmente en materia de transparencia, competencia y contratación eficiente. (Resolución CREG 130 de 2019, por la cual se definen los principios, comportamientos y procedimientos que deben cumplir los comercializadores en la celebración de contratos de energía destinados al mercado regulado).
 - **Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU):** costo económico de prestación del servicio de energía eléctrica trasladado al usuario regulado, calculado con base en los componentes tarifarios definidos por la CREG, entre ellos generación, transmisión, distribución, comercialización, pérdidas y restricciones. (Resolución CREG 119 de 2007, artículo 4, modificada por la Resolución CREG 101 028 de 2023).
 - **Demanda comercial:** corresponde a la demanda propia de cada comercializador, más su participación en las pérdidas del SIN y los consumos propios de los generadores. Esta variable se expresa en kilovatio hora - kWh - y permite observar la energía asociada a la operación comercial de los agentes en el mercado. (Resolución CREG 024 de 1995, Anexo A-1, Resolución CREG 082 de 2002, Resolución CREG 119 de 2007, Conceptos CREG relacionados).
 - **Demanda comercial regulada:** energía correspondiente a la demanda atendida por los comercializadores a usuarios regulados. Esta variable resulta relevante para el presente análisis, en tanto permite identificar la participación de los agentes integrados verticalmente en el mercado regulado nacional. (Resolución CREG 119 de 2007, Concepto CREG 0003824 de 2008).
 - **Demanda real:** corresponde a la demanda de los usuarios regulados y no regulados que hacen parte del SIN, sin incluir el consumo asociado al alumbrado

- público. Esta variable se expresa en kWh y permite aproximar el consumo efectivo atendido por los agentes distribuidores o comercializadores en el sistema. (XM-Sinergox, módulo “Demanda Comercial, Real y Pérdidas de Energía”. Como complemento, XM define la demanda de energía del SIN a partir de la generación neta, demanda no atendida, importaciones y exportaciones).
- **Distribuidor u Operador de Red - OR -:** agente responsable de la operación, mantenimiento, expansión y administración de los sistemas de distribución de energía eléctrica, mediante los cuales se transporta la energía desde el Sistema de Transmisión Nacional o Regional hasta los usuarios finales. (Resolución CREG 015 de 2018, Ley 142 de 1994 y Ley 143 de 1994).
 - **Generación real:** es la energía eléctrica efectivamente producida y medida en la frontera comercial de cada recurso de generación durante un período determinado, descontando el consumo propio y ajustada por pérdidas de transformación cuando aplique. Esta variable permite observar la participación efectiva de cada recurso, agente o grupo empresarial dentro de la oferta de energía del sistema. (Concepto CREG 0136 de 2001. Resolución CREG 024 de 1995, Concepto CREG 0021861 de 2002).
 - **Generador:** agente que produce energía eléctrica a partir de recursos de generación hidráulicos, térmicos, solares, eólicos u otras fuentes, y que participa en el MEM de acuerdo con la regulación aplicable. (Concepto CREG 0001262 de 2017, Doc. CREG 0028 de 2020, Doc. CREG 0117 de 2010, Doc. CREG 0028 de 2020, Doc. CREG 0036 de 2020).
 - **Grupo empresarial o situación de control:** relación societaria o económica mediante la cual una empresa matriz, controlante o vinculada puede influir directa o indirectamente en las decisiones empresariales de otra sociedad, de conformidad con lo previsto en el Código de Comercio, el Decreto 2153 de 1992 y la regulación aplicable al sector eléctrico (Código de Comercio, artículos 260 y 261; Ley 222 de 1995, artículos 28 y 30).
 - **Integración vertical:** situación en la cual una misma empresa, grupo empresarial, matriz, subordinada o empresas bajo una misma situación de control participan simultáneamente en más de una actividad de la cadena de prestación del servicio público de energía eléctrica, particularmente en generación, distribución y comercialización. (Ley 143 de 1994, que establece el

- régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad; Resolución CREG 080 de 2019, sobre reglas de comportamiento de mercado; y Resolución CREG 130 de 2019, en materia de contratación de energía para el mercado regulado).
- **Mercado de Energía Mayorista - MEM:** ámbito en el cual se realizan las transacciones comerciales de energía eléctrica entre generadores, comercializadores y demás agentes habilitados, conforme a las reglas definidas por la regulación vigente y administradas por los organismos competentes. (Artículo 11 de la Ley 143 de 1994).
 - **Pérdidas de energía:** corresponden a la diferencia entre la cantidad de energía inyectada al SIN, principalmente desde la generación, y la cantidad de energía que sale del sistema como demanda, de acuerdo con la información registrada mediante lectura de contadores. Esta variable se expresa en kWh y permite identificar la energía no entregada finalmente como consumo medido dentro del sistema. (XM-Sinergox, módulo “Demanda Comercial, Real y Pérdidas de Energía”. Para efectos tarifarios, el reconocimiento de pérdidas dentro del CU se encuentra asociado al componente PR previsto en la fórmula tarifaria de la Resolución CREG 119 de 2007).
 - **Precio de bolsa:** precio resultante de las transacciones de energía en el mercado de corto plazo, el cual refleja las condiciones de oferta y demanda del sistema para un período determinado. Este precio puede incidir en el componente de generación de la tarifa, especialmente cuando los comercializadores tienen exposición al mercado de corto plazo. (Resolución CREG 024 de 1995, que reglamenta los aspectos comerciales del Mercado Mayorista de Energía en el SIN, incluyendo reglas de liquidación de transacciones en bolsa).
 - **Sistema Interconectado Nacional - SIN:** el SIN es el sistema compuesto por las plantas y equipos de generación, la red de interconexión nacional, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios, todos conectados entre sí para atender la demanda nacional de energía eléctrica. Esta definición se encuentra en la Ley 143 de 1994 y ha sido reiterada en múltiples resoluciones de la CREG y documentos regulatorios. (Ley 143 de 1994, artículo 11, Resolución CREG 025 de 1995, Resolución CREG 070 de 1998).

- **Usuario Regulado:** usuario final sujeto al régimen tarifario regulado, cuyo costo de prestación del servicio se determina conforme a las fórmulas tarifarias y metodologías establecidas por la CREG. (Artículo 11 de la Ley 143 de 1994).



Superservicios



4.

**Descripción
metodología**

4. DESCRIPCIÓN METODOLOGÍA

4.1 Metodología General aplicada.

Para la construcción de la base de análisis se utilizó información disponible en la plataforma oficial de XM, Sinergox, consultada durante los meses de enero y febrero de 2026, a través del módulo de análisis multidimensional habilitado en dicha plataforma para ese momento. La información fue descargada con periodicidad mensual, discriminada por año, mes y código XM asignado a cada agente del mercado, con el fin de contar con una base histórica que permitiera caracterizar la participación de los agentes en las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica.

A partir de los cruces disponibles en Sinergox, se consolidaron variables asociadas a la demanda comercial, demanda real, pérdidas de energía y generación, incluyendo, cuando la información lo permitía, la desagregación por tipo de usuario regulado y no regulado. Esta información fue posteriormente estructurada y depurada para garantizar la consistencia de los registros, la identificación de los agentes y la organización de las variables necesarias para el análisis.

En una etapa posterior, los códigos XM fueron homologados con los códigos de la SSPD, tomando como referencia el Número de Identificación Tributaria - NIT - registrado en las bases institucionales y los nombres de los agentes reportados en las bases del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales - ASIC -. Este proceso permitió depurar identificadores, validar nombres de agentes y consolidar una base unificada para el análisis.

La información fue complementada con fuentes institucionales adicionales, entre ellas el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos Domiciliarios - RUPS -, para identificar las actividades registradas por cada prestador; el formato TC1, para establecer el número de usuarios regulados atendidos; y la información societaria disponible, con el propósito de identificar posibles relaciones de control, grupo empresarial o situaciones relevantes para el análisis de integración vertical.

Con base en lo anterior, se clasificaron las empresas según las actividades desarrolladas dentro de la cadena de prestación del servicio público de energía

eléctrica, diferenciando entre agentes generadores, comercializadores, distribuidores-comercializadores, generadores-comercializadores y empresas con participación simultánea en generación, distribución y comercialización. Esta clasificación permitió identificar el universo preliminar de empresas integradas verticalmente, así como aquellas que, aun cuando no desarrollan directamente todas las actividades en una misma sociedad, hacen parte de un mismo grupo empresarial o se encuentran bajo una misma situación de control.

Posteriormente, se construyó el universo de análisis a partir de las empresas integradas verticalmente o pertenecientes a grupos empresariales relevantes, considerando su participación en la demanda regulada nacional, su participación en la generación y la disponibilidad de información para el análisis tarifario y financiero. Este ejercicio permitió seleccionar los grupos empresariales y mercados sobre los cuales se profundizará el análisis.

Adicionalmente, se realizó un análisis histórico de los principales hitos societarios, administrativos, regulatorios o de control identificados para cada empresa o grupo empresarial seleccionado. Este análisis permite contextualizar la evolución de la integración vertical y contar con referencias temporales para observar posibles cambios en el comportamiento tarifario, financiero o de mercado. Cuando la información disponible lo permita, estos hitos podrán utilizarse como puntos de referencia para comparar períodos antes y después de eventos relevantes.

Finalmente, con base en el universo de análisis y las fechas de corte definidas, se desarrolla el análisis tarifario y financiero, considerando la evolución de los principales componentes del CU de Prestación del Servicio, tales como generación - G, comercialización - C, distribución - D, pérdidas - PR y restricciones - R, según la disponibilidad de información.



Figura 1. Diagrama de flujo de la metodología.
Fuente: Elaboración propia.

4.2 Generalidades

De acuerdo con el marco normativo vigente, el artículo 298 de la Ley 1955 de 2019 permite la integración vertical en el mercado de energía eléctrica y amplía su alcance a las empresas que pertenezcan a un mismo grupo empresarial o que se encuentren bajo una misma situación de control. En consecuencia, las empresas integradas verticalmente o que compartan un mismo controlante se encuentran sujetas a las disposiciones y limitaciones establecidas en la Resolución CREG 130 de 2019.

En particular, el artículo 18 de la mencionada resolución, denominado “Límite de compras propias”, establece que, a partir del 1 de enero de 2027, los comercializadores de energía no podrán celebrar contratos con generadores o comercializadores que se encuentren integrados verticalmente o bajo un mismo controlante, cuando dichas compras superen el 10% de su demanda regulada.

De igual forma, el artículo 19 de la Resolución CREG 130 de 2019 establece una senda de transición para alcanzar el límite del 10% a partir del año 2027, la cual se resume de la siguiente manera:

Tabla 6. Senda de transición límite Compras propias.

AÑOS	Compras propias Comercializador / Demanda Regulada
2020 - 2021	50%
2022	40%
2023 - 2026	20%
2027 - En adelante	10%

Fuente: Artículo 19 de la Res. CREG 130 de 2019

En este sentido, resulta necesario identificar las empresas que se encuentran integradas verticalmente o que hacen parte de un mismo grupo empresarial, toda vez que dichas entidades se encuentran sujetas a las restricciones y límites establecidos en la regulación mencionada.

Para definir las empresas integradas verticalmente o que hacen parte de un mismo grupo empresarial o situación de control, se utilizaron los siguientes criterios:

- **Demanda regulada:** el prestador debe atender demanda regulada.
- **Integración vertical:** corresponde a las empresas comercializadoras que tienen inscritas en el RUPS, de manera simultánea, las actividades de comercialización, distribución y generación, o las actividades de comercialización y generación.
- **Grupo empresarial o situación de control:** de conformidad con el artículo 3 de la Resolución CREG 080 de 2019, una empresa se encuentra en situación de control de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 4 del artículo 45 del Decreto 2153 de 1992, el cual establece que:

“se entiende como situación de control la posibilidad de influenciar directa o indirectamente la política empresarial, la iniciación o terminación de

la actividad de la empresa, o la disposición de los bienes o derechos esenciales para el desarrollo de la misma. Así mismo, hay situación de control en la relación entre la matriz y sus subordinadas (filiales y subsidiarias) en los términos señalados en los artículos 260 y 261 del Código de Comercio”.

En este sentido, las relaciones de control, influencia significativa o control conjunto permiten identificar vínculos societarios y económicos relevantes para efectos del análisis de integración vertical y posibles situaciones de control, de acuerdo con los niveles de participación y capacidad de influencia definidos en la normatividad aplicable. En términos generales, estas relaciones pueden clasificarse de la siguiente manera:

Tabla 7. Relación del tipo de inversión, porcentaje en la sociedad y concepto.

Tipo de Inversión	% en la Sociedad	Concepto
Subsidiaria – Filial	> 50%	Control
Asociada	20% - 50%	Influencia significativa
Negocio conjunto	Variable	Control conjunto

Fuente: NIIF 10, NIC 28 y NIIF 11, compiladas en el Anexo 1 Decreto 2420 de 2015.

4.3 Selección de las Empresas

Para establecer las empresas que se encuentran integradas verticalmente, de acuerdo con los criterios anteriormente definidos, se utiliza la información contenida en el RUPS, con el objeto de identificar las actividades registradas como operativas y la participación accionaria entre distintas sociedades prestadoras de servicios públicos¹.

Adicionalmente, se utiliza el aplicativo Sinergox para determinar la demanda regulada atendida por cada agente, medida en kWh, y el formato TC1 para establecer el número de usuarios regulados atendidos por cada prestador. Con fundamento en los criterios anteriormente definidos, se establece de manera preliminar para el año 2025, el

¹ Los negocios conjuntos, al no tener una regla práctica sobre la participación accionaria, se tomarán en cuenta de acuerdo a la información disponible por otros medios o herramientas como los procesos de evaluación integral, visitas de inspección y demás fuentes que informen sobre este tipo de negocios en particular.

universo de empresas con posibles condiciones de integración vertical o vínculos societarios relevantes para efectos regulatorios:

*Tabla 8. Relación entre actividades, prestadores y demanda regulada. Fuente: SUI – Sinergox.
Elaboración propia.*

ACTIVIDADES	UNIVERSO	DEMANDA REGULADA - kWh	%
GENERACIÓN	4	-	0%
COMERCIALIZACIÓN	2	288.868.432	1%
DISTRIBUCIÓN - COMERCIALIZACIÓN	3	9.374.470.259	16%
GENERACIÓN - COMERCIALIZACIÓN	3	1.531.787.378	3%
GENERACIÓN - DISTRIBUCIÓN - COMERCIALIZACIÓN	9	17.726.652.106	31%
GENERACIÓN - TRANSMISIÓN - DISTRIBUCIÓN - COMERCIALIZACIÓN	6	15.787.980.454	27%
SUBTOTAL INTEGRADAS VERTICALMENTE	27	44.709.758.629	78%
Otras empresas	341	12.829.876.175	22%
TOTAL EMPRESAS	368	57.539.634.805	100%

A continuación, se presentan las 27 empresas organizadas por grupo empresarial²:

Tabla 9. Prestadores integrados verticalmente por grupo empresarial.

EMPRESA	DEMANDA REGULADA		GENERACIÓN		GRUPO EMPRESARIAL
	2025 – (kWh)	%	2025 – (kWh)	%	
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	691.372.850	1%	-	0%	PROMIGAS S.A. E.S.P.
CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S.A. EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS	-	0%	-	0%	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	783.714.837	1%	158.618.210	0%	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	1.158.310.724	2%	4.341.955	0%	Ministerio de Hacienda y Crédito Público

² Cuatro empresas no presentan un grupo empresarial definido de acuerdo con la metodología realizada.

EMPRESA	DEMANDA REGULADA		GENERACIÓN		GRUPO EMPRESARIAL
	2025 – (kWh)	%	2025 – (kWh)	%	
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	826.163.752	1%	3.130.130	0%	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. ESP	11.791.910	0%	249.121.683	0%	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
EMPRESA URRÁ S.A. E.S.P.	-	0%	1.743.832.257	2%	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.	268.764.757	0%	-	0%	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	-	0%	1.983.757.157	2%	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	10.934.815.010	19%	16.307.804.491	20%	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.
Enel X Colombia SAS ESP	199.999.112	0%	-	0%	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. BIC BENEFICIO E INTERÉS COLECTIVO	271.966	0%	-	0%	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDÍO S.A.E.S.P.	480.291.857	1%	-	0%	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	2.454.180.011	4%	-	0%	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	7.920.963.069	14%	24.939.584.071	31%	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP	1.783.768.744	3%	-	0%	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	8.625.413.646	15%	-	0%	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	2.479.020.900	4%	24	0%	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	2.734.841.358	5%	5.154.231.121	6%	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.

EMPRESA	DEMANDA REGULADA		GENERACIÓN		GRUPO EMPRESARIAL
	2025 – (kWh)	%	2025 – (kWh)	%	
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	175.281.982	0%	67.081.169	0%	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.
ENERBIT S.A.S E.S.P.	88.869.320	0%	-	0%	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.
TERMOELÉCTRICA EL TESORITO S.A.S ESP	-	0%	-	0%	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.
PARQUE SOLAR ANDRÓMEDA I S.A.S. E.S.P.	-	0%	-	0%	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS	893.955.306	2%	24.451.625	0%	Sin Grupo Económico en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A-E.S.P.	9.400.673	0%	28.607.866	0%	
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	668.571.377	1%	88.157.715	0%	
VATIA S.A.S. E.S.P.	1.519.995.468	3%	192.126.800	0%	

Fuente: SUI – Sinergox. Elaboración propia.

Por orden de participación en el mercado regulado nacional, se presentan los grupos empresariales:

Tabla 10. Grupo empresarial, demanda regulada y generación.

GRUPO EMPRESARIAL	DEMANDA REGULADA	%	GENERACIÓN	%
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	21.264.889.293	37%	24.939.584.071	31%
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	11.134.814.122	19%	16.307.804.491	20%
Sin Grupo Empresarial	3.091.922.824	5%	333.344.006	0%
Ministerio de Hacienda y Crédito Público	3.048.745.980	5%	4.142.801.393	5%
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	2.998.992.660	5%	5.221.312.290	6%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI	2.479.020.900	4%	24	0%
PROMIGAS S.A. E.S.P.	691.372.850	1%	-	0%
TOTAL	44.709.758.629	78%	50.944.846.275	63%

Fuente: SUI – Sinergox. Elaboración propia.

4.4 Descripción de las Empresas seleccionadas

Debido a las diferencias significativas entre los sistemas eléctricos en cada país, en términos de la estructura de cada mercado eléctrico, la infraestructura física y los mecanismos regulatorios entre otros, a la hora de evaluar los modelos de servicios públicos integrados verticalmente es importante entender que no existe una regla

general sobre lo bueno y lo malo de adoptar, persistir y/o volver o no, a modelos integrados verticalmente.

En el panorama actual con la incursión de fuentes renovables no convencionales dentro de la matriz energética, aparece la necesidad de distintos enfoques y soluciones a los tradicionales a lo largo del sector eléctrico y el marco institucional respectivo. Esto debido a la complejidad tecnológica asociada a la integración de fuentes renovables variable como la energía solar o la energía eólica, las cuales poseen características únicas tanto técnicas como no técnicas, en un sistema tecnológico altamente complejo como el sector eléctrico. Entre los desafíos para abordar esta situación se encuentra la modificación de los marcos de política pública, de mercado y regulatorio existentes en el sector, ya sea que estos tiendan hacia mercados competitivos o hacia modelos de servicios públicos más integrados verticalmente.

El marco económico que sustentó la fragmentación de la cadena de prestación del servicio público de energía eléctrica planteó la liberalización de un mercado competitivo para la actividad de generación. No obstante, dicha fragmentación no garantiza por sí misma la seguridad del suministro, para lo cual ha sido y continúa siendo esencial incluir mecanismos que incentiven la capacidad local de generación y la expansión de la infraestructura del sistema eléctrico. Asimismo, la incorporación creciente de fuentes renovables variables y la búsqueda de balances entre esquemas centralizados y descentralizados de generación, elementos centrales de la transición energética, plantean desafíos que los diseños de mercado y los marcos regulatorios derivados de dicho enfoque no contemplaron plenamente en su concepción original, por lo que su revisión resulta relevante para no obstruir o ralentizar la transición energética.

El presente segmento tiene por objeto describir particularidades de las empresas verticalmente integradas con mayor demanda regulada atendida y capacidad de generación y presentar el comportamiento del costo unitario en la tarifa de cada una de las empresas que abarca el ejercicio.

4.4.1 CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.

En el departamento del Valle del Cauca, en 1940, la sociedad que maneja las plantas de generación hidráulica La Rivera y El Rumor cambia su nombre a Compañía de Electricidad de Tuluá S. A. En 1945, el movimiento ciudadano motivó a la dirigencia

regional del Valle del Cauca a exigir soluciones a los problemas de continuidad en la prestación del servicio de energía eléctrica, lo cual culminó con el Estado tomando el control de la empresa, suceso que incentivó años después, la creación de Empresas Públicas de Cali - Emcali - que asumió el servicio de energía en la ciudad de Cali y la Compañía Colombia de Electricidad asumió el servicio en otros municipios.

Con la el Decreto 3110 de 1954, se crea la Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca - CVC -, empresa pública que se centra en desarrollar un programa de centrales hidroeléctricas y canales de irrigación en el departamento, desarrollando proyectos que actualmente de propiedad de CELSIA, como las plantas de Generación Alto Anchicayá (1974), Bajo Anchicayá (1955), Calima (1965) y Salvajina (1985). En 1958, entra en operación la planta de generación térmica Termoeléctrica de Yumbo que después de completar su vida útil es desmontada y actualmente, el predio de la térmica es empleado por CELSIA para el proyecto Celsia Solar Yumbo. En 1992, entra en operación el centro de control del sistema eléctrico del departamento.

Mediante el Decreto 1275 de 1994, se fragmentó la CVC, creando la Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P., - EPSA -, empresa integrada verticalmente, con las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica, como una empresa pública que migra en 1995 a tener una composición accionaria mixta. En 1998, EPSA toma control accionario sobre Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P. - CETSA -.

En el departamento del Tolima, en 1951, se crea la empresa Centrales Eléctricas del Tolima S.A., como una sociedad anónima prestadora de servicios públicos, constituida por acciones, de capital mixto. La empresa desarrolla una serie de centrales hidráulicas para prestar el servicio de energía. En 1971, cambió su razón social a Electrificadora del Tolima S.A. E.S.P., pero mantuvo su constitución como una sociedad anónima de economía mixta. Bajo el marco normativo derivado de la Constitución de 1991, en 1995, la empresa cambia de nuevo su razón social a Electrificadora del Tolima S.A. E.S.P. - ELECTROLIMA -, manteniéndose como una sociedad anónima, clasificada legalmente como una sociedad de economía mixta.

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios ordenó la toma de posesión de ELECTROLIMA mediante Resolución No. 001398 de 16 de enero de 2002. En 2006, la

empresa es vendida mediante el sistema de subasta en una audiencia pública al consorcio Empresa de Energía del Combeima - Enertolima -.

En 2007, la empresa Colinversiones empieza a invertir en el sector eléctrico con la adquisición de la planta de generación térmica Termoflores. Posteriormente, en 2009 adquirió acciones de EPSA. Finalmente, en 2012, Colinversiones cambia su nombre a CELSIA y en 2015 se integran administrativamente CELSIA y EPSA. En 2018, CELSIA, siendo la matriz controlante de EPSA, a través de EPSA compra Enertolima.

En resumen, participando actualmente en los dominios de generación, transmisión, distribución y comercialización, y creada más de dos décadas después de la creación del marco normativo que habilita e incentiva la fragmentación de la cadena asociada a la prestación del servicio público de energía eléctrica en Colombia, CELSIA es una empresa que está integrada verticalmente y además tiene una integración horizontal, a partir de la adquisición de empresas público-privadas o privadas que a su vez estaban integradas verticalmente.

4.4.2 ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.

En Santafé de Bogotá, actual Bogotá, D.C., la prestación del servicio de energía eléctrica empezó por medio de empresas privadas, al igual que otras partes del mundo, antes de que los Estados decidieron considerar el servicio de energía eléctrica como un servicio público. En 1896 se crea la empresa privada Samper Brush y Compañía, que desarrolla un sistema de alumbrado en vías de la ciudad y cambia su nombre a Compañía de Energía Eléctrica de Bogotá.

En 1927, la empresa se fusiona con las Empresas Unidas de Energía Eléctrica. En 1959, la administración de la ciudad toma el control de la empresa cambiando su nombre a Empresa de Energía de Bogotá - EEB -. En 1980, la EEB incorpora en su portafolio el servicio domiciliario de gas natural. En 1992, con retraso y en medio de la crisis energética que desencadenó en apagones programados entra en operación la central hidroeléctrica de El Guavio.

En 1997 se da la fragmentación de la Empresa de Energía de Bogotá. Se crean las empresas Emgesa (generación) y Codensa (distribución y comercialización). La EEB continúa con la actividad de transmisión. En 2006, Emgesa compra la central hidráulica

de Betania. En 2009, ENEL compra Endesa que incluye Codensa. Ese mismo año, en conjunto Grupo de Energía de Bogotá y ENEL a través de Codensa empiezan a operar Empresa de Energía de Cundinamarca.

En 2012, Codensa y Empresa de Energía de Cundinamarca se fusionaron. En 2015, entra en operación la central hidroeléctrica El Quimbo. En 2017, ENEL aumentó su control sobre Emgesa. Finalmente, en 2022, Emgesa, Codensa y Enel Green Power se fusionan y conforman ENEL.

ENEL actualmente es una empresa con integración vertical, a partir de la adquisición de empresas de distintos dominios de la cadena participando actualmente en generación, distribución y comercialización.

4.4.3 EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.

En 1895, en la ciudad de Medellín, se crea la Compañía Antioqueña de Instalaciones Eléctricas como una empresa mixta conformada por el Departamento, el Municipio y particulares. El servicio de energía eléctrica se empezó a suministrar en 1898 por la compañía a través de un alumbrado público. En 1920, el municipio de Medellín toma el control de los diferentes servicios públicos existentes en la ciudad, incluyendo la Compañía Antioqueña de Instalaciones Eléctricas. Para 1932, el lote de generación de 1,4 MWh de hidráulicas y una planta de vapor. La demanda de la ciudad en el momento como su ritmo de expansión no consumía tanta energía, las tarifas se bajaron con el fin de estimular el consumo. Dos décadas después, en 1953 frente a un desborde de la demanda, y para amortiguar deudas, fue necesario elevar las tarifas.

En 1954 se crearon las Empresas Públicas de Medellín, E.S.P. - EPM - como una empresa integrada verticalmente de distintos servicios públicos domiciliarios en la ciudad de Medellín, de propiedad pública con un estatuto de autonomía. Con el fin de evitar la duplicidad de funciones, EPM se ocupaba principalmente de la generación y la empresa Electrificadora de Antioquia se ocupa de la construcción de las líneas de transmisión y distribución en la región, excepto en Medellín y algunas zonas aledañas, donde EPM lleva a cabo también la transmisión y la distribución. Después de la creación de la empresa Interconexión Eléctrica S.A. - ISA - en 1967, EPM participa limitándose al mínimo estatutario en grandes proyectos de generación como Chivor y San Carlos.

En los años siguientes EPM continúa con la expansión local del lote de generación, en 1979 entra en operación Guadalupe II, en 1985 Guatapé IV y Playas en 1988. En 1994, entra en operación la central hidroeléctrica La Tasajera asociada al embalse Riogrande II con retraso y después de la crisis energética que desencadenó en apagones programados (en 1992).

Con el nuevo marco regulatorio derivado de la Constitución de 1991 y las Leyes 142 y 143 de 1994, EPM mantuvo su estatus de empresa pública y verticalmente integrada para la prestación de servicio público domiciliario de energía eléctrica.

En 2003, se convierte en la casa matriz de la Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. - CHEC - y la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. - EDEQ -. En 2009, se convierte en la casa matriz de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. - ESSA -. En 2020, se convierte en la casa matriz de Caribemar de la Costa S.A.S. E.S.P. - AFINIA -.

EPM es una empresa integrada verticalmente, desde el inicio de su creación y adicionalmente se ha integrado con otras empresas de forma horizontal y verticalmente.

Tabla 11. Hitos en la integración vertical. Elaboración propia.

Grupo empresarial	Empresa o mercado asociado	Hito relevante identificado	Año de Integración Relevante	Observación Resumida.
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	EPSA / mercado Valle del Cauca	Integración administrativa entre Celsia y EPSA	2015	Momento en que se consolida administrativamente la operación Celsia-EPSA.
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	Enertolima / mercado Tolima	Compra de Enertolima a través de EPSA	2018	Este hito resulta relevante incluyendo el comportamiento tarifario del mercado Tolima, dado que marca la incorporación de Enertolima al grupo empresarial.

Grupo empresarial	Empresa o mercado asociado	Hito relevante identificado	Año de Integración Relevante	Observación Resumida.
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	Bogotá-Cundinamarca / Enel Colombia	Fusión de Emgesa, Codensa y Enel Green Power	2022	Hito que consolida en una misma sociedad las actividades de generación, distribución y comercialización. Para el análisis tarifario puede considerarse 2023 como primer año completo posterior a la fusión.
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	EPM matriz / mercado Antioquia	Creación de EPM como empresa integrada verticalmente	1954	En este caso, la integración vertical corresponde a una condición histórica de la empresa. Se analiza la información en comparación a las empresas comercializadoras que participan en la misma zona o ADD.
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	CHEC y EDEQ	EPM se convierte en casa matriz de CHEC y EDEQ	2003	Incorporación de estas empresas al grupo EPM.
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	ESSA	EPM se convierte en casa matriz de ESSA	2009	Mercado Santander - vinculación al grupo EPM.
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	Afinia / Caribe Mar	EPM se convierte en casa matriz de Afinia	2020	Caribe Mar: incorporación reciente dentro del grupo EPM.

Fuente: Elaboración propia.



Superservicios



5.

**Análisis del
estado financiero**

5. ANÁLISIS DEL ESTADO FINANCIERO

A la fecha de elaboración del presente informe, y de conformidad con lo establecido en la Resolución SSPD No. 20261000382725 del 7 de mayo de 2026, mediante la cual se fijaron los plazos para el cargue de la información financiera anual con corte al 31 de diciembre de 2025, el término máximo para el reporte de dicha información, de acuerdo con el último dígito del ID de cada prestador, venció el 28 de mayo de 2026.

Adicionalmente, una vez la información es reportada por los prestadores, esta es sometida a un proceso de estabilización, validación y control de calidad por parte de la Superintendencia, con el fin de verificar su consistencia, integridad y cumplimiento de los criterios técnicos establecidos para su posterior utilización en las actividades de inspección, vigilancia y control. En consecuencia, al momento de la elaboración del presente documento, la información financiera anual certificada y dictaminada correspondiente al ejercicio 2025 no se encontraba disponible en su totalidad ni había culminado el proceso de validación institucional.

Por lo anterior, la caracterización financiera incluida en este informe se elaboró con base en la información reportada trimestralmente por los prestadores a través del formato denominado Información Financiera Especial (IFE), remitida al Sistema Único de Información (SUI) mediante archivos XBRL, conforme a lo dispuesto en la Resolución SSPD No. 20201000055775 del 3 de diciembre de 2020. Esta fuente de información permite contar con información financiera periódica, homogénea y suficientemente representativa para el análisis sectorial y la evaluación de tendencias financieras.

Es importante señalar que la información consolidada a partir de los reportes IFE no corresponde a información financiera certificada ni dictaminada por revisor fiscal, por lo que eventualmente pueden presentarse diferencias frente a los estados financieros anuales certificados y dictaminados. No obstante, con fundamento en la experiencia acumulada por esta Superintendencia en el análisis de dicha información, se ha evidenciado que las diferencias identificadas suelen ser poco significativas y no alteran de manera sustancial las conclusiones derivadas de los ejercicios de caracterización financiera. En tal sentido, los resultados y análisis presentados en este informe conservan un nivel adecuado de consistencia y comparabilidad respecto de los

obtenidos en ejercicios anteriores elaborados con base en la información financiera anual.

Con el fin de realizar una caracterización financiera de las empresas y los grupos definidos en este documento, se establecieron las siguientes variables:

Tabla 12. Variables e Indicadores para caracterización financiera.

Indicador / Variable	Definición y Fórmula	Interpretación
Activo Corriente	Activos realizables, consumibles o convertibles en efectivo dentro de un período inferior a un año.	Representan los recursos disponibles para financiar la operación y atender compromisos inmediatos.
Activo No Corriente	Activos de largo plazo utilizados en la operación y que no se espera convertir en efectivo dentro de un año.	Representan la base de inversión y capacidad productiva de largo plazo de la empresa.
D.F. / Activo	$(\text{Deuda Financiera} / \text{Activo Total}) \times 100.$	Mide el peso de la deuda financiera dentro de la estructura total de activos.
Deuda Financiera	Préstamos, créditos, bonos y demás obligaciones financieras de corto y largo plazo.	Permite evaluar el nivel de apalancamiento financiero y la exposición al riesgo de crédito.
EBITDA ^{Error!} Bookmark not defined.	Corresponde a la utilidad operacional antes de depreciaciones y amortizaciones. Se calcula como: Utilidad Operacional + Gastos por Depreciación + Gastos por Amortización.	Mide la capacidad de generación de recursos de la operación sin considerar efectos contables asociados al desgaste de activos ni decisiones de financiamiento o tributarias.
Ingresos Operacionales	Corresponde a los ingresos reconocidos por las actividades ordinarias que constituyen el objeto social de la empresa, tales como la generación, transmisión, distribución o comercialización de energía eléctrica.	Refleja la capacidad de la empresa para generar recursos a partir de su actividad principal. Un mayor nivel de ingresos suele indicar una mayor escala de operación.
Margen Neto	$(\text{Utilidad Neta} / \text{Ingresos Operacionales}) \times 100.$	Mide la proporción de los ingresos que finalmente se convierten en utilidad para los propietarios después de considerar todos los costos, gastos e impuestos.
Margen Operacional ^{Error!} Bookmark not defined.	$(\text{EBITDA} / \text{Ingresos Operacionales}) \times 100.$	Indica qué porcentaje de los ingresos operacionales se convierte en resultado operativo antes de depreciaciones y amortizaciones. Un valor más alto sugiere una mayor eficiencia operativa.
N.E. (Nivel de Endeudamiento)	$(\text{Pasivo Total} / \text{Activo Total}) \times 100.$	Mide la proporción de los activos financiada por terceros. Valores

Indicador / Variable	Definición y Fórmula	Interpretación
		elevados implican mayor riesgo financiero.
Pasivo Corriente	Obligaciones y deudas exigibles en un plazo igual o inferior a un año.	Representa compromisos de corto plazo que deben ser cubiertos con recursos corrientes.
Pasivo No Corriente	Obligaciones y deudas con vencimiento superior a un año.	Refleja compromisos financieros de largo plazo y la estructura de financiamiento permanente.
PPyE	Propiedad, Planta y Equipo utilizados para producir bienes o prestar servicios.	Refleja la infraestructura física y capacidad instalada necesaria para generar ingresos.
PPyE / Activo	$(PPyE / \text{Activo Total}) \times 100$.	Indica la intensidad de activos fijos y el nivel de inversión en infraestructura productiva.
Razón Corriente ^{Error!} Bookmark not defined.	Activo Corriente / Pasivo Corriente.	Mide la capacidad de la empresa para atender sus obligaciones de corto plazo con los activos de corto plazo disponibles. Valores superiores a 1 indican, en principio, una adecuada capacidad de pago.
ROE Ajustado ^{Error!} Bookmark not defined.	Se calcula como: $((EBITDA - \text{Intereses} - \text{Impuestos}) / \text{Patrimonio}) * 100$. Corresponde a una medida de rentabilidad patrimonial ajustada utilizada para fines analíticos del presente ejercicio.	Mide la capacidad de la empresa para generar rendimientos sobre el patrimonio a partir de una aproximación al resultado disponible para los propietarios. Valores más altos indican una mayor rentabilidad del capital propio.
Utilidad Neta	Resultado final del ejercicio después de deducir todos los costos, gastos operacionales, gastos financieros, impuestos y demás partidas reconocidas en el estado de resultados.	Refleja la rentabilidad final obtenida por la empresa durante el período analizado.

Elaboración propia.

De igual forma se constituyen los siguientes grupos:

Tabla 13. Grupos Empresariales. *Elaboración propia.*

GRUPO EMPRESARIAL	CRITERIO DE AGRUPACIÓN	ACCIONISTA PRINCIPAL O CONTROLANTE	OBSERVACIONES RELEVANTES
Grupo Nación	Empresas con participación mayoritaria del Gobierno Nacional, directamente o a través de entidades descentralizadas.	Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Ministerio de Minas y Energía e IPSE.	No se incluye a ISA S.A. E.S.P. ni sus subordinadas debido a las restricciones históricas aplicables a las empresas dedicadas a la actividad de transmisión de energía eléctrica. (párrafo 3 del

GRUPO EMPRESARIAL	CRITERIO DE AGRUPACIÓN	ACCIONISTA PRINCIPAL O CONTROLANTE	OBSERVACIONES RELEVANTES
			artículo 167 de la Ley 142 de 1994)
Operadores de Red (OR)	Empresas que ostentan la condición de Operador de Red incumbente en los mercados de comercialización de energía eléctrica.	Estructura accionaria pública, privada o mixta.	Son responsables de la administración, operación, mantenimiento y expansión de los Sistemas de Distribución Local (SDL) en sus respectivos mercados. Se excluye de este grupo los OR que ya hacen parte del Grupo Nación u otros grupos expuestos en el presente documento. Se incluye dentro de este grupo a Empresa EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P.
GRUPO EPM	Empresas controladas directa o indirectamente por Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	Incluye las principales empresas del grupo empresarial con participación en generación, distribución y comercialización de energía.
GRUPO ENEL	Empresas controladas por ENEL Colombia S.A. E.S.P.	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	Incluye las principales empresas del grupo empresarial con participación en generación, distribución y comercialización de energía.
GRUPO CELSIA	Empresas controladas por CELSIA Colombia S.A. E.S.P.	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	Incluye las principales empresas del grupo empresarial con participación en generación, distribución y comercialización de energía.
OTRAS EMPRESAS INTEGRADAS VERTICALMENTE	Empresas que desarrollan simultáneamente actividades de generación, distribución y/o comercialización, sin pertenecer a los grupos empresariales analizados.	Estructura accionaria pública, privada o mixta.	Corresponde a empresas integradas verticalmente que operan de manera independiente respecto de los principales grupos empresariales del sector.

Sobre los grupos conformados se tienen las siguientes observaciones:

- 1- El prestador EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P. se incorpora en el grupo de los operadores de red por presentar una generación marginal.
- 2- El prestador AIR-E S.A.S. E.S.P. la cual es un Operador de Red, se excluye del análisis en razón a que actualmente se encuentra intervenida por esta Superintendencia.
- 3- El prestador EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A-E.S.P., no se tiene en cuenta en el análisis financiero por presentar información incompleta en el aplicativo SUI.
- 4- El prestador PARQUE SOLAR ANDROMEDA I S.A.S. E.S.P., no se tiene en cuenta en el análisis financiero por presentar información incompleta en el aplicativo SUI.
- 5- El prestador CENTRALES ELÉCTRICAS DEL CAUCA S.A. EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS, no se tiene en cuenta en el análisis financiero por presentar información incompleta en el aplicativo SUI.

Las cifras financieras por grupo integrado son las siguientes:

5.1 Grupo EPM

Tabla 14. Cifras financieras del grupo EPM. Fuente: SUI. Elaboración propia. Cifras en millones.

EMPRESA	Ingresos Operacionales	EBITDA	Utilidad Neta	Margen Operacional	Margen Neto	ROE Ajustado	Razón Corriente
EPM	\$ 17.729.825	\$ 7.372.075	\$ 4.566.815	42%	26%	6%	1,4
AFINIA	\$ 5.430.959	-\$ 749.995	-\$ 672.504	-14%	-12%	-28%	2,2
ESSA	\$ 2.130.001	\$ 654.906	\$ 269.428	31%	13%	30%	1,3
CENS	\$ 1.434.551	\$ 333.243	\$ 123.146	23%	9%	29%	1,3
CHEC	\$ 1.217.087	\$ 353.253	\$ 181.578	29%	15%	37%	1,0
EDEQ	\$ 445.597	\$ 121.254	\$ 53.899	27%	12%	27%	1,3
GRUPO EPM	\$ 28.388.020	\$ 8.084.736	\$ 4.522.361	28%	16%	6%	1,4

En términos generales, el Grupo EPM presenta una situación financiera favorable, soportada en una adecuada generación de recursos operacionales y niveles de liquidez consistentes con la naturaleza del negocio. Si bien AFINIA continúa registrando resultados negativos que afectan el desempeño agregado del grupo, estos son compensados por los resultados de las demás empresas. Asimismo, los indicadores reflejan una actividad intensiva en capital, en la que los elevados requerimientos de inversión en infraestructura limitan la rentabilidad ajustada obtenida sobre los recursos

invertidos, aun cuando la operación mantiene una capacidad importante de generación de valor.

Tabla 15. Indicadores del grupo EPM. Fuente: SUI. Elaboración propia. Cifras en millones.

EMPRESA	Activo Corriente	Activo No Corriente	PPyE	Pasivo Corriente	Pasivo No Corriente	Deuda Financiera	N.E.	D.F. / Activo
EPM	\$ 9.061.638	\$ 65.367.400	\$ 39.468.348	\$ 6.704.101	\$ 32.753.465	\$ 26.124.498	53 %	35%
AFINIA	\$ 2.707.512	\$ 4.699.052	\$ 1.918.255	\$ 1.207.477	\$ 3.390.895	\$ 2.606.297	62 %	35%
ESSA	\$ 653.249	\$ 2.260.350	\$ 2.136.884	\$ 501.090	\$ 1.206.165	\$ 1.169.401	59 %	40%
CENS	\$ 512.947	\$ 1.428.700	\$ 1.389.110	\$ 395.575	\$ 901.446	\$ 825.577	67 %	43%
CHEC	\$ 361.951	\$ 1.536.512	\$ 1.342.294	\$ 355.317	\$ 901.154	\$ 789.688	66 %	42%
EDEQ	\$ 172.252	\$ 402.170	\$ 350.183	\$ 134.120	\$ 209.673	\$ 218.345	60 %	38%
GRUPO EPM	\$ 13.469.550	\$ 75.694.184	\$ 46.605.074	\$ 9.297.680	\$ 39.362.799	\$ 31.733.805	55 %	36%

La estructura financiera consolidada del Grupo EPM refleja una operación intensiva en activos de infraestructura, donde la Propiedad, Planta y Equipo constituye el principal soporte de la generación de ingresos y de la prestación del servicio público de energía eléctrica. Los niveles de endeudamiento observados evidencian una dependencia moderada de recursos de terceros para financiar la operación y las inversiones del grupo, sin que se identifiquen señales de sobre-apalancamiento a partir de los indicadores analizados. Asimismo, la relación entre los activos productivos y la deuda financiera permite inferir una capacidad razonable de respaldo patrimonial frente a las obligaciones financieras. Finalmente, la participación de inversiones (participación accionaria en empresas del exterior u otros sectores económicos) y otros activos de largo plazo dentro de la estructura de activos explica buena parte del activo consolidado demostrando un papel activo de EPM como empresa matriz de un grupo empresarial más amplio que el expuesto en este documento.

5.2 Grupo Enel

Tabla 16. Cifras financieras del grupo ENEL. Fuente: SUI. Elaboración propia.

EMPRESA	Ingresos Operacionales	EBITDA	Utilidad Neta	Margen Operacional	Margen Neto	ROE Ajustado	Razón Corriente
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	\$ 14.460.423	\$ 6.419.554	\$ 3.030.007	44%	21%	25%	0,7
Enel X Colombia SAS ESP	\$ 134.673	\$ 7.555	\$ 3.549	6%	3%	32%	1,6

EMPRESA	Ingresos Operacionales	EBITDA	Utilidad Neta	Margen Operacional	Margen Neto	ROE Ajustado	Razón Corriente
GRUPO ENEL	\$ 14.595.096	\$ 6.427.108	\$ 3.033.557	44%	21%	25%	0,7

A diferencia de otros grupos empresariales del sector, los resultados del Grupo ENEL se encuentran altamente concentrados en ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P., compañía que explica prácticamente la totalidad de los ingresos, la generación de recursos operacionales y las utilidades consolidadas. En términos generales, el grupo mantiene una sólida capacidad para generar resultados operacionales y netos, lo que refleja la estabilidad de sus actividades de generación, distribución y comercialización de energía. Si bien los indicadores de liquidez sugieren una mayor dependencia de la gestión eficiente del capital de trabajo, la capacidad de generación de recursos operacionales permite mitigar parcialmente los riesgos asociados a las obligaciones de corto plazo.

Tabla 17. Indicadores del grupo ENEL. Fuente: SUI. Elaboración propia. Cifras en millones.

EMPRESA	Activo Corriente	Activo No Corriente	PPyE	Pasivo Corriente	Pasivo No Corriente	Deuda Financiera	N.E .	D.F. / Activo
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	\$ 3.130.941	\$ 26.716.473	\$ 22.698.169	\$ 4.688.160	\$ 10.563.254	\$ 9.971.291	51 %	33%
Enel X Colombia SAS ESP	\$ 23.379	\$ 7.473	\$ 1.699	\$ 14.500	\$ 2.178	\$ 2.203	54 %	7%
GRUPO ENEL	\$ 3.154.320	\$ 26.723.946	\$ 22.699.868	\$ 4.702.660	\$ 10.565.432	\$ 9.973.494	51 %	33%

La estructura financiera del Grupo ENEL se caracteriza por una elevada concentración en activos productivos asociados a la prestación del servicio de energía eléctrica, lo que evidencia una operación intensiva en infraestructura. En conjunto, la composición de los activos y pasivos permite inferir una posición patrimonial sólida y una capacidad razonable para respaldar las obligaciones financieras mediante la generación futura de ingresos y flujos operacionales.

5.3 Grupo Celsia

Tabla 18. Cifras financieras del grupo CELSIA. Fuente: SUI. Elaboración propia. Cifras en millones.

EMPRESA	Ingresos Operacionales	EBITDA	Utilidad Neta	Margen Operacional	Margen Neto	ROE Ajustado	Razón Corriente
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	\$ 5.024.613	\$ 1.626.192	\$ 426.549	32%	8%	16%	0,7
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	\$ 175.938	\$ 64.251	\$ 40.550	37%	23%	22%	2,8
TERMoeLECTRICA EL TESORITO SAS ESP	\$ 100.080	\$ 63.263	-\$ 2.383	63%	-2%	7%	5,8
ENERBIT SAS ESP	\$ 93.557	-\$ 19.410	-\$ 19.615	-21%	-21%	-49%	0,9
GRUPO CELSIA	\$ 5.394.188	\$ 1.734.296	\$ 445.101	32%	8%	16%	0,8

Los resultados consolidados del Grupo CELSIA reflejan una adecuada capacidad de generación de recursos operacionales, sustentada principalmente en el desempeño de CELSIA Colombia S.A. E.S.P. No obstante, el grupo presenta una mayor heterogeneidad en los resultados de sus compañías en comparación con otros grupos empresariales analizados, evidenciándose pérdidas netas en algunas subsidiarias asociadas a dinámicas particulares de sus modelos de negocio. En el caso de Termoeléctrica El Tesorito S.A.S. E.S.P., los resultados se encuentran influenciados por la estructura de financiación y la etapa de maduración de los activos, en particular el gasto financiero y de depreciación superan el resultado operacional de la compañía arrojando el resultado neto negativo; mientras que en ENERBIT S.A.S. E.S.P., el desempeño estuvo asociado a condiciones desfavorables del mercado de energía versus la planificación realizada por la compañía, en particular el resultado se encuentra afectado por la obtención de excedentes de energía que se comercializaron en el mercado Spot a precios inferiores a los de compra. En conjunto, estos resultados no comprometen la capacidad operativa del grupo, cuyos indicadores consolidados continúan reflejando una adecuada generación de recursos y una posición financiera estable.

Tabla 19. Indicadores del grupo CELSIA. Fuente: SUI. Elaboración propia. Cifras en millones.

EMPRESA	Activo Corriente	Activo No Corriente	PPyE	Pasivo Corriente	Pasivo No Corriente	Deuda Financiera	N.E.	D.F. / Activo
CELSIA COLOMBIANA S.A. E.S.P.	\$ 1.923.637	\$ 11.371.247	\$ 10.216.991	\$ 2.894.619	\$ 5.408.637	\$ 4.435.538	62%	33%
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	\$ 72.824	\$ 156.478	\$ 152.322	\$ 26.216	\$ 9.448	\$ 59	16%	0%
TERMOELÉCTRICA EL TESORITO SAS ESP	\$ 241.733	\$ 703.456	\$ 703.456	\$ 41.750	\$ 618.007	\$ 610.091	70%	65%
ENERBIT SAS ESP	\$ 34.146	\$ 43.648	\$ 43.529	\$ 36.742	\$ -	\$ -	47%	0%
GRUPO CELSIA	\$ 2.272.341	\$ 12.274.828	\$ 11.116.299	\$ 2.999.327	\$ 6.036.091	\$ 5.045.689	62%	35%

La estructura financiera del Grupo CELSIA evidencia una operación intensiva en activos de infraestructura, donde la Propiedad, Planta y Equipo constituye el principal componente del activo consolidado y el soporte fundamental para la generación de ingresos. Si bien el grupo presenta el mayor nivel de endeudamiento general entre los grupos empresariales analizados, una parte relevante de sus obligaciones corresponde a fuentes de financiación distintas de la deuda financiera (proveedores, otros), lo que refleja una estructura de fondeo diversificada.

5.4 Grupo Nación

Tabla 20. Cifras financieras del GRUPO NACIÓN. Fuente: SUI. Elaboración propia. Cifras en millones.

EMPRESA	Ingresos Operacionales	EBITDA	Utilidad Neta	Margen Operacional	Margen Neto	ROE Ajustado	Razón Corriente
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P	\$ 1.138.388	\$ 164.517	\$ 112.746	14%	10%	5%	1,2
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	\$ 951.112	\$ 292.772	\$ 136.369	31%	14%	26%	1,9
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	\$ 944.580	\$ 186.429	\$ 64.660	20%	7%	29%	0,8
GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. ESP	\$ 752.134	\$ 106.754	\$ 34.977	14%	5%	9%	1,0
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	\$ 724.170	\$ 122.962	\$ 25.988	17%	4%	21%	1,2
EMPRESA URRRA S.A. E.S.P.	\$ 450.157	\$ 119.702	\$ 48.195	27%	11%	5%	1,9
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	\$ 206.861	\$ 11.579	-\$ 130	6%	0%	4%	1,2
GRUPO NACIÓN	\$ 5.167.401	\$ 1.004.714	\$ 422.804	19%	8%	11%	1,2

Al consolidar las empresas con participación mayoritaria de la Nación, se observa un grupo empresarial con resultados operacionales positivos y una adecuada capacidad de generación de recursos, sin que se identifiquen pérdidas operacionales en las compañías analizadas. La única empresa que registra un resultado neto negativo es DISPAC, situación asociada principalmente a la incidencia de gastos financieros sobre el resultado del ejercicio y no a deficiencias en la operación del negocio. A diferencia de otros grupos empresariales del sector, el Grupo Nación presenta una estructura más diversificada, sin una compañía que concentre de manera significativa los resultados consolidados, lo que contribuye a distribuir los riesgos operativos y financieros entre sus diferentes empresas. En conjunto, los resultados reflejan el cumplimiento de los objetivos estratégicos asociados a la prestación del servicio público de energía eléctrica en distintas regiones del país.

Tabla 21. Indicadores del GRUPO NACIÓN. Fuente: SUI. Elaboración propia. Cifras en millones.

EMPRESA	Activo Corriente	Activo No Corriente	PPyE	Pasivo Corriente	Pasivo No Corriente	Deuda Financiera	N.E .	D.F. / Activo
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P	\$ 853.285	\$ 2.592.772	\$ 216.254	\$ 703.208	\$ 1.285.171	\$ 1.165.545	58 %	34%
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	\$ 381.246	\$ 750.265	\$ 669.113	\$ 205.213	\$ 313.672	\$ 181.528	46 %	16%
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	\$ 253.189	\$ 642.436	\$ 612.581	\$ 332.230	\$ 181.830	\$ 155.007	57 %	17%
GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. ESP	\$ 275.329	\$ 657.787	\$ 616.660	\$ 282.678	\$ 62.392	\$ 78.765	37 %	8%
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	\$ 266.518	\$ 607.242	\$ 519.488	\$ 216.796	\$ 275.674	\$ 238.889	56 %	27%
EMPRESA URRRA S.A. E.S.P.	\$ 231.731	\$ 1.545.902	\$ 1.477.349	\$ 121.236	\$ 152.659	\$ 46.929	15 %	3%
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	\$ 222.685	\$ 163.229	\$ 159.115	\$ 189.615	\$ 30.244	\$ 27.886	57 %	7%
GRUPO NACIÓN	\$ 2.483.984	\$ 6.959.633	\$ 4.270.559	\$ 2.050.975	\$ 2.301.642	\$ 1.894.549	46 %	20%

La estructura financiera del Grupo Nación evidencia menores niveles de endeudamiento financiero en comparación con los demás grupos empresariales analizados, así como

una mayor participación de activos corrientes dentro de la composición del activo, particularmente de las cuentas por cobrar. Esta característica se refleja en una razón corriente superior a la observada en otros grupos empresariales; sin embargo, también implica una mayor exposición a riesgos asociados con la recuperación y calidad de la cartera. Asimismo, aunque la Propiedad, Planta y Equipo continúa siendo un componente relevante de la estructura de activos, su participación relativa es inferior a la observada en grupos con una mayor concentración en actividades de generación y distribución. En conjunto, la composición de los activos y pasivos muestra una menor dependencia de la financiación financiera y una mayor participación de activos corrientes frente a los grupos empresariales analizados previamente.

5.5 Otras Empresas Integradas Verticalmente³

Tabla 22. Cifras financieras de otras empresas. Fuente: SUI. Elaboración propia. Cifras en millones.

EMPRESA	Ingresos Operacionales	EBITDA	Utilidad Neta	Margen Operacional	Margen Neto	ROE Ajustado	Razón Corriente
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	\$ 1.099.566	\$ 207.018	\$ 89.292	19%	8%	43%	1,2
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. ESP.	\$ 1.076.229	\$ 467.984	\$ 237.274	43%	22%	10%	2,6
VATIA S.A. E.S.P.	\$ 822.482	\$ 71.899	\$ 30.428	9%	4%	35%	0,9
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	\$ 820.021	\$ 207.996	\$ 42.257	25%	5%	63%	1,4

Las empresas integradas verticalmente analizadas presentan resultados operacionales positivos y márgenes de rentabilidad heterogéneos, asociados a las particularidades de sus modelos de negocio y estructuras de costos. Dentro del grupo, se destaca la Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P. (CEO) por registrar la mayor rentabilidad ajustada observada entre las empresas analizadas, situación que coincide con una estructura de financiación caracterizada por una elevada participación de recursos de terceros, en particular, CEO presenta un endeudamiento financiero del 71% en el cual una tercera parte corresponde a endeudamiento con partes relacionadas. Por su parte, VATIA S.A. E.S.P. presenta márgenes inferiores a los observados en las demás empresas del grupo, reflejando las condiciones particulares de su operación. En conjunto, los resultados evidencian la coexistencia de modelos de negocio con perfiles de rentabilidad y riesgo diferenciados dentro del segmento de empresas integradas verticalmente.

³ Corresponde a las empresas que se encuentran integradas verticalmente pero no presentan más empresas que presten el servicio público de energía eléctrica domiciliaria en el territorio colombiano.

Tabla 23. Indicadores de otras empresas. Fuente: SUI. Elaboración propia. Cifras en millones.

EMPRESA	Activo Corriente	Activo No Corriente	PPyE	Pasivo Corriente	Pasivo No Corriente	Deuda Financiera	N.E .	D.F. / Activo
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	\$ 168.693	\$ 456.427	\$ 309.603	\$ 141.091	\$ 202.962	\$ 159.842	55 %	26%
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. ESP	\$ 426.120	\$ 3.233.855	\$ 934.700	\$ 165.609	\$ 494.216	\$ 381.251	18 %	10%
VATIA S.A. E.S.P.	\$ 241.228	\$ 256.327	\$ 112.001	\$ 261.785	\$ 134.374	\$ 40.389	80 %	8%
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S.E.S.P.	\$ 523.519	\$ 856.104	\$ 63.087	\$ 375.067	\$ 874.070	\$ 984.624	91 %	71%

La estructura financiera presenta diferencias significativas entre compañías, observándose niveles de endeudamiento que varían desde esquemas de financiación con una participación relativamente baja de pasivos hasta estructuras con una dependencia considerable de recursos de terceros. En particular, CEO registra el mayor nivel de endeudamiento del grupo, destacándose además la participación de obligaciones con partes relacionadas dentro de su estructura de financiación. Asimismo, la distribución de dividendos observada en los últimos períodos limita la acumulación de recursos patrimoniales y la reducción acelerada de las obligaciones financieras. Por otra parte, VATIA S.A. E.S.P. presenta niveles de endeudamiento asociados principalmente a pasivos derivados de la operación del negocio eléctrico, entre ellos obligaciones relacionadas con la opción tarifaria, mecanismos de financiación sectorial y provisiones asociadas a la prestación del servicio. Estas diferencias reflejan estrategias de financiación y estructuras patrimoniales distintas entre las empresas analizadas.

5.6 Grupo Operadores De Red

Tabla 24. Cifras financieras del GRUPO OPERADORES DE RED. Fuente: SUI. Elaboración propia. Cifras en millones.

EMPRESA	Ingresos Operacionales	EBITDA	Utilidad Neta	Margen Operacional	Margen Neto	ROE Ajustado	Razón Corriente
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	\$ 3.493.805	\$ 236.744	\$ 418.887	7%	12%	1%	1,6
RUITOQUE S.A. E.S.P.	\$ 454.917	\$ 7.623	\$ 2.631	2%	1%	7%	1,2
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP	\$ 421.380	\$ 26.785	\$ 2.312	6%	1%	6%	0,8

EMPRESA	Ingresos Operacionales	EBITDA	Utilidad Neta	Margen Operacional	Margen Neto	ROE Ajustado	Razón Corriente
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP	\$ 259.711	\$ 33.479	\$ 4.297	13%	2%	32%	0,9
EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA	\$ 252.983	\$ 13.977	\$ 20.657	6%	8%	3%	2,9
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP	\$ 136.606	\$ 14.160	\$ 4.854	10%	4%	17%	1,5
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	\$ 88.509	\$ 9.569	\$ 4.174	11%	5%	9%	2,0
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE SA ESP	\$ 82.711	-\$ 1.274	\$ 875	-2%	1%	-1%	1,2
EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P.	\$ 15.006	\$ 2.408	\$ 1.039	16%	7%	21%	1,4
CONSOLIDADO EMPRESAS OR	\$ 5.205.627	\$ 343.470	\$ 459.726	7%	9%	2%	1,5

En comparación con los grupos empresariales analizados previamente, los operadores de red presentan los menores márgenes de rentabilidad operacional y ajustada, aunque los resultados consolidados continúan siendo positivos. Asimismo, se observa que en varias empresas los ingresos no operacionales tienen una incidencia relevante sobre el resultado neto, particularmente aquellos asociados a rendimientos financieros, participaciones patrimoniales y otros ingresos distintos de la actividad principal. Esta situación explica que, en algunos casos, la utilidad neta supere indicadores asociados al desempeño operativo. Un ejemplo de ello corresponde a la Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P., cuyo resultado neto positivo se encuentra asociado principalmente a ingresos no operacionales registrados durante el período analizado. De igual forma, es importante mencionar que una parte importante de las empresas que conforman este grupo corresponde a entidades con participación mayoritaria de departamentos, municipios u otras entidades territoriales, circunstancia que introduce características empresariales y financieras distintas a las observadas en los grupos empresariales privados o en las empresas con participación mayoritaria de la Nación.

Tabla 25. Indicadores del GRUPO OPERADORES DE RED. Fuente: SUI. Elaboración propia. Cifras en millones.

EMPRESA	Activo Corriente	Activo No Corriente	PPyE	Pasivo Corriente	Pasivo No Corriente	Deuda Financiera	N.E.	D.F. / Activo
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	\$1.766.607	\$ 7.948.120	\$ 3.809.574	\$ 1.102.858	\$ 3.163.743	\$ 504.094	44%	5%
RUITOQUE S.A. E.S.P.	\$ 95.923	\$ 19.304	\$ 15.390	\$ 78.663	\$ 3.034	\$ 15.672	71%	14%

EMPRESA	Activo Corriente	Activo No Corriente	PPyE	Pasivo Corriente	Pasivo No Corriente	Deuda Financiera	N.E.	D.F. / Activo
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP	\$ 85.383	\$ 271.028	\$ 201.324	\$ 101.591	\$ 83.136	\$ -	52%	0%
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP	\$ 125.973	\$ 147.376	\$ 137.901	\$ 147.449	\$ 55.431	\$ 51.180	74%	19%
EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA	\$ 234.280	\$ 332.371	\$ 261.261	\$ 80.771	\$ 223.163	\$ 7.641	54%	1%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP	\$ 72.990	\$ 82.431	\$ 71.036	\$ 48.277	\$ 66.067	\$ 55.639	74%	36%
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	\$ 31.330	\$ 48.710	\$ 44.151	\$ 15.808	\$ 17.845	\$ 2.833	42%	4%
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE SA ESP	\$ 51.913	\$ 110.285	\$ 99.895	\$ 43.224	\$ 4.484	\$ 1.038	29%	1%
EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P.	\$ 7.616	\$ 8.255	\$ 6.770	\$ 5.576	\$ -	\$ -	35%	0%
CONSOLIDADO EMPRESAS OR	\$2.472.015	\$ 8.967.879	\$ 4.647.302	\$ 1.624.215	\$ 3.616.902	\$ 638.096	46%	6%

La estructura financiera de los operadores de red presenta características distintas a las observadas en los grupos empresariales con participación relevante en generación de energía. En particular, la participación de la Propiedad, Planta y Equipo dentro del total de activos es inferior a la observada en los grupos integrados verticalmente, mientras que los activos corrientes, especialmente las cuentas por cobrar adquieren una mayor relevancia dentro de la estructura financiera. Asimismo, el endeudamiento financiero representa una proporción reducida del total de activos y pasivos consolidados, por lo que una parte importante de las obligaciones corresponde a pasivos operacionales y otras fuentes de financiación diferentes al crédito financiero tradicional. Estas características reflejan la naturaleza de la actividad de distribución de energía y la composición de activos y pasivos asociada a este segmento del sector eléctrico.

5.7 Resumen Financiero

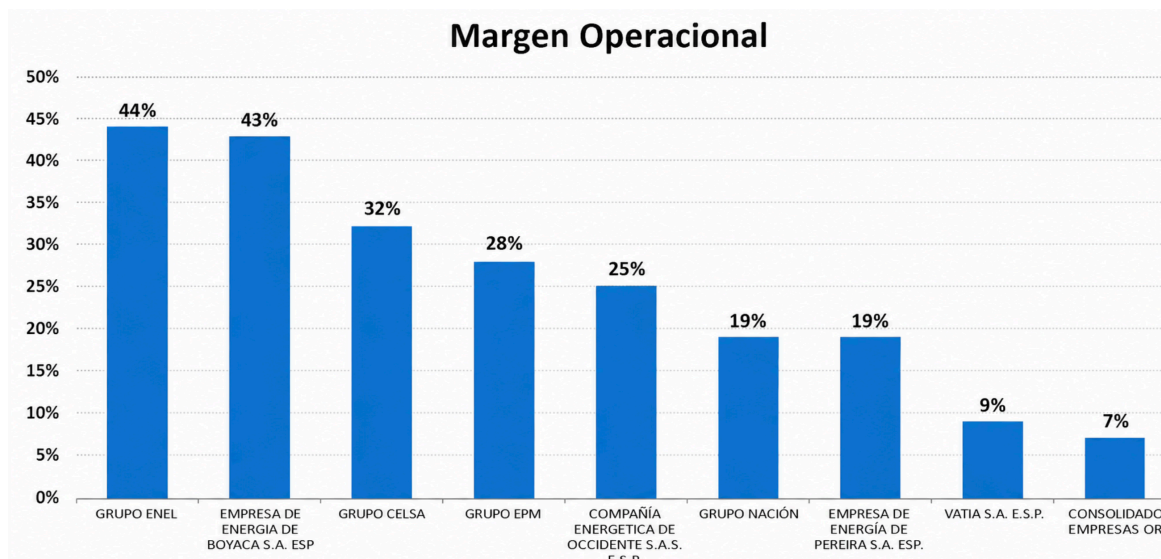


Figura 2. Diagrama de barras del Margen Operación de los grupos empresariales. Elaboración propia.

Las empresas integradas verticalmente presentan, en términos generales, márgenes operacionales superiores a los observados en las empresas que desarrollan principalmente la actividad de distribución de energía. En particular, el grupo de operadores de red registra los menores márgenes operacionales entre los grupos analizados, situación consistente con las características propias de su actividad y su estructura de ingresos.

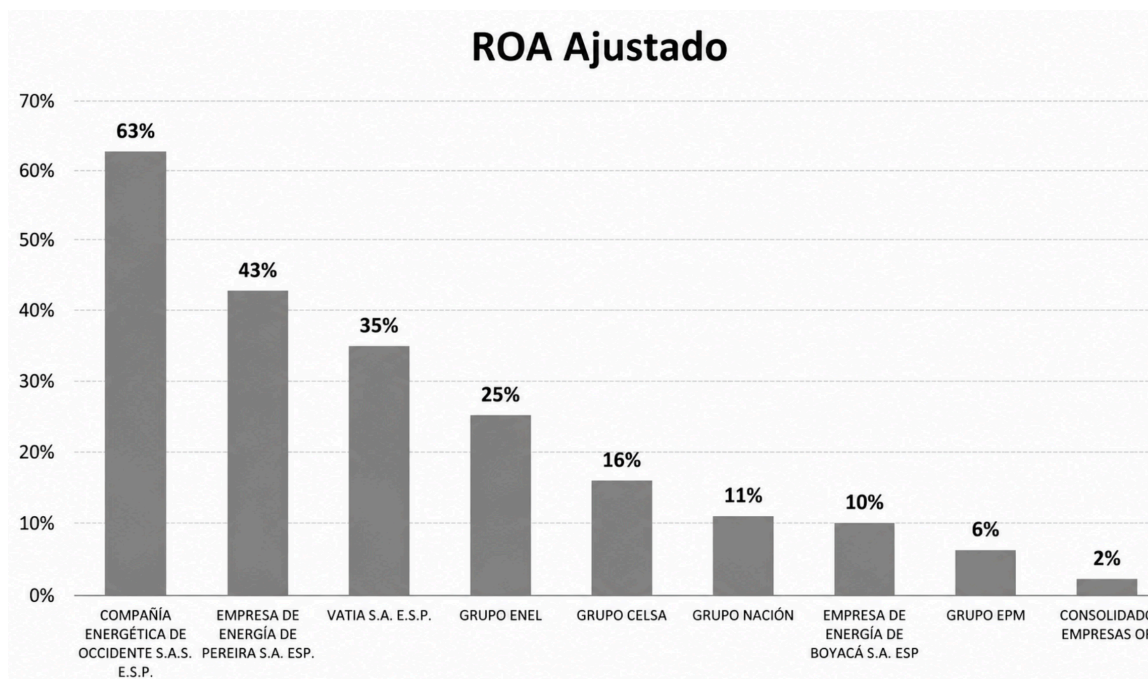


Figura 3. Diagrama de barras del ROE Ajustado de los grupos empresariales. Elaboración propia.

En cuanto a la rentabilidad ajustada para el accionista, se destaca el caso de la Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P. (CEO), previamente explicado. Asimismo, se observa que los grupos empresariales con mayores márgenes operacionales presentan una participación relevante de gastos financieros e impuestos dentro de la estructura de resultados, factores que reducen la utilidad disponible después del resultado operativo. De manera agregada, los cuatro grupos con mayor margen operacional destinan, en promedio, el 36% del EBITDA a gastos financieros y el 22% al pago de impuestos.

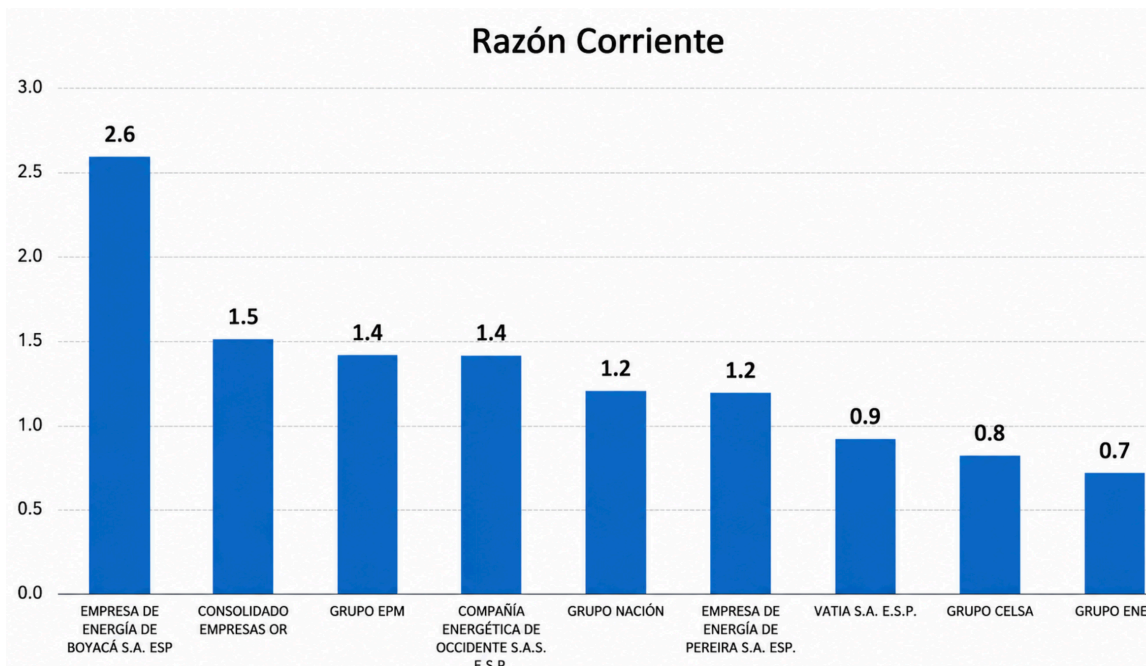


Figura 4. Diagrama de barras de Razón Corriente de los grupos empresariales. Elaboración propia.

Respecto a la liquidez, la mayoría de los grupos empresariales presentan una razón corriente superior a la unidad. En aquellos casos donde este indicador se ubica por debajo de dicho nivel, se observan resultados operacionales positivos y capacidad de generación de recursos provenientes de la operación, factores que inciden en la gestión de las obligaciones de corto plazo.

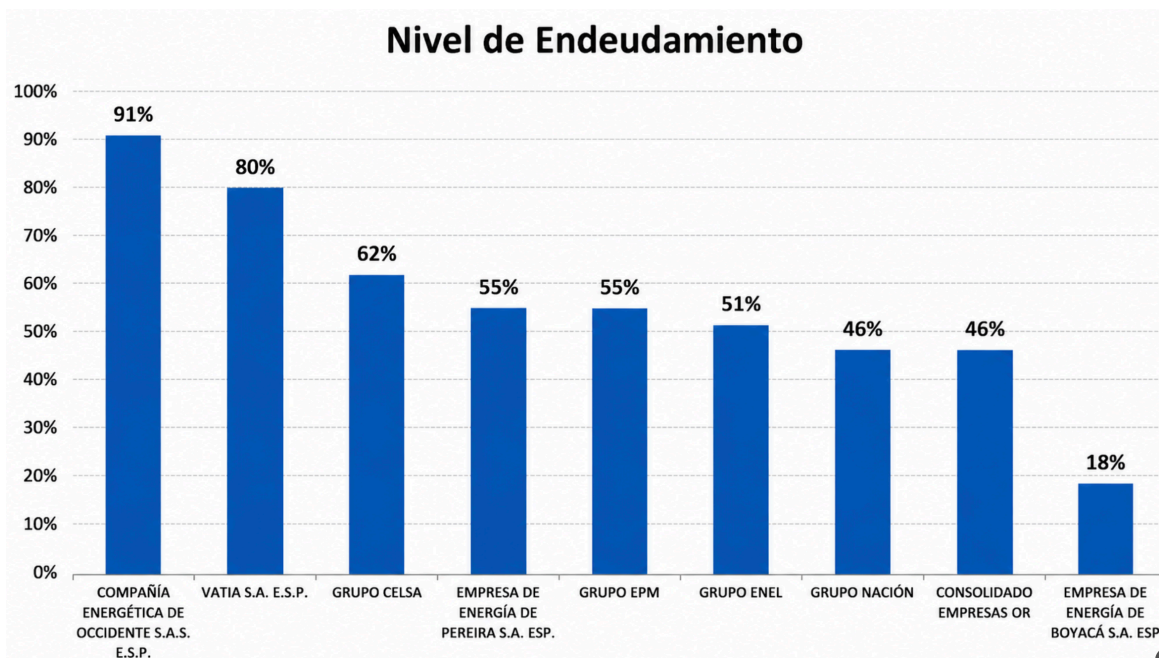


Figura 5. Diagrama de barras de Nivel de Endeudamiento de los grupos empresariales. Elaboración propia.

Al analizar la estructura de financiamiento, se observa que una parte importante de los pasivos corresponde a obligaciones asociadas a la operación de las empresas y no exclusivamente a deuda financiera. En este contexto, la principal excepción corresponde a CEO, cuya estructura de pasivos presenta una participación significativa de endeudamiento financiero respecto al total de activos.

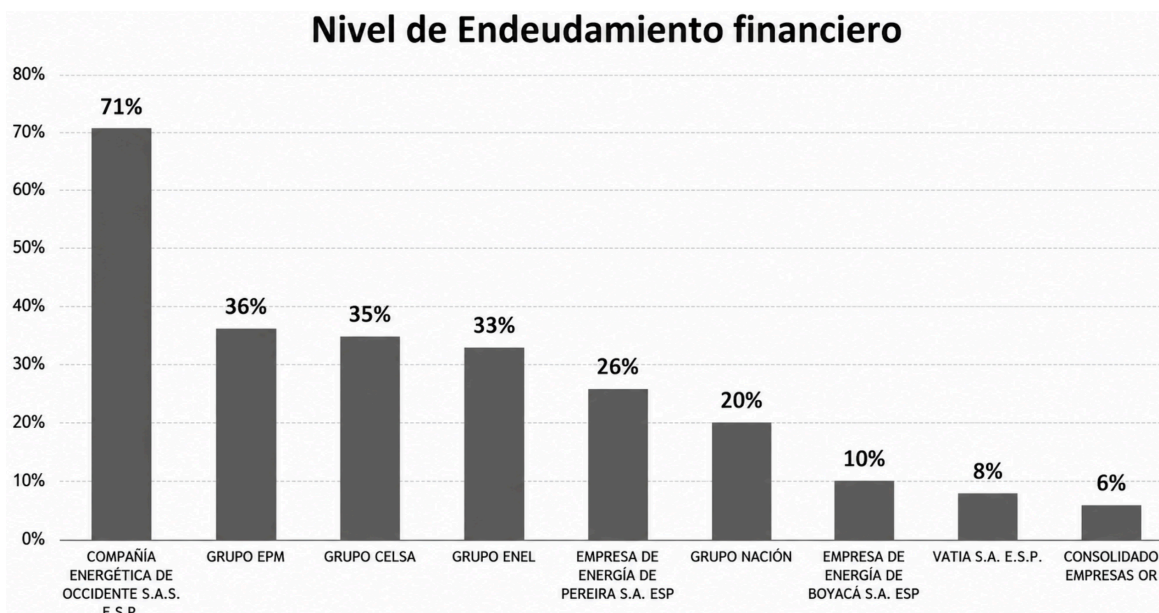


Figura 6. Diagrama de barras de Nivel de Endeudamiento financiero de los grupos empresariales. Elaboración propia.

Al comparar el endeudamiento financiero y total, se puede observar que en varios grupos el nivel de endeudamiento es producto de la operación y no de obligaciones financieras. En ese orden de ideas, la única empresa que presenta un nivel de endeudamiento elevado es CEO por las razones ya expuestas.

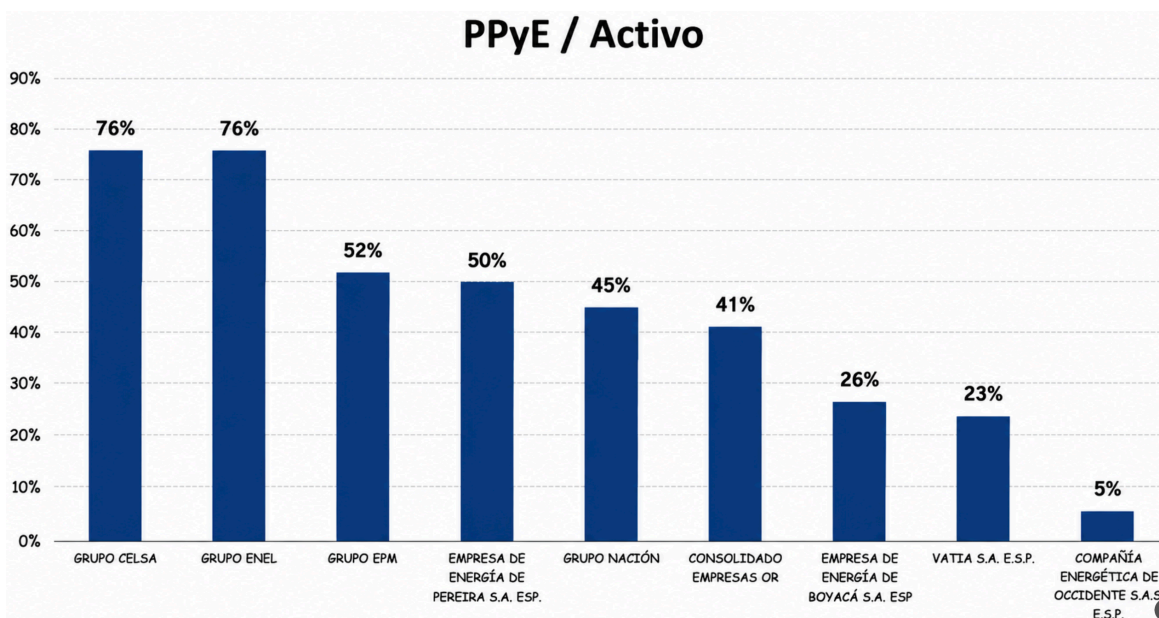


Figura 7. Diagrama de barras de PPyE / Activo de los grupos empresariales. Elaboración propia.

Por otra parte, las empresas con una mayor participación de Propiedad, Planta y Equipo dentro de la estructura de activos corresponden, en general, a compañías con una participación relevante en las actividades de generación y distribución de energía. En contraste, aquellas empresas cuya participación de Propiedad, Planta y Equipo es menor suelen presentar una actividad de generación reducida o estructuras operativas basadas en modelos de negocio que no requieren la propiedad directa de los activos utilizados para la prestación del servicio.

En este sentido, Vatia S.A. E.S.P., aunque atiende demanda regulada y participa en actividades de generación, no actúa como operador de red y, por tanto, no registra dentro de su estructura patrimonial los activos de distribución de los mercados que atiende. De manera similar, la Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P. desarrolla la actividad de distribución mediante un esquema de concesión, por lo que los activos de distribución son propiedad de CEDELCA S.A. y no se encuentran como PPyE dentro de sus estados financieros.

Finalmente, en el caso de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P., la composición de los activos refleja el proceso de adquisición realizado por Northland Power Inc. en febrero de 2020, operación que dio lugar al reconocimiento de crédito mercantil, el cual representa una participación significativa dentro del total de activos de la compañía.



Superservicios

6.

**Análisis de las tarifas
aplicadas de acuerdo
con su modelo de
integración empresarial.**

6. ANÁLISIS DE LAS TARIFAS APLICADAS DE ACUERDO CON SU MODELO DE INTEGRACIÓN EMPRESARIAL.

Con el fin de evaluar el comportamiento tarifario de las empresas prestadoras del servicio público de energía eléctrica según su modelo de integración empresarial, se desarrolló un procesamiento computacional de la información mediante un *pipeline* implementado en el lenguaje de programación Python. Esta herramienta permitió automatizar el tratamiento de 126.010 registros mensuales correspondientes al período 2021-2025, garantizando la trazabilidad, consistencia y replicabilidad de los resultados obtenidos.

El análisis se realizó a partir de los componentes tarifarios y del Costo Unitario de Prestación del Servicio - CU - reportados por las empresas que operan en el nivel de tensión 1, son propietarias del 100 % de la infraestructura de redes y aplican tarifa tipo “Monomio” Cargo Horario 4, es decir, una tarifa única sin diferenciación horaria. La aplicación de estos criterios permitió construir una muestra comparable, evitando distorsiones asociadas a diferencias en niveles de tensión, uso de infraestructura de terceros o esquemas tarifarios diferenciados por franja horaria.

Una vez aplicados los filtros a la información tarifaria de las empresas del Sistema Interconectado Nacional (SIN), el análisis se desarrolló en etapas secuenciales. En primer lugar, se calcularon estadísticos descriptivos para los tres grupos de agentes identificados: empresas integradas verticalmente - IVs -, operadores de red - ORs - y comercializadores puros - Com_Puros -, con el propósito de caracterizar el nivel, la dispersión y la evolución temporal de los componentes tarifarios. Posteriormente, se evaluó si las diferencias observadas entre los grupos eran estadísticamente significativas, mediante la aplicación de pruebas no paramétricas adecuadas para la comparación simultánea de más de dos grupos. Finalmente, se profundizó en el comportamiento de los grupos empresariales que conforman las empresas integradas verticalmente, con el fin de identificar posibles diferencias estructurales asociadas al modelo de integración empresarial.

6.1 Estadística descriptiva de los grupos de agentes según su modelo de integración empresarial.

Como primera aproximación al análisis tarifario, se realizó una caracterización descriptiva del Costo Unitario de Prestación del Servicio - CU - y de sus componentes, diferenciando los agentes según su modelo de integración empresarial. Para ello, se compararon tres grupos principales: empresas integradas verticalmente - IV -, operadores de red no integrados verticalmente - ORs - y comercializadores puros no integrados verticalmente - C Puros -.

El análisis descriptivo se orientó a identificar diferencias en el nivel típico, la dispersión y la evolución temporal de las tarifas reportadas por los prestadores. Para este propósito se calcularon medidas de tendencia central y dispersión, incluyendo media, mediana, desviación estándar, coeficiente de variación, percentiles 25 y 75 y rango intercuartílico. En la interpretación de los resultados se privilegió la mediana como medida principal, dado que la información tarifaria puede presentar distribuciones asimétricas y valores extremos que afectan la representatividad de la media aritmética.

Adicionalmente, se realizó un análisis, con el fin de identificar posibles valores atípicos y reconocer los agentes, mercados o periodos en los que se concentraron los mayores niveles del costo unitario. Esta revisión no busca excluir dichos valores de forma automática, sino contextualizarlos dentro del comportamiento general de la muestra y evitar que las conclusiones agregadas se vean determinadas por observaciones puntuales.

Los resultados descriptivos se presentan mediante tablas resumen, gráficas de evolución mensual y diagramas de caja. Las gráficas de evolución mensual permiten observar la trayectoria del CU y de sus componentes en el tiempo, mientras que los diagramas de caja permiten comparar la distribución, la dispersión y la presencia de valores extremos entre grupos. Esta combinación de herramientas permite diferenciar entre patrones agregados y comportamientos particulares de empresas o mercados específicos.

Finalmente, considerando que el grupo de empresas integradas verticalmente no es homogéneo, el análisis se complementa con una desagregación por grupos

empresariales. Para ello, las empresas IV se clasifican en categorías asociadas a Celsia, EPM, Enel, Nación y Otros, las cuales se comparan posteriormente con los ORs y los comercializadores puros. Esta desagregación permite evaluar si las diferencias observadas responden al modelo de integración empresarial en general o si están asociadas al comportamiento particular de determinados grupos empresariales.

6.2 Depuración de la información y estadística descriptiva

Para el desarrollo del análisis tarifario se utilizó como insumo principal la información reportada por los prestadores en el Formato T7 y cuando aplique el formato T8 – Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 – UR, correspondiente al costo unitario de prestación del servicio para usuarios regulados del Sistema Interconectado Nacional - SIN -. Este formato tiene periodicidad mensual y contiene, por mercado de comercialización, los componentes del CU asociados a generación - G -, transmisión - T -, pérdidas reconocidas - PR -, distribución - D -, comercialización - Cv -, restricciones - R - y CU variable total.

La base de datos fue depurada con el propósito de garantizar la comparabilidad de los registros analizados. En primer lugar, se restringió la información al período comprendido entre 2021 y 2026, considerando la disponibilidad y estructura de reporte de la información tarifaria en el SUI para los prestadores del servicio público de energía eléctrica en el SIN.

En segundo lugar, se seleccionaron únicamente los registros asociados al nivel de tensión 1 y con propiedad del activo 100 % del Operador de Red, identificados bajo la condición NT y PROP = 1-100. Este criterio permite comparar el CU bajo una misma condición tarifaria de conexión y propiedad de infraestructura, y resulta pertinente dado que el nivel de tensión 1 concentra una proporción significativa de los usuarios regulados del país.

En tercer lugar, se filtraron los registros correspondientes al Cargo Horario 4, asociado al cargo monomio. Con este criterio se excluyen los registros con cargos horarios diferenciados - máxima, media y mínima -, manteniendo una base homogénea para el análisis del costo unitario aplicado a usuarios regulados.

Una vez aplicada la depuración, los registros fueron clasificados en tres grupos principales de análisis:

- Empresas integradas verticalmente - IV -: agentes que participan simultáneamente en actividades de la cadena de prestación del servicio, o que hacen parte de estructuras empresariales con presencia en generación, distribución y/o comercialización.
- Operadores de red no integrados verticalmente - ORs -: prestadores que desarrollan actividades de distribución y comercialización, pero que no fueron clasificados dentro de estructuras de integración vertical objeto del presente análisis.
- Comercializadores puros no integrados verticalmente - C Puros -: agentes cuya actividad principal corresponde a la comercialización de energía eléctrica y que no cuentan con actividad de distribución asociada.

Esta clasificación permite comparar el comportamiento del CU y de sus componentes entre agentes con distintos modelos de organización empresarial. No obstante, dado que las diferencias tarifarias pueden estar influenciadas por condiciones de mercado, composición de la demanda, exposición a bolsa, contratación, pérdidas reconocidas, cargos de distribución y particularidades regionales, los resultados descriptivos se interpretan como señales de comportamiento tarifario y no como evidencia causal directa del efecto de la integración vertical.

Con base en la información depurada, en las siguientes subsecciones se presentan los resultados descriptivos del CU total, su evolución mensual, la dinámica de sus componentes y la heterogeneidad observada entre empresas y grupos empresariales.

6.2.1 Resultado principal: CU total por grupo

Como primer resultado descriptivo, se comparó el comportamiento del Costo Unitario de Prestación del Servicio - CU - entre los tres grupos definidos para el análisis: comercializadores puros no integrados verticalmente - C Puros -, empresas integradas verticalmente - IV - y operadores de red no integrados verticalmente - ORs -. La comparación se realizó a partir de medidas de tendencia central, dispersión y posición, con el fin de identificar diferencias en el nivel típico del CU y en la variabilidad interna de cada grupo.

Tabla 26. Estadísticas descriptivas del CU total por grupo. Fuente: SUI – Formato T7. Elaboración propia

Estadístico	C PUROS	IV	Ors
N	6798	3883	943
Media	795,78	811,85	823,71
Mediana	797,21	814,62	836,2
Desv. Std	130	100,12	110,66
IQR	130,13	123,73	142,71
P25	729,63	753,63	749,91
P75	859,76	877,36	892,63
Mínimo	382,18	499,09	476,5
Máximo	1568,21	1206,28	1132,8
CV %	16,34	12,33	13,43

A partir de los resultados obtenidos, se observa que los ORs presentan la mayor mediana del CU total, con 836,20 \$/kWh, seguidos por las empresas IV, con 814,62 \$/kWh, y por los C Puros, con 797,21 \$/kWh. Este resultado indica que, en términos del valor típico del costo unitario, el grupo de operadores de red no integrados registra el mayor nivel tarifario dentro de la muestra analizada.

No obstante, las diferencias entre grupos deben interpretarse con cautela. Aunque los ORs presentan la mayor mediana, las empresas IV muestran una menor dispersión relativa, reflejada en un coeficiente de variación de 12,33 %, inferior al observado en los ORs - 13,43 % - y en los C Puros - 16,34 % -. Esto sugiere que el CU de las empresas integradas verticalmente se encuentra más concentrado alrededor de su media, mientras que los comercializadores puros presentan una mayor heterogeneidad interna.

En particular, los C Puros registran el valor máximo más alto de la muestra, con 1.568,21 \$/kWh, pese a tener la menor mediana entre los tres grupos. Este comportamiento evidencia que, aunque su nivel típico de CU es inferior, dentro de este grupo existen observaciones extremas que elevan la dispersión y que deben analizarse posteriormente a nivel de empresa, mercado y periodo.

En consecuencia, el resultado agregado no permite afirmar que la integración vertical esté asociada, por sí sola, con un mayor CU total. La comparación inicial muestra que los ORs tienen el mayor valor mediano, las empresas IV presentan menor dispersión relativa y los C Puros concentran los valores extremos más altos. Por tanto, el análisis debe complementarse con la evolución mensual, la revisión por componentes del CU y la desagregación por empresa y mercado.

6.2.2 Evolución mensual del CU por grupo.

Con el fin de complementar la comparación agregada presentada en la sección anterior, se analizó la evolución mensual de la mediana del CU total para los tres grupos definidos: comercializadores puros no integrados verticalmente - C Puros -, empresas integradas verticalmente - IV - y operadores de red no integrados verticalmente - ORs. Adicionalmente, se incorporó el rango intercuartílico - IQR - como medida de dispersión, con el propósito de observar no solo el comportamiento típico de cada grupo, sino también la variabilidad interna de los registros a lo largo del tiempo.

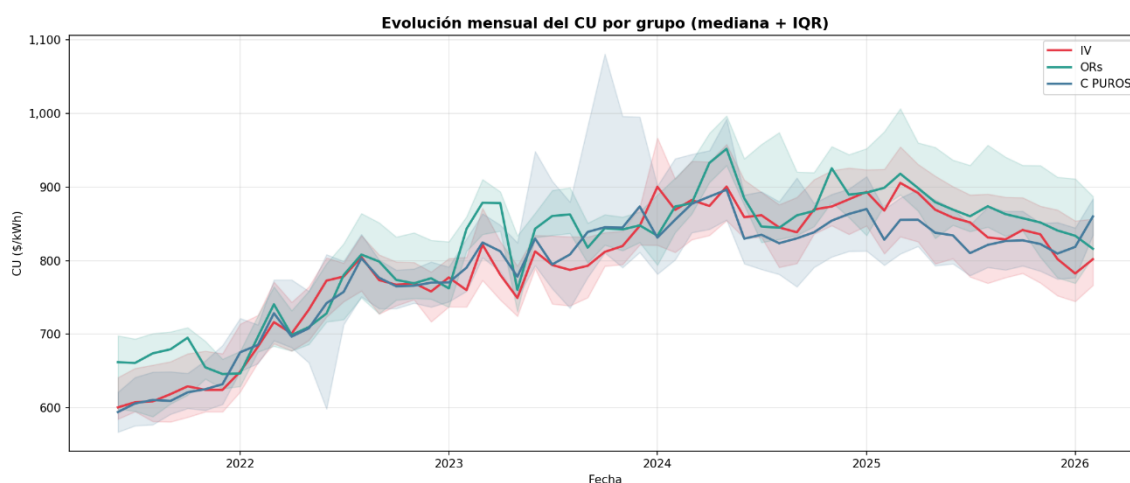


Figura 8. Evolución mensual del CU por grupo (mediana + IQR).

Fuente: SUI – Formato T7. Elaboración propia.

La evolución mensual muestra que el CU total presenta una trayectoria creciente frente a los niveles observados al inicio del periodo analizado que podría estar asociado, entre otros factores, a los mecanismos de actualización e indexación de los componentes tarifarios, como el IPC y el IPP. No obstante, dicho incremento no ocurre de manera uniforme ni estrictamente continua entre los grupos. Durante 2023, 2024 y parte de 2025 se observan fluctuaciones mensuales relevantes, con picos y reducciones en los tres grupos, lo que evidencia que el comportamiento del CU responde a una dinámica temporal variable y no a una tendencia lineal permanente.

En varios meses, el grupo de ORs registra niveles medianos superiores frente a las empresas IV y los C Puros, comportamiento consistente con la estadística descriptiva presentada en la sección 6.2.1, donde este grupo obtuvo la mayor mediana del CU

total. Por su parte, las empresas IV y los C Puros presentan trayectorias relativamente cercanas en distintos momentos del periodo, aunque con diferencias puntuales en algunos meses.

Las bandas asociadas al rango intercuartílico permiten observar que la dispersión interna de los grupos tampoco es constante en el tiempo. En algunos meses, especialmente entre 2023 y 2025, dichas bandas se amplían, lo que indica una mayor heterogeneidad entre agentes dentro de un mismo grupo. Este resultado es relevante porque muestra que, aun cuando las medianas entre grupos pueden seguir trayectorias cercanas, existen diferencias internas entre empresas que deben analizarse posteriormente de manera desagregada.

Hacia 2025 y comienzos de 2026 se observa una moderación del CU frente a los máximos registrados en 2024 y algunos meses de 2025. En consecuencia, aunque el periodo completo refleja un aumento frente a los niveles iniciales, el comportamiento reciente corresponde más a una dinámica de ajustes y fluctuaciones mensuales que a un crecimiento sostenido y homogéneo.

En síntesis, la evolución mensual confirma que el CU total no solo varía entre grupos, sino también al interior de cada uno de ellos y a lo largo del tiempo. Por tanto, el análisis agregado por grupo debe complementarse con la revisión de los componentes del CU, con el fin de identificar qué elementos tarifarios explican las diferencias observadas en determinados periodos.

6.2.3 Evolución mensual de los componentes del CU.

Con el propósito de identificar qué elementos tarifarios explican las diferencias observadas en el CU total, se analizó la evolución mensual de sus componentes principales: generación - G -, transmisión - T -, pérdidas reconocidas - PR -, distribución - D -, comercialización - Cv - y restricciones - R -. Este análisis permite pasar de una comparación agregada del CU total a una revisión desagregada de los factores que inciden en su comportamiento mensual.

Como punto de partida, la siguiente tabla presenta la mediana de cada componente del CU para los tres grupos de análisis. Estos valores permiten identificar el nivel típico de cada componente durante el periodo analizado y

comparar su peso relativo entre comercializadores puros no integrados verticalmente - C Puros -, empresas integradas verticalmente - IV - y operadores de red no integrados verticalmente - ORs -.

Tabla 27. Estadísticas descriptivas -mediana componentes del CU por grupo.

Componente	C PUROS	IV	Ors
Generación (G)	328,07	317,27	328,51
Transmisión (T)	49,85	51,66	50,7
Pérdidas reconocidas	69,37	68,68	63,63
Distribución (D)	263,25	266,48	263,03
Comercialización (Cv)	28,59	39,25	76,38
Restricciones (R)	24,06	22,9	25,89
CU total	797,21	814,62	836,2

Fuente: SUI – Formato T7. Elaboración propia.

Los resultados muestran que el componente de comercialización - Cv - presenta la mayor diferencia entre grupos. En particular, los ORs registran una mediana de 76,38 \$/kWh, valor superior al observado en las empresas IV, con 39,25 \$/kWh, y en los C Puros, con 28,59 \$/kWh. Este resultado indica que la brecha observada en el CU total no se explica de manera uniforme por todos los componentes, sino que se concentra principalmente en la comercialización.

En contraste, los componentes de transmisión - T -, distribución - D - y restricciones - R - presentan diferencias moderadas entre grupos. Para el componente de generación - G -, los C Puros y los ORs registran valores medianos similares, de 328,07 \$/kWh y 328,51 \$/kWh, respectivamente, mientras que las empresas IV presentan una mediana menor, de 317,27 \$/kWh. Por su parte, en pérdidas reconocidas - PR -, los ORs presentan una mediana inferior a la de los otros dos grupos.



Figura 9. Evolución mensual por componente del CU.

La evolución mensual permite observar que los componentes no presentan el mismo patrón temporal. El componente de generación - G - refleja variaciones asociadas a las condiciones del mercado de energía, mientras que los componentes regulados, como transmisión - T - y distribución - D -, muestran trayectorias relativamente más estables. Por su parte, los componentes de pérdidas reconocidas - PR -, comercialización - Cv - y restricciones - R - presentan variaciones que pueden incidir de forma diferenciada en el CU total de cada grupo.

El comportamiento del componente de generación durante 2024 estuvo influenciado por la aplicación de la Resolución CREG 026 de 2014, "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", medida que permaneció vigente

entre el 30 de septiembre y el 19 de noviembre de 2024. Durante este período, las empresas con generación hidroeléctrica y capacidad de embalse debieron mantener niveles mínimos de almacenamiento de agua, lo que restringió parcialmente su capacidad de generación. Como consecuencia, se incrementó la participación de tecnologías de generación con mayores costos marginales, provocando un aumento significativo en los precios de la energía en bolsa, los cuales alcanzaron niveles entre \$800/kWh y \$1.600/kWh. Este comportamiento coincide con los dos picos observados en el componente de generación durante 2024 y se encuentra asociado a las condiciones hidrológicas adversas derivadas del fenómeno de El Niño.

En particular, la evolución de Cv resulta relevante para explicar la separación de los ORs frente a los demás grupos. Aunque el CU total muestra diferencias moderadas en términos agregados, la desagregación por componentes evidencia que la comercialización es el componente con mayor capacidad explicativa sobre la brecha entre grupos. Este resultado justifica profundizar posteriormente en el comportamiento por empresa y por mercado, especialmente en aquellos casos donde se observan valores atípicos o incrementos concentrados en determinados periodos.

En síntesis, el análisis por componentes muestra que las diferencias en el CU total no responden a un único patrón homogéneo. Mientras algunos componentes presentan valores cercanos entre grupos, la comercialización concentra la mayor diferencia relativa. Por tanto, la interpretación del CU total debe realizarse considerando la composición interna de la tarifa y no únicamente el valor agregado del costo unitario.

6.2.6.1. Componente de generación

El componente de generación - G - constituye uno de los elementos de mayor peso dentro del CU total, en la medida en que refleja el costo de compra de energía requerido por los comercializadores para atender la demanda regulada. Su comportamiento está asociado, entre otros factores, a las condiciones del mercado mayorista, la composición entre compras en contratos y exposición a bolsa, los precios de los contratos bilaterales, la hidrología, la disponibilidad de recursos de generación y los eventos coyunturales que afectan la formación del precio de la energía.

A partir de las medianas calculadas para el periodo analizado, se observa que los C Puros y los ORs presentan valores muy cercanos en este componente, con 328,07 \$/kWh y 328,51 \$/kWh, respectivamente, mientras que las empresas IV registran una

mediana menor, de 317,27 \$/kWh. Esta diferencia sugiere que, en términos agregados, el componente G no evidencia una brecha estructural amplia entre los grupos, aunque sí muestra un menor valor típico para las empresas integradas verticalmente.

No obstante, la evolución mensual del componente G permite identificar variaciones relevantes durante el periodo de análisis. En particular, los años 2023 y 2024 presentan incrementos y fluctuaciones más marcadas frente a los niveles observados en 2021 y 2022. Este comportamiento debe interpretarse considerando el contexto energético nacional, en el cual el Fenómeno de El Niño, la menor disponibilidad hídrica y las condiciones del mercado mayorista pudieron incidir sobre el precio de la energía y, por tanto, sobre el componente de generación trasladado al CU.

En este sentido, la revisión de los boletines e información de mercado resulta relevante para contextualizar los movimientos observados en G. La dinámica del precio de bolsa, el nivel de contratación de los agentes y la exposición a compras de corto plazo pueden explicar diferencias puntuales entre empresas y mercados, especialmente en periodos de presión sobre los precios de generación. Por tanto, los incrementos observados en determinados meses no deben atribuirse exclusivamente al modelo de integración empresarial, sino también a condiciones de mercado que afectaron de manera diferenciada a los agentes según su estrategia de contratación y exposición.

La revisión de valores máximos permite identificar comportamientos puntuales relevantes. Los mayores registros del componente G se concentran principalmente en comercializadores puros, en particular en QI Energy durante octubre y noviembre de 2023, en mercados como Ruitoque, Cartago, Pereira, Tolima, Tuluá, Bogotá-Cundinamarca, Antioquia, Cali-Yumbo-Puerto Tejada, Quindío, Air-e y Caribe Mar. En estos casos, el componente G supera los 835 \$/kWh y alcanza valores cercanos a 957 \$/kWh.

Adicionalmente, se identifican registros altos para Sol y Cielo en el mercado Caribe Mar durante enero y febrero de 2025, con valores del componente G superiores a 855 \$/kWh y CU total por encima de 1.560 \$/kWh. Estos registros son relevantes porque contribuyen a explicar la presencia de valores extremos dentro del grupo de C Puros, aun cuando este grupo presenta la menor mediana del CU total en la comparación agregada.

En consecuencia, el componente G no parece explicar por sí solo una diferencia generalizada entre modelos de integración empresarial. Sin embargo, sí permite identificar episodios específicos de alta exposición tarifaria en determinados comercializadores, mercados y periodos. Por esta razón, su interpretación debe realizarse combinando la lectura agregada por grupo con la revisión puntual de valores extremos, los boletines de mercado y la evolución anual que se desarrolla posteriormente en la sección correspondiente.

6.2.6.2. Componente de Transmisión

El componente de transmisión - T - presenta valores muy similares entre los grupos analizados, con medianas cercanas a 50 \$/kWh. El mayor valor corresponde a las empresas integradas verticalmente - IV -, con 51,66 \$/kWh, seguido por los ORs, con 50,70 \$/kWh, y por los comercializadores puros no integrados verticalmente - C Puros -, con 49,85 \$/kWh.

Este comportamiento es consistente con la naturaleza regulada del componente de transmisión, el cual remunera el uso del Sistema de Transmisión Nacional - STN - y responde a cargos definidos regulatoriamente, aplicables de manera general a los agentes que atienden demanda. En este sentido, al tratarse de una actividad de red con características de monopolio natural y sujeta a regulación, su valor no depende directamente de la estrategia comercial individual del agente ni de su condición de integración vertical.

Por lo anterior, la transmisión no constituye un factor diferenciador relevante del CU entre los grupos analizados. Las diferencias observadas son marginales frente a las registradas en otros componentes, como generación - G - o comercialización - Cv -, por lo que su incidencia en la explicación de las brechas entre grupos resulta limitada dentro del periodo evaluado.

6.2.6.3. Componente de pérdidas reconocidas.

El componente de pérdidas reconocidas - PR - presenta un comportamiento agregado relativamente cercano entre los grupos analizados. A partir de las medianas calculadas para el periodo de análisis, los comercializadores puros no integrados verticalmente - C Puros - registran el mayor valor, con 69,37 \$/kWh, seguidos por las empresas integradas verticalmente - IV -, con 68,68 \$/kWh, y por los ORs, con 63,63 \$/kWh.

Este resultado muestra que, a nivel agregado, los ORs no presentan la mayor mediana en pérdidas reconocidas, a pesar de registrar la mayor mediana del CU total. Por tanto, el componente PR no explica por sí solo la diferencia agregada observada en el CU entre grupos.

No obstante, las pérdidas reconocidas deben interpretarse con cautela, dado que su comportamiento puede estar asociado a condiciones específicas de cada mercado de comercialización, a los niveles de pérdidas reconocidos regulatoriamente y a particularidades territoriales de los sistemas de distribución. En este sentido, aunque el análisis agregado no evidencia una brecha estructural directa asociada al modelo de integración empresarial, este componente sí puede ser relevante para explicar diferencias puntuales entre mercados, empresas y periodos.

Por esta razón, el análisis detallado de PR se retoma posteriormente en este documento, donde se revisan los comportamientos desagregados y los casos que presentan mayores diferencias frente al comportamiento general de la muestra.

6.2.6.4. Componente de distribución.

El componente de distribución - D - representa uno de los elementos de mayor peso dentro del CU total, dado que remunera el uso de los sistemas de distribución regional y local requeridos para llevar la energía hasta los usuarios finales. No obstante, a partir de las medianas calculadas para el periodo analizado, no se observan diferencias significativas entre los grupos definidos para el análisis.

Las empresas integradas verticalmente - IV - presentan la mayor mediana en este componente, con 266,48 \$/kWh, seguidas por los comercializadores puros no integrados verticalmente - C Puros -, con 263,25 \$/kWh, y por los ORs, con 263,03 \$/kWh. La cercanía entre estos valores indica que, en términos agregados, el componente D no constituye un factor diferenciador relevante entre los modelos de integración empresarial.

Este comportamiento es consistente con la naturaleza regulada del componente de distribución, cuyo cálculo depende de los cargos aprobados para los sistemas de distribución y de las condiciones del mercado de comercialización atendido. Por tanto, aunque el componente D tiene una participación importante dentro del CU total, sus

diferencias agregadas entre grupos son moderadas y no explican por sí solas las brechas observadas en el costo unitario total.

No obstante, al igual que ocurre con otros componentes asociados a condiciones de red, la distribución puede presentar diferencias relevantes cuando se analiza por mercado o por operador de red específico. En consecuencia, si bien la comparación agregada por grupos no evidencia una separación marcada, este componente debe interpretarse considerando las particularidades regionales, los cargos de distribución aplicables y la estructura de cada mercado.

En síntesis, el componente D muestra un comportamiento relativamente homogéneo entre C Puros, IV y ORs. Su importancia dentro del CU total radica en su peso tarifario, pero no en una diferenciación estructural asociada al modelo de integración empresarial en el nivel agregado de análisis.

6.2.6.5. Componente de Comercialización

La magnitud de esta diferencia contrasta con lo observado en componentes como transmisión - T - y distribución - D -, donde las medianas entre grupos son relativamente cercanas. En este caso, la mediana de Cv de los ORs es casi el doble de la observada en las empresas IV y más de dos veces la registrada por los C Puros. Por tanto, la comercialización no solo aporta al nivel del CU total, sino que también introduce una señal clara de diferenciación entre grupos.

Adicionalmente, la evolución mensual del componente evidencia un comportamiento tipo “escalón” entre 2023 y 2024. Este cambio resulta relevante porque no corresponde únicamente a variaciones mensuales aisladas, sino a un desplazamiento del nivel del componente frente al comportamiento observado en los años previos. En consecuencia, la lectura de Cv debe realizarse considerando tanto la comparación agregada entre grupos como la trayectoria temporal del componente.

Para contextualizar este cambio, se incorporó la revisión del Costo Base de Comercialización - COT -, dado que esta variable incide en la determinación del componente de comercialización. La comparación entre diciembre de 2023 y enero de 2024 permite explicar parte del incremento observado en Cv, especialmente en aquellos casos donde se evidencia un cambio abrupto en el nivel del componente. Por

esta razón, la gráfica del COT se utiliza como soporte para interpretar el salto observado entre 2023 y 2024.

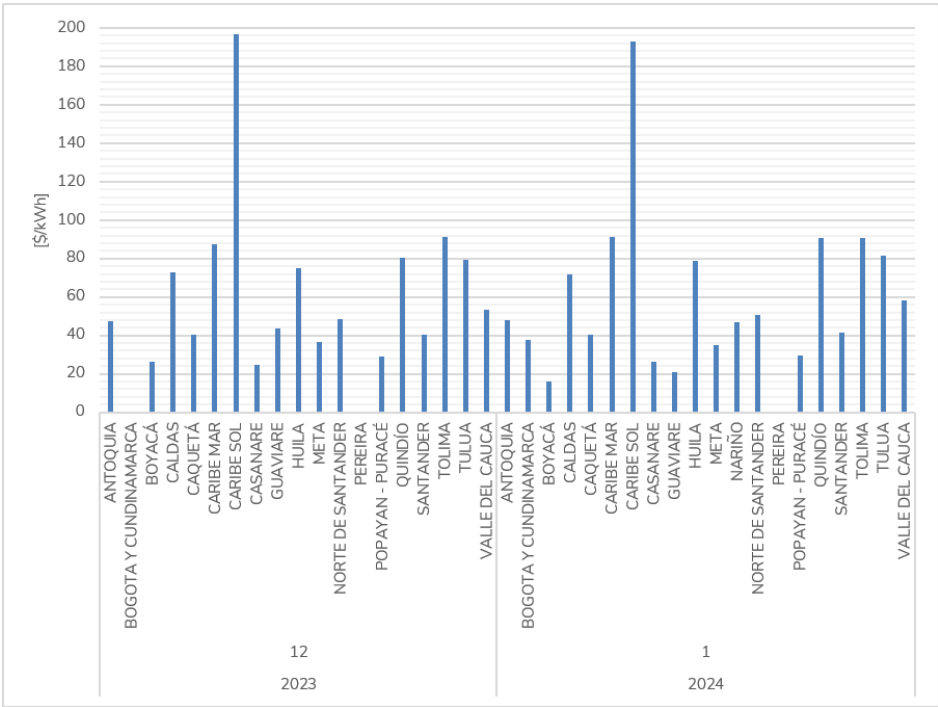


Figura 10. COT de mercado NT1 — diciembre de 2023 y enero de 2024. Fuente: CAC⁴. Elaboración propia.

La siguiente tabla resume los mercados con mayores valores de COT para el periodo comparado:

Mercado	COT dic-2023 [\$ / kWh]	COT ene-2024 [\$ / kWh]	Variación [\$ / kWh]	Lectura
Caribe Sol	196,8	193,08	-3,72	Mayor COT del país; puede explicar saltos fuertes cuando se incorpora al Cv
Cartago	107,47	104,44	-3,03	COT alto y estable
Caribe Mar	87,23	90,99	3,76	COT alto; relevante para agentes que atienden este mercado
Quindío	80,23	90,58	10,35	Aumento relevante entre diciembre y enero
Tolima	91,29	90,42	-0,87	COT alto y estable
Tuluá	79,13	81,72	2,59	COT alto
Huila	75,23	78,77	3,54	COT alto

⁴ <https://cac.org.co/> , consultada el 22 de junio de 2026.

Mercado	COT dic-2023 [\$ / kWh]	COT ene-2024 [\$ / kWh]	Variación [\$ / kWh]	Lectura
Caldas	72,6	72,01	-0,59	COT alto y estable
Valle del Cauca	53,53	58,16	4,63	COT medio-alto
Norte de Santander	48,31	50,4	2,09	COT medio

El análisis por empresa y mercado muestra que el comportamiento de Cv no es homogéneo dentro de los grupos. En particular, se identifican casos relevantes en mercados como Caribe Mar y Caribe Sol, donde algunos prestadores presentan niveles elevados del componente de comercialización. Estos mercados resultan importantes porque pueden incidir de manera significativa en la dispersión del componente y en la lectura del CU total, especialmente cuando concentran valores altos durante determinados periodos.

Dentro de los casos observados, Enerbit y Vatia requieren una mención particular, dado que presentan comportamientos relevantes en el componente Cv en mercados como Caribe Mar y Caribe Sol. Estos registros permiten evidenciar que, aun cuando el análisis agregado muestra una diferencia clara entre grupos, parte de la variación del componente se explica por condiciones específicas de ciertos prestadores y mercados. En consecuencia, la interpretación del Cv no debe limitarse únicamente a la clasificación IV, ORs o C Puros, sino que debe incorporar la revisión de casos particulares.

No obstante, la presencia de valores elevados en determinados agentes no implica que el modelo de integración empresarial explique por sí solo el comportamiento del componente. Cv puede estar influenciado por factores como el costo base de comercialización, riesgo de cartera, estructura de usuarios, condiciones del mercado atendido, costos de gestión comercial, ajustes regulatorios y particularidades regionales. Por tanto, el salto observado entre 2023 y 2024 debe interpretarse como una señal tarifaria relevante que requiere seguimiento, pero no como evidencia causal aislada de la integración vertical.

En síntesis, el componente de comercialización concentra una parte importante de las diferencias observadas en el CU total. Su análisis permite identificar tres elementos principales: primero, los ORs presentan la mayor mediana agregada de Cv; segundo, se observa un cambio tipo escalón entre 2023 y 2024; y tercero, los casos de Enerbit, Vatia y los mercados Caribe Mar y Caribe Sol ayudan a explicar la concentración de

valores altos en determinados periodos. Por esta razón, Cv se retoma posteriormente en el análisis desagregado por empresa, grupo empresarial y mercado.

6.2.4 Distribución del CU por empresa y grupo.

Con el fin de profundizar en la lectura agregada presentada en las secciones anteriores, se analizó la distribución del CU total por empresa dentro de cada grupo de análisis. Esta revisión permite identificar si las diferencias observadas entre C Puros, IV y ORs responden a un comportamiento generalizado de cada grupo o si, por el contrario, están influenciadas por empresas específicas, mercados particulares o periodos con comportamientos atípicos.

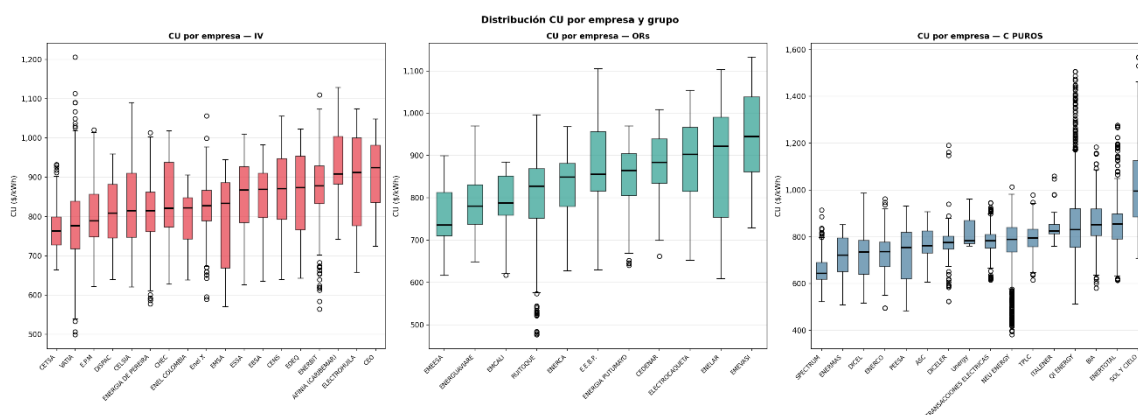


Figura 11. Distribución CU por empresa y grupo, Fuente: SUI – Formato T7. Elaboración propia.
Distribución CU por empresa y grupo, Fuente: SUI – Formato T7. Elaboración propia.

La distribución por empresa evidencia que existe una heterogeneidad importante al interior de los grupos. En consecuencia, la clasificación de una empresa como integrada verticalmente, operador de red no integrado o comercializador puro no integrado no permite explicar por sí sola el nivel del CU total. Si bien en la comparación agregada los ORs presentan la mayor mediana del CU, al observar la información por empresa se identifica que existen diferencias internas relevantes dentro de cada grupo.

Este resultado es importante porque muestra que el efecto tarifario no puede atribuirse de manera directa y exclusiva al modelo de integración empresarial. El CU total es el resultado de la interacción de varios componentes tarifarios, entre ellos generación - G -, transmisión - T -, pérdidas reconocidas - PR -, distribución - D -, comercialización - Cv - y restricciones - R -. Como se observó previamente, algunos componentes presentan comportamientos relativamente homogéneos entre grupos, mientras que otros,

especialmente generación y comercialización, muestran mayor capacidad para explicar diferencias puntuales entre empresas y periodos.

En particular, el componente de comercialización - Cv - adquiere relevancia por el cambio de nivel observado entre 2023 y 2024 y por su relación con variables como el COT, el riesgo de cartera, la estructura de usuarios y las condiciones del mercado atendido. Por su parte, el componente de generación - G - puede presentar variaciones asociadas a la estrategia de contratación, la exposición a bolsa, el precio de los contratos, la hidrología y eventos coyunturales como el Fenómeno de El Niño. Por tanto, una misma condición empresarial puede coincidir con resultados tarifarios distintos dependiendo del periodo, del mercado y de la composición del CU.

Asimismo, la exposición a bolsa o la contratación bilateral no puede interpretarse de manera aislada como un factor necesariamente favorable o desfavorable. Su impacto depende del contexto de mercado en el que ocurra. En periodos de hidrología favorable, mayor disponibilidad de generación o precios bajos de corto plazo, una mayor exposición a bolsa puede tener efectos distintos a los observados en periodos de estrés hidrológico, alta volatilidad o incrementos del precio de energía. De manera similar, los contratos pueden ofrecer estabilidad, pero sus efectos dependen del precio pactado, el plazo, la indexación y el momento en que fueron suscritos.

En este sentido, la gráfica de distribución por empresa permite reforzar una conclusión metodológica relevante: con la información disponible, no es posible afirmar de forma general que la integración vertical sea beneficiosa o perjudicial en términos tarifarios. Lo que se observa es que el comportamiento del CU depende de múltiples variables que interactúan entre sí y que pueden afectar de manera diferenciada a cada empresa. Por ello, el análisis debe continuar con una revisión más desagregada por empresa, componente, mercado y periodo.

En síntesis, la distribución del CU por empresa y grupo muestra que las diferencias tarifarias no responden exclusivamente a la pertenencia a un grupo empresarial o al modelo de integración vertical. La integración vertical constituye una condición relevante para el análisis regulatorio y de competencia, pero no es suficiente, por sí sola, para explicar el nivel del CU total. Esta sección, por tanto, sirve como puente hacia el análisis de medianas por empresa y hacia las revisiones posteriores por grupo empresarial, componente y mercado.

Mediana del CU por empresa y grupo.

Con el fin de complementar el análisis de distribución presentado en la sección anterior, se calculó la mediana del CU total para cada empresa. Esta medida permite identificar el nivel típico del costo unitario de cada prestador durante el periodo analizado, reduciendo la sensibilidad frente a valores extremos o registros puntuales que puedan afectar la media aritmética.

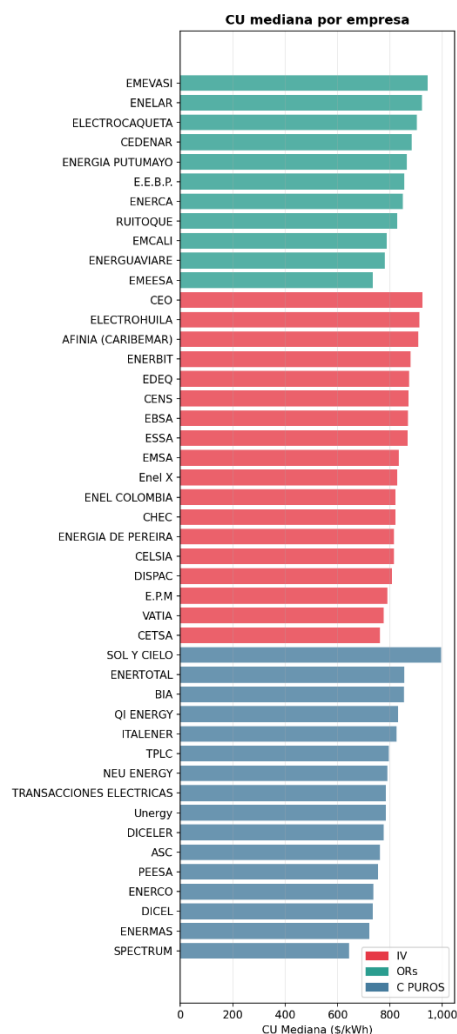


Figura 12. Mediana del CU por empresa. Fuente: SUI – Formato T7. Elaboración propia.

La gráfica permite observar que las empresas no se ordenan de manera homogénea únicamente por su pertenencia a los grupos C Puros, IV u ORs. Si bien el análisis agregado mostró que los ORs presentan la mayor mediana del CU total como grupo, al

revisar el comportamiento por empresa se evidencia que existen prestadores de distintos grupos ubicados tanto en la parte alta como en la parte media de la distribución.

Este resultado refuerza la necesidad de interpretar el CU total de manera desagregada. La condición de integración vertical no permite concluir, por sí sola, que una empresa tenga un menor o mayor costo unitario típico. Por el contrario, el nivel mediano del CU parece estar influenciado por la combinación de varios factores, entre ellos el mercado atendido, la composición de los componentes tarifarios, la exposición a bolsa, las condiciones de contratación, el comportamiento del componente de comercialización, las pérdidas reconocidas y las particularidades regulatorias aplicables en cada periodo.

En este sentido, la mediana por empresa permite identificar casos que requieren una revisión más detallada, especialmente aquellos prestadores que se ubican sistemáticamente en la parte alta del ranking. No obstante, estos resultados no deben interpretarse como evidencia causal directa del efecto de la integración vertical, sino como señales descriptivas que orientan el análisis posterior por componente, grupo empresarial y mercado.

En particular, la lectura conjunta de esta gráfica con el análisis de componentes sugiere que las diferencias observadas en el CU total se explican principalmente por la interacción entre generación - G - y comercialización - Cv -, más que por una separación clara y uniforme entre empresas integradas y no integradas. Por esta razón, el análisis posterior profundiza en los grupos empresariales y en los mercados donde se concentran los mayores valores, con el fin de identificar si los resultados responden a patrones estructurales o a condiciones particulares de algunos agentes.

En síntesis, la mediana del CU por empresa confirma que el modelo de integración empresarial es una variable relevante para organizar el análisis, pero no suficiente para explicar el comportamiento tarifario observado. La evidencia descriptiva muestra una alta heterogeneidad empresarial, lo que justifica continuar con una revisión más detallada por grupo, componente y mercado.

6.2.5 Distribución del CU por grupos IV, OR no integrados y Comercializadores Puros no integrados.

Con el fin de profundizar el análisis agregado de las empresas integradas verticalmente - IV -, se realizó una desagregación del CU total por grupo empresarial. Para ello, las empresas IV se clasificaron en los grupos Celsia, EPM, Enel, Nación y Otros IV, y se compararon frente a los operadores de red no integrados verticalmente - ORs - y los comercializadores puros no integrados verticalmente - COM Puros -.

Esta desagregación permite evaluar si el comportamiento observado para el grupo IV responde a una tendencia homogénea de las empresas integradas o si, por el contrario, existen diferencias internas relevantes entre los grupos empresariales. En este sentido, la sección complementa la comparación general entre IV, ORs y COM Puros, incorporando un mayor nivel de detalle sobre la distribución del CU total.

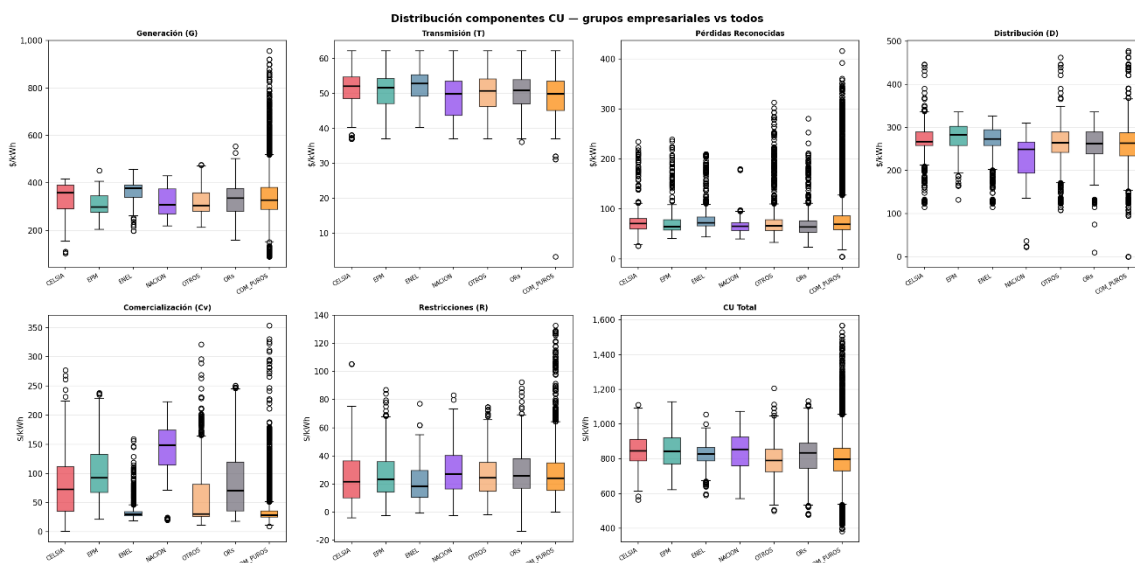


Figura 13. Distribución componentes del CU - Grupos empresariales Vs Todos. Fuente: SUI – Formato T7. Elaboración propia.

Tabla 28. Estadística Descriptiva principales IVs y ORs y comercializadores puros no integrados vertical.

GRUPO_1B	N	Media	Mediana	Desv_Std	IQR	P25	P75	Min	Max	CV_pct
CELSIA	694	845,25	846,06	93,86	123,8	788,03	911,9	564,33	1109,9	11,1
EPM	481	841,05	842,86	104,23	150,6	769,17	919,84	621,28	1128,36	12,39
ENEL	765	824,01	827,5	63,52	77,46	788,09	865,55	589,47	1056,4	7,71
NACION	236	839,17	854,09	116,27	166,6	757,73	924,38	570,8	1074,35	13,86

OTROS	1762	783,63	789,4	104,12	128,6	1	725,84	854,45	499,09	1206,28	13,29
ORs	888	820,8	834,21	111,2	142,4	8	745,9	888,38	476,5	1132,8	13,55
COM_PUROS	6798	795,78	797,21	130	130,1	3	729,63	859,76	382,18	1568,21	16,34

Fuente: Formato T7 SUI, elaboración propia.

A partir de los resultados obtenidos, se observa que el grupo Nación registra la mayor mediana del CU total, con 854,09 \$/kWh, seguido por Celsia, con 846,06 \$/kWh, y EPM, con 842,86 \$/kWh. Estos tres grupos integrados verticalmente presentan medianas superiores a la observada en los ORs, cuyo valor corresponde a 834,21 \$/kWh. Por su parte, Enel registra una mediana de 827,50 \$/kWh, mientras que COM Puros y Otros IV presentan medianas inferiores, de 797,21 \$/kWh y 789,40 \$/kWh, respectivamente.

Este resultado evidencia que las empresas integradas verticalmente no conforman un bloque homogéneo desde el punto de vista tarifario. Mientras algunos grupos IV se ubican en la parte alta de la distribución del CU, otros presentan valores medianos inferiores a los ORs e incluso cercanos o inferiores a los comercializadores puros. Por tanto, la categoría de integración vertical no permite explicar por sí sola el nivel típico del CU total.

La dispersión también presenta diferencias relevantes entre grupos. Enel registra el menor coeficiente de variación, con 7,71 %, lo que indica un comportamiento relativamente más concentrado alrededor de su media. En contraste, COM Puros presenta el mayor coeficiente de variación, con 16,34 %, además del valor máximo más alto de la muestra, equivalente a 1.568,21 \$/kWh. Este comportamiento sugiere una mayor heterogeneidad interna en los comercializadores puros, asociada a registros extremos en determinados mercados y periodos.

Por su parte, los grupos Nación, ORs, Otros IV y EPM presentan coeficientes de variación entre 12 % y 14 %, lo que indica niveles de dispersión moderados. En el caso de Nación, aunque cuenta con el mayor CU mediano, también presenta un IQR de 166,65 \$/kWh, el más alto entre los grupos analizados, lo que refleja una amplitud importante entre el percentil 25 y el percentil 75. Esto sugiere que sus registros presentan mayor variabilidad interna frente a otros grupos IV como Enel o Celsia.

La lectura conjunta de los resultados permite reforzar una conclusión central del análisis descriptivo: la integración vertical es una condición relevante para clasificar a los agentes, pero no es suficiente para determinar si un grupo presenta mayores o menores niveles tarifarios. Las diferencias observadas entre Celsia, EPM, Enel, Nación y Otros IV muestran que el comportamiento del CU depende de factores adicionales, entre ellos los mercados atendidos, la composición de los componentes tarifarios, la exposición a bolsa, las condiciones de contratación, el comportamiento del componente de comercialización y las particularidades regulatorias aplicables en cada periodo.

En consecuencia, esta sección permite avanzar desde una comparación general entre IV, ORs y COM Puros hacia una lectura más detallada por grupo empresarial. Los resultados muestran que algunas empresas integradas se ubican por encima de los grupos no integrados, mientras que otras se ubican por debajo. Por tanto, no es posible afirmar, con base en la información disponible, que la integración vertical sea por sí misma beneficiosa o perjudicial en términos del CU total.

En síntesis, la desagregación por grupo empresarial confirma que el grupo IV presenta heterogeneidad interna. Esta evidencia justifica continuar el análisis con una revisión por componentes, año y mercado, especialmente en aquellos casos donde el CU mediano o la dispersión sugieren comportamientos diferenciados frente al resto de la muestra.

6.2.6.6. Componente de Generación.

En el componente de generación - G -, la dispersión observada resulta relevante para la interpretación del CU, dado que este componente está directamente asociado al costo de compra de energía de los comercializadores. A diferencia de componentes más regulados y homogéneos, G puede variar de manera significativa entre empresas, mercados y periodos, dependiendo de la estrategia de contratación, la exposición al mercado de corto plazo, el precio de bolsa, los precios pactados en contratos bilaterales, la cobertura de la demanda y las condiciones hidrológicas del sistema.

Esta dispersión se explica, en parte, porque no todos los agentes enfrentan las mismas condiciones de compra de energía. Un comercializador con mayor exposición a bolsa puede presentar menores costos en periodos de precios bajos, pero también puede

registrar incrementos importantes en periodos de estrés hidrológico, alta volatilidad o aumento del precio de bolsa. De manera similar, una mayor contratación puede aportar estabilidad, aunque su efecto depende del precio pactado, el plazo, la indexación y el momento en que fueron suscritos los contratos.

Durante 2023 y 2024, la lectura de la dispersión en G debe considerar el contexto del Fenómeno de El Niño y sus efectos sobre la disponibilidad hídrica y la formación de precios en el mercado mayorista. En este periodo, las variaciones del componente no pueden atribuirse únicamente al modelo de integración empresarial, sino a la interacción entre condiciones de mercado, exposición a bolsa, cobertura contractual y decisiones comerciales de cada agente.

La revisión de valores extremos permite identificar que algunos de los mayores registros de G se concentran en comercializadores puros, especialmente en QI Energy durante octubre y noviembre de 2023, así como en Sol y Cielo en Caribe Mar durante enero y febrero de 2025. Estos casos explican parte de la dispersión observada dentro del grupo de comercializadores puros y muestran que, aunque este grupo presenta una menor mediana agregada del CU total, puede registrar valores puntuales elevados en determinados mercados y periodos.

En consecuencia, la dispersión del componente G debe interpretarse como una señal de heterogeneidad en las condiciones de compra de energía y no como una evidencia directa del efecto de la integración vertical. Para explicar sus variaciones se requiere considerar el periodo analizado, la hidrología, el precio de bolsa, los contratos, la cobertura de demanda y la exposición al mercado de corto plazo.

6.2.6.7. *Componente de Transmisión.*

En transmisión (T), las cajas son muy similares entre los grupos, con medianas cercanas y baja dispersión relativa. Este resultado confirma que la transmisión no constituye un factor diferenciador importante entre grupos empresariales, dado que responde a cargos regulados de aplicación general y no a decisiones particulares de cada agente. Por tanto, las diferencias observadas en el CU total no se explican principalmente por este componente.

6.2.6.8. Componente de pérdidas reconocidas.

El componente de pérdidas reconocidas - PR - presenta un comportamiento que debe analizarse con un mayor nivel de desagregación, dado que su lectura agregada por grupo puede ocultar diferencias importantes entre mercados, empresas y periodos. A diferencia de componentes como transmisión - T -, que muestra un comportamiento relativamente homogéneo, PR evidencia una dispersión relevante asociada a condiciones particulares de los mercados de comercialización y a las variables que intervienen en su cálculo tarifario.

En términos agregados, las medianas de PR no muestran una separación amplia entre grupos. Para el periodo analizado, los comercializadores puros no integrados verticalmente - COM Puros - registran la mayor mediana, con 69,37 \$/kWh, seguidos por las empresas integradas verticalmente - IV -, con 68,68 \$/kWh, y por los ORs, con 63,63 \$/kWh. Este resultado indica que, aunque los ORs presentan la mayor mediana del CU total, no son el grupo con mayor mediana en pérdidas reconocidas. Por tanto, PR no explica por sí solo la diferencia agregada del CU entre grupos.

Sin embargo, la baja diferencia entre medianas no implica que el componente sea homogéneo. Por el contrario, la dispersión observada en PR evidencia que existen registros que se apartan del comportamiento típico y que deben interpretarse a nivel de mercado. Esta dispersión es relevante porque muestra que el componente no se comporta de manera uniforme entre territorios, sino que puede concentrar valores altos en mercados específicos, aun cuando el promedio o la mediana del grupo no parezcan significativamente diferentes.

La explicación de esta dispersión está asociada principalmente a la naturaleza del componente. Las pérdidas reconocidas dependen de condiciones técnicas, comerciales y regulatorias propias de cada mercado, tales como los niveles de pérdidas reconocidos, la estructura de la red, la dispersión de usuarios, la ruralidad, las condiciones de medición, la gestión de pérdidas no técnicas y los programas regulatorios aplicables. Por esta razón, dos agentes pertenecientes a grupos distintos pueden presentar valores similares si atienden mercados con características comparables, mientras que agentes de un mismo grupo pueden presentar diferencias importantes si operan en mercados con condiciones distintas.

En la revisión por mercado, los mayores niveles de PR tienden a concentrarse en mercados con condiciones particulares, especialmente Caribe Mar y Caribe Sol. Este comportamiento es consistente con la existencia de condiciones históricas y regulatorias diferenciadas en dichos mercados, donde las pérdidas reconocidas y los programas asociados a su reducción pueden tener una incidencia significativa en el valor final del componente. En consecuencia, la dispersión observada no debe interpretarse como una diferencia directa entre empresas integradas y no integradas, sino como una señal de que el mercado atendido tiene un papel determinante en el resultado tarifario.

Adicionalmente, el análisis por años permite identificar que la dispersión de PR no es constante durante todo el periodo. En los primeros años del horizonte analizado, los valores altos se asocian principalmente a mercados con condiciones regulatorias particulares, mientras que en 2023 y 2024 la lectura debe complementarse con el comportamiento del componente de generación - G -. Esto se debe a que el valor monetario de las pérdidas reconocidas puede aumentar cuando se incrementa el costo de la energía asociado a dichas pérdidas, aun si el nivel físico o porcentual de pérdidas no cambia en la misma proporción.

En este punto, variables como el costo de generación y el CPROG resultan relevantes para interpretar la dispersión del componente. El CPROG puede incidir en mercados con programas de reducción de pérdidas no técnicas, mientras que el costo de generación puede amplificar el valor monetario de las pérdidas reconocidas en periodos de mayor presión sobre el precio de la energía. Por tanto, los incrementos observados en PR deben analizarse como resultado de la interacción entre pérdidas reconocidas, costo de energía, programas regulatorios y condiciones particulares de cada mercado.

Esta interacción es especialmente importante durante 2023 y 2024, periodo en el que también se presentaron condiciones de mercado asociadas al Fenómeno de El Niño y a mayores presiones sobre el precio de la energía. En ese contexto, parte de la variación de PR puede estar relacionada indirectamente con el comportamiento de G, lo que impide interpretar los aumentos del componente como un fenómeno exclusivamente asociado a la gestión de pérdidas o al modelo de integración empresarial.

Por lo anterior, la dispersión observada en PR debe entenderse como una señal de heterogeneidad territorial y regulatoria. El componente no muestra una brecha

agregada suficientemente marcada para afirmar que la integración vertical explique su comportamiento, pero sí permite identificar mercados donde las pérdidas reconocidas tienen una incidencia relevante sobre el CU. En particular, Caribe Mar y Caribe Sol deben ser objeto de seguimiento, dado que allí pueden coincidir mayores pérdidas reconocidas, programas regulatorios específicos, valores de CPROG y efectos derivados del costo de generación.

En síntesis, el componente PR no explica de manera principal la diferencia agregada del CU entre grupos, pero sí aporta evidencia importante sobre la heterogeneidad del comportamiento tarifario. Su dispersión muestra que el análisis debe realizarse por mercado, empresa y año, considerando variables como el CPROG, el costo de generación, los niveles de pérdidas reconocidos y las condiciones regulatorias aplicables. Por tanto, PR debe interpretarse como un componente sensible al contexto territorial y regulatorio, más que como una señal directa del efecto de la integración vertical.

6.2.6.1. Componente de distribución.

El componente de distribución - D - remunera el uso de los sistemas de distribución regional y local requeridos para la prestación del servicio a los usuarios finales. Por su naturaleza, corresponde a un componente regulado asociado a la infraestructura de red, cuyos valores dependen de los cargos aprobados para cada mercado de comercialización, el nivel de tensión, la propiedad de los activos y las condiciones particulares de cada sistema de distribución.

En términos agregados, las medianas del componente D son cercanas entre los grupos analizados. Las empresas integradas verticalmente - IV - presentan la mayor mediana, con 266,48 \$/kWh, seguidas por los comercializadores puros no integrados verticalmente - COM Puros -, con 263,25 \$/kWh, y por los ORs, con 263,03 \$/kWh. La diferencia entre el mayor y el menor valor mediano es reducida frente a la observada en otros componentes, como comercialización - Cv - o generación - G -.

Este resultado indica que, a nivel agregado, el componente de distribución no constituye un factor diferenciador principal entre los grupos empresariales analizados. Aunque D tiene un peso relevante dentro del CU total, las diferencias medianas entre IV, ORs y COM Puros no permiten afirmar que la integración vertical explique por sí sola el comportamiento de este componente.

No obstante, la ausencia de una brecha agregada amplia no implica que el componente D sea homogéneo en todos los casos. La dispersión observada puede explicarse por las diferencias entre mercados de distribución, dado que los cargos de distribución reconocen características propias de cada sistema, tales como la topología de red, la densidad de usuarios, la ruralidad, la extensión de los circuitos, la demanda atendida, los niveles de inversión, los costos de administración, operación y mantenimiento, y las condiciones regulatorias aplicables a cada operador de red.

En este sentido, el componente D debe interpretarse principalmente como una variable asociada al mercado atendido y al sistema de distribución correspondiente. Un comercializador puro que atiende usuarios en un determinado mercado puede trasladar el cargo de distribución de ese mercado, aun cuando no sea propietario de la red. Por tanto, el valor del componente D observado para cada agente no necesariamente refleja una decisión comercial propia, sino el cargo regulado aplicable al mercado en el que presta el servicio.

Esta característica es relevante para evitar conclusiones erradas sobre la integración vertical. Una empresa integrada verticalmente puede presentar un componente D alto si atiende un mercado con cargos de distribución elevados, mientras que una empresa no integrada puede presentar valores similares si comercializa energía en ese mismo mercado. De igual forma, agentes de un mismo grupo pueden mostrar diferencias en D si participan en mercados con cargos de distribución distintos.

Por lo anterior, la dispersión del componente D no debe interpretarse como una señal directa del efecto tarifario de la integración vertical, sino como el resultado de diferencias regulatorias y técnicas entre mercados de distribución. En contraste con Cv, donde se observan brechas más marcadas entre grupos, el componente D aporta principalmente una lectura territorial y de red.

En síntesis, el componente de distribución tiene una participación significativa dentro del CU total, pero no aparece como el principal factor explicativo de las diferencias entre grupos empresariales. Su variabilidad se asocia principalmente a las características de los mercados de distribución y a los cargos regulados aplicables, por lo que debe analizarse en conjunto con el mercado atendido, el operador de red y las condiciones particulares de cada sistema.

6.2.6 Distribución anual de los componentes del CU por grupos empresariales

Con el fin de complementar el análisis agregado y mensual desarrollado en las secciones anteriores, se revisó la distribución anual de los componentes del CU por grupos empresariales y grupos comparables. Esta aproximación permite identificar si las diferencias observadas se mantienen de forma estable durante todo el periodo o si, por el contrario, se concentran en años específicos asociados a cambios regulatorios, condiciones de mercado o coyunturas del sistema eléctrico.

Para la interpretación de esta sección resulta relevante considerar la senda de transición establecida para el límite de compras propias de los comercializadores integrados verticalmente, de acuerdo con el artículo 19 de la Resolución CREG 130 de 2019. Según dicha senda, el límite de compras propias fue del 50 % para 2020 y 2021, del 40 % para 2022, del 20 % para el periodo 2023-2026 y será del 10 % a partir de 2027. Esta referencia normativa es importante porque permite contextualizar la evolución del componente de generación - G -, aunque no permite establecer, por sí sola, una relación causal directa entre la reducción del límite y el comportamiento observado en el CU.

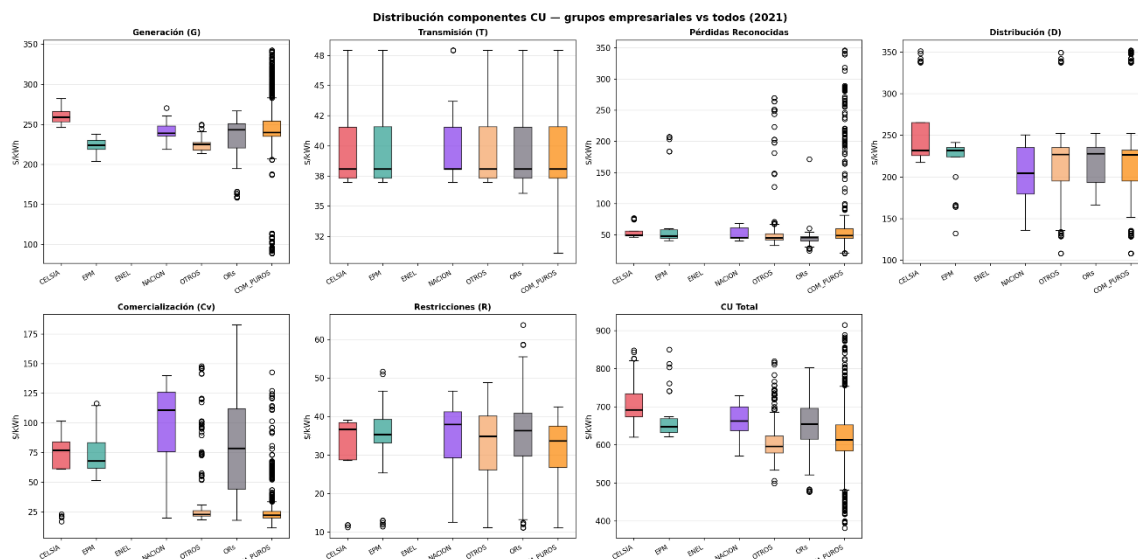


Figura 14. Distribución componentes del CU - Grupos empresariales Vs Todos 2021. Fuente: SUI – Formato T7. Elaboración propia.

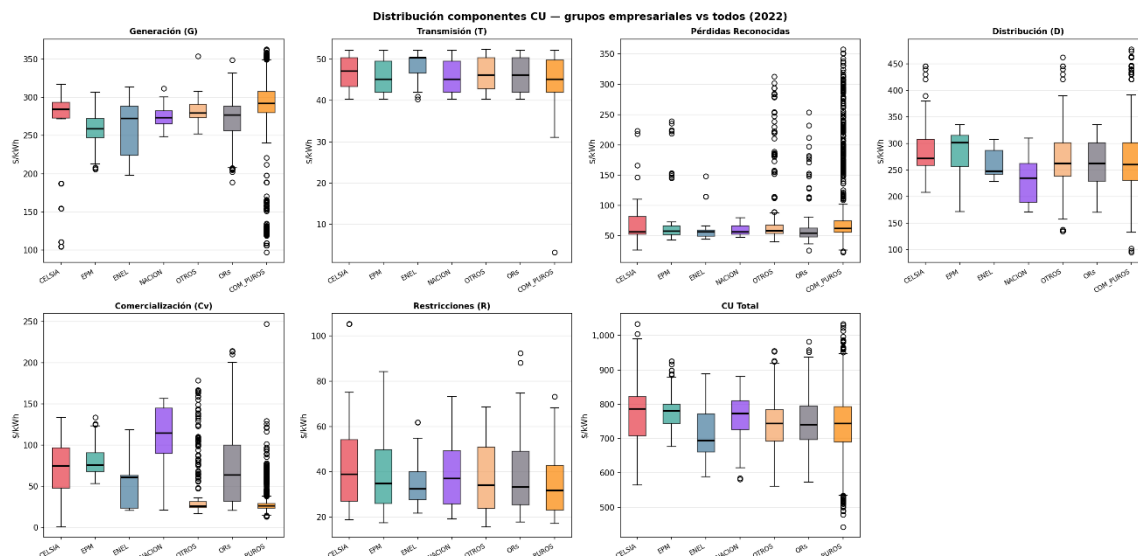


Figura 15. Distribución componentes del CU - Grupos empresariales Vs Todos 2022. Fuente: SUI – Formato T7. Elaboración propia.

La revisión anual muestra que el comportamiento del CU y de sus componentes no es homogéneo durante todo el periodo. En 2021, los componentes presentan niveles relativamente menores frente a los años posteriores, aunque ya se observan dispersiones relevantes en pérdidas reconocidas - PR -, distribución - D - y comercialización - Cv -. En este año, la dispersión parece responder más a diferencias entre mercados y agentes específicos que a una separación clara entre grupos empresariales.

En 2022 se observa un incremento general frente a 2021, especialmente en el CU total y en componentes como generación - G -, distribución - D - y comercialización - Cv -. Este año coincide con la reducción del límite de compras propias al 40 %, pero el comportamiento observado no debe atribuirse únicamente a este cambio regulatorio. La evolución del CU también puede estar asociada a condiciones de mercado, actualización de cargos, comportamiento de la demanda, precios de contratación y diferencias entre mercados atendidos.

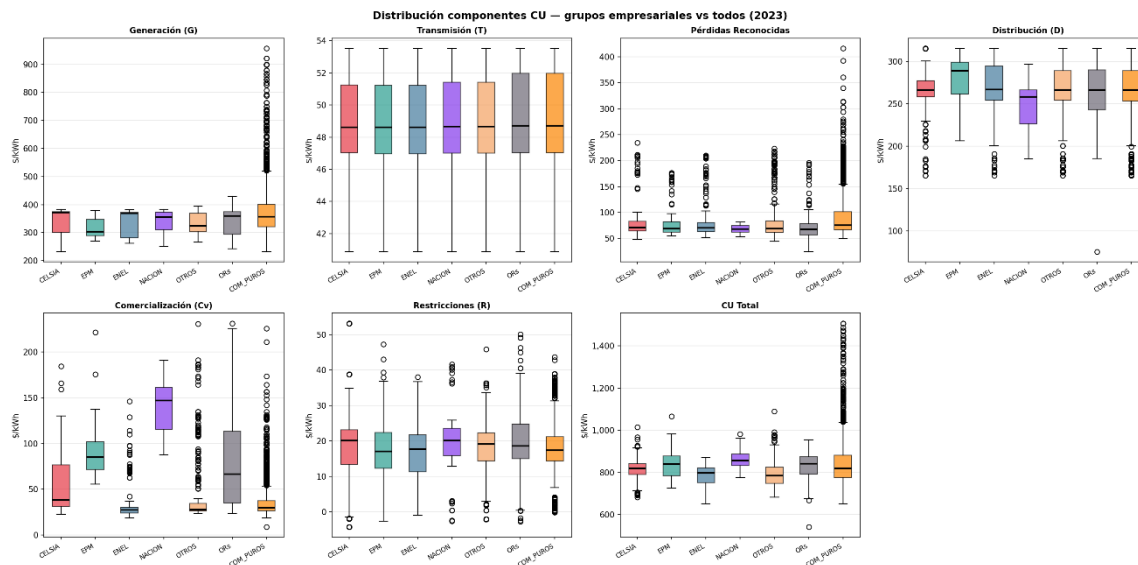


Figura 16. Distribución componentes del CU - Grupos empresariales Vs Todos 2023. Fuente: SUI – Formato T7. Elaboración propia.

A partir de 2023, periodo en el cual el límite de compras propias se ubica en el 20 %, se evidencia una mayor presión sobre el componente de generación - G - y sobre el CU total. En particular, se observan valores extremos en algunos comercializadores puros, lo cual sugiere que parte de la dispersión del componente G está asociada a casos específicos de exposición tarifaria en determinados mercados y periodos. Este resultado refuerza la necesidad de interpretar la generación considerando la estrategia de compra de energía, la exposición a bolsa, la cobertura contractual y las condiciones del mercado mayorista.

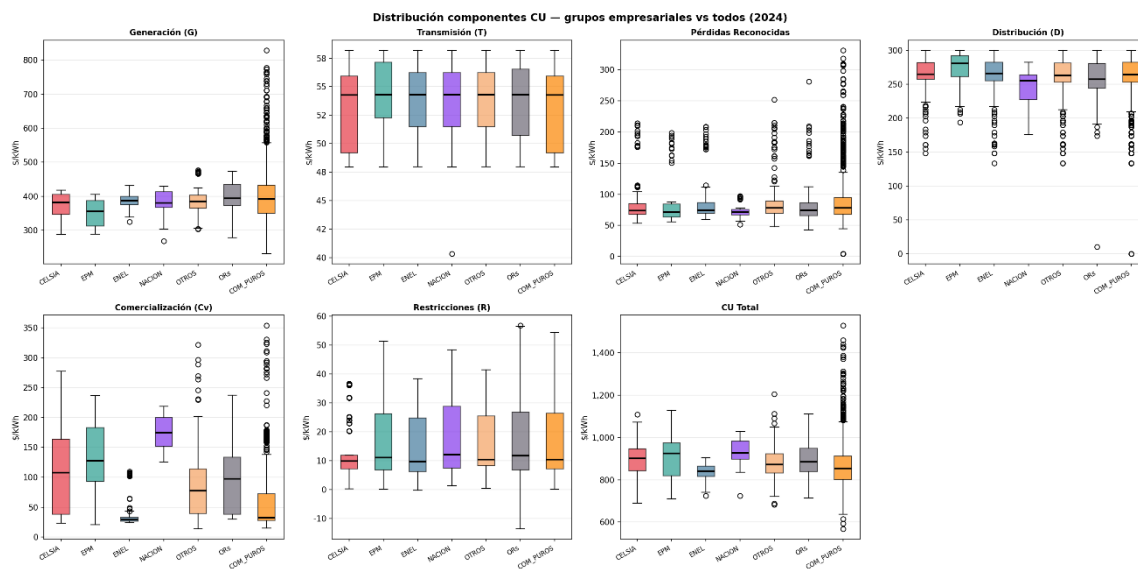


Figura 17. Distribución componentes del CU - Grupos empresariales Vs Todos 2024. Fuente: SUI – Formato T7. Elaboración propia.

El año 2024 constituye uno de los periodos más relevantes del análisis. En las gráficas se evidencia un incremento o cambio de nivel en el componente de comercialización - Cv -, así como niveles elevados en generación - G - y en el CU total. Este comportamiento coincide con un contexto de mayor presión sobre el mercado de energía, asociado, entre otros factores, al Fenómeno de El Niño, la hidrología, la disponibilidad de recursos de generación y la formación del precio de bolsa. Por tanto, aunque la reducción del límite de compras propias constituye un elemento regulatorio relevante, no es posible afirmar que explique por sí sola la variación observada en el CU.

En el caso de Cv, el comportamiento anual confirma lo señalado en las secciones anteriores: este componente presenta una diferenciación más marcada entre grupos y un cambio tipo escalón entre 2023 y 2024. La revisión del COT resulta pertinente para contextualizar parte de esta variación, especialmente en empresas y mercados donde el componente de comercialización presenta incrementos abruptos. Sin embargo, el COT debe entenderse como un elemento explicativo parcial, dado que Cv también puede estar influenciado por riesgo de cartera, estructura de usuarios, costos de gestión comercial y condiciones particulares del mercado atendido.

Para el componente de pérdidas reconocidas - PR -, la lectura anual evidencia que la dispersión no se explica únicamente por la pertenencia a un grupo empresarial. Los

valores altos se concentran principalmente en mercados con condiciones particulares, como Caribe Mar y Caribe Sol, y pueden estar asociados a variables como pérdidas reconocidas, costo de generación, programas de reducción de pérdidas no técnicas y CPROG. En consecuencia, PR debe interpretarse como un componente sensible al mercado y al periodo analizado, más que como una señal directa del efecto de la integración vertical.

En distribución - D - y transmisión - T - se observa un comportamiento relativamente más estable frente a otros componentes, aunque D puede presentar dispersión por las diferencias entre mercados de distribución, cargos aprobados, características de red y condiciones propias de cada operador. La transmisión, por su parte, mantiene una menor capacidad explicativa de las diferencias entre grupos, debido a su naturaleza regulada y común para los agentes que atienden demanda.

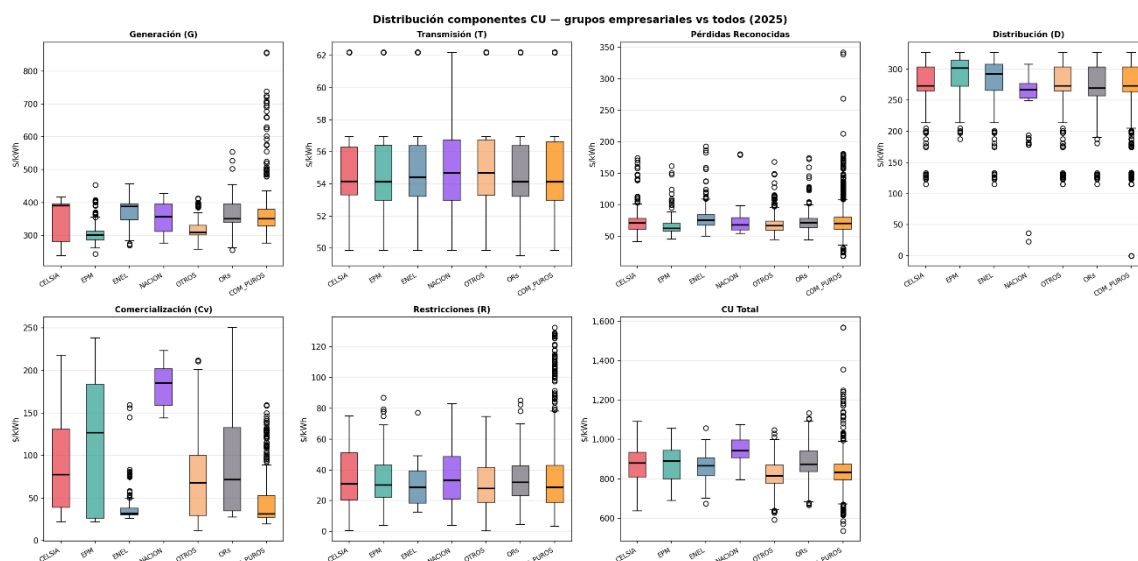


Figura 18. Distribución componentes del CU - Grupos empresariales Vs Todos 2025. Fuente: SUI – Formato T7. Elaboración propia.

En 2025 se mantienen dispersiones relevantes en generación - G -, comercialización - Cv -, restricciones - R - y CU total, aunque en algunos casos se observa una moderación frente a los máximos registrados en 2024. Este comportamiento sugiere que las diferencias anuales no responden a una tendencia lineal única, sino a la interacción entre condiciones de mercado, ajustes regulatorios, exposición de los agentes y características particulares de cada mercado.

En el componente de generación - G -, la distribución anual muestra una mayor diferenciación entre grupos a partir de 2023, periodo en el que se observan valores más altos y mayor dispersión, especialmente en los comercializadores puros. Este comportamiento coincide con un contexto de mayor presión sobre el mercado de energía, asociado a condiciones hidrológicas, exposición al mercado de corto plazo, precios de bolsa y estrategias de contratación. En este componente, Celsia y EPM tienden a ubicarse en niveles relativamente inferiores o intermedios frente a otros grupos en varios años del periodo analizado; sin embargo, esta señal debe interpretarse con cautela, dado que no permite concluir una ventaja estructural permanente asociada a la integración vertical. La evolución de G depende de la combinación entre cobertura contractual, exposición a bolsa, precio de los contratos, condiciones hidrológicas y coyuntura del mercado mayorista.

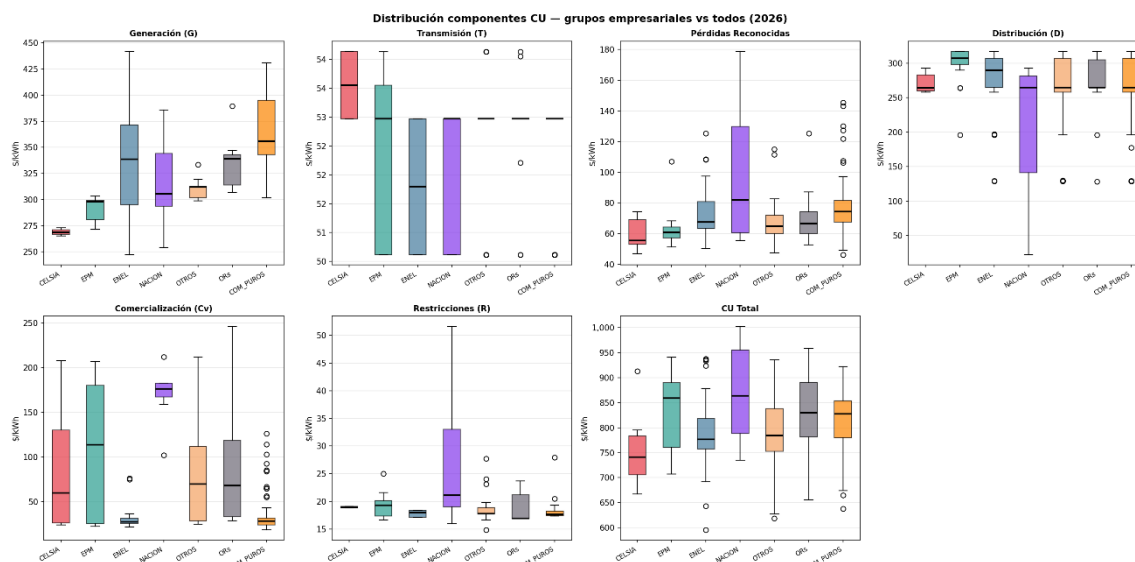


Figura 19. Distribución componentes del CU - Grupos empresariales Vs Todos 2026. Fuente: SUI – Formato T7. Elaboración propia.

Para 2026, la información disponible muestra que el CU total se mantiene en niveles elevados, aunque con una menor presencia de valores extremos frente a los máximos observados en 2023, 2024 y 2025. En generación - G -, los comercializadores puros continúan presentando mayor dispersión y valores altos, mientras que Celsia y EPM se ubican en niveles relativamente menores frente a varios grupos comparables. No obstante, esta lectura debe entenderse como una señal del periodo observado y no

como una conclusión definitiva del año completo, en caso de que la información corresponda a un corte parcial.

En síntesis, la distribución anual de los componentes del CU confirma que las diferencias tarifarias no pueden explicarse únicamente por la condición de integración vertical. La senda de transición del límite de compras propias es una referencia regulatoria relevante, especialmente para interpretar el componente de generación; sin embargo, su efecto debe analizarse junto con la hidrología, el precio de bolsa, la contratación, la exposición al mercado de corto plazo, el COT, el CPROG y las condiciones particulares de cada mercado. La evidencia anual muestra que los componentes con mayor capacidad explicativa de la dispersión son generación, comercialización y pérdidas reconocidas, mientras que transmisión y distribución presentan un comportamiento más asociado a cargos regulados y condiciones de red.

6.2.7 Conclusiones preliminares Estadística descriptiva.

A partir del análisis descriptivo realizado, no se evidencia una diferenciación marcada del CU total de las empresas integradas verticalmente frente a los demás grupos analizados. Si bien el grupo IV presenta una mediana superior a la de los comercializadores puros no integrados verticalmente, no registra el mayor CU típico de la muestra, dado que este corresponde al grupo de operadores de red no integrados verticalmente - ORs -. De acuerdo con la estadística descriptiva calculada, la mediana del CU total fue de 836,20 \$/kWh para ORs, 814,62 \$/kWh para IV y 797,21 \$/kWh para COM Puros. Este resultado sugiere que, durante el periodo analizado, la condición de integración vertical no se refleja, de manera agregada, en un CU total claramente superior o inferior frente al resto de agentes.

No obstante, sí se identifican diferencias relevantes en la dispersión de los datos. El grupo IV presenta una menor variabilidad relativa frente a los demás grupos, con un coeficiente de variación de 12,33 %, mientras que los COM Puros registran la mayor variabilidad relativa, con 16,34 %, además del valor máximo más alto de la muestra, equivalente a 1.568,21 \$/kWh. Este comportamiento evidencia una mayor heterogeneidad interna en los comercializadores puros, posiblemente asociada a su participación en múltiples mercados, diferencias en las estrategias de compra de energía, exposición al mercado de bolsa y cargos regulados propios de los mercados atendidos.

La revisión por componentes permite precisar que las diferencias entre grupos no se explican por un único componente tarifario. Transmisión - T - y distribución - D - presentan valores relativamente cercanos entre grupos, lo cual es consistente con su naturaleza regulada y asociada al uso de redes. En contraste, generación - G -, comercialización - Cv - y pérdidas reconocidas - PR - muestran mayor capacidad para explicar la dispersión observada, aunque por razones diferentes. G responde a condiciones de compra de energía, contratación, exposición a bolsa, precios de mercado e hidrología; Cv refleja costos de comercialización, COT, riesgo de cartera, estructura de usuarios y condiciones particulares del mercado atendido; y PR depende de pérdidas reconocidas, costo de generación, CPROG y características regulatorias o territoriales de cada mercado.

En el componente de generación - G -, las medianas entre grupos son relativamente cercanas, por lo que no se evidencia una diferencia estructural amplia atribuible a la integración vertical. Sin embargo, la dispersión y los valores atípicos son relevantes, especialmente en comercializadores puros durante 2023 y 2024. Los registros altos identificados en agentes como QI Energy y Sol & Cielo sugieren que las diferencias en G están más asociadas a condiciones de compra de energía, exposición a bolsa, nivel de contratación, precio de contratos, tamaño del agente y mercados atendidos, que a la sola condición de integración vertical.

El componente de pérdidas reconocidas - PR - presenta una dinámica relacionada con generación y con las condiciones particulares de cada mercado. La dispersión observada parece estar fuertemente asociada a mercados con condiciones particulares de pérdidas, especialmente Caribe Sol y Caribe Mar, y a empresas que participan en dichos mercados. No obstante, no es posible concluir de manera definitiva que todos los valores altos se expliquen exclusivamente por el CPROG o por un ajuste regulatorio específico. Para validar esta hipótesis se requiere contrastar los registros más altos con las variables que intervienen en la fórmula de pérdidas reconocidas, en particular el costo de generación, las pérdidas reconocidas en generación, las pérdidas reconocidas en transmisión, el CPROG y los ajustes retrospectivos aplicables en cada mercado y periodo.

El componente de comercialización - Cv - es el que presenta la diferencia más visible entre grupos, dado que los ORs registran una mediana considerablemente superior frente a IV y COM Puros. Este resultado contribuye a explicar que el grupo ORs presente el mayor CU típico agregado. Sin embargo, esta diferencia no debe interpretarse de forma aislada, pues el componente de comercialización puede estar influenciado por condiciones particulares de algunos mercados, costos reconocidos, riesgo de cartera, recuperación de saldos, costo de opción tarifaria, contribuciones y características propias de la atención comercial.

En particular, el análisis del COT permite explicar parte del salto observado en el componente de comercialización entre diciembre de 2023 y enero de 2024 para algunos agentes integrados verticalmente, especialmente en mercados como Caribe Sol y Caribe Mar. En agentes como Enerbit, la variación del Cv entre ambos meses es cercana al COT de mercado, lo cual sugiere una incorporación efectiva de este costo en el componente de comercialización. Sin embargo, el efecto no es homogéneo entre comercializadores. En el caso de Enel X, los valores de Cv reportados en Caribe Sol y Caribe Mar permanecen alrededor de 30 \$/kWh, aun cuando los mercados presentan COT elevados.

Asimismo, el análisis por empresa evidencia que las diferencias del CU no solo se presentan entre grupos, sino también al interior de cada grupo. En el grupo IV se observan diferencias entre empresas como Electrohuila, Afinia, Enerbit, EDEQ, CENS, EBSA, ESSA, Vatia, EPM y CETSA. En ORs, empresas como EMEVASI, CEO, ENELAR, Electrocaquetá, CEDENAR, Energía Putumayo, E.E.B.P., ENERCA y Ruitoque se ubican en niveles relativamente altos. En COM Puros, empresas como Sol & Cielo, Enertotal, BIA, QI Energy e Italener presentan medianas superiores dentro del grupo, mientras que otras registran niveles más bajos. Esto confirma que la pertenencia a un grupo no explica por sí sola el nivel del CU.

La desagregación por grupo empresarial refuerza esta conclusión. Las empresas IV no conforman un bloque homogéneo: algunos grupos integrados, como Nación, Celsia y EPM, registran medianas superiores a los ORs, mientras que Enel y Otros IV se ubican por debajo. Por tanto, la integración vertical es una categoría relevante para organizar el análisis regulatorio y tarifario, pero no suficiente para explicar por sí sola el comportamiento del CU total.

El análisis anual también confirma que las diferencias no son constantes durante todo el periodo. Durante 2021 y 2022, cuando el límite de compras propias era de 50 % y 40 %, respectivamente, los niveles del CU eran inferiores a los observados posteriormente, aunque ya existían valores atípicos por empresa y mercado. Entre 2023 y 2026, periodo en el cual el límite de compras propias se ubica en 20 %, se observa un incremento de las medianas y de la dispersión del CU y de varios componentes. No obstante, este comportamiento no puede atribuirse exclusivamente a la reducción del límite de compras propias, dado que el aumento también se observa en grupos no integrados y coincide con condiciones sistémicas de mercado, como mayores precios de bolsa, condiciones hidrológicas más exigentes, efectos del Fenómeno de El Niño 2023-2024 y diferencias en la estrategia contractual de cada comercializador.

Este resultado debe interpretarse considerando el marco regulatorio vigente, el cual incorpora mecanismos orientados a limitar posibles ventajas derivadas de la integración vertical. En particular, los límites a las compras propias de energía para la atención de demanda regulada restringen la proporción de energía que los comercializadores integrados pueden adquirir de empresas vinculadas, reduciendo la posibilidad de que dicha condición empresarial se traduzca directamente en diferencias sistemáticas del componente de generación. Asimismo, el principio de neutralidad exige que los agentes integrados otorguen un tratamiento equivalente a sus propias unidades de negocio y a terceros, lo que busca prevenir prácticas discriminatorias y limitar el uso de la integración vertical como mecanismo para favorecer indebidamente a empresas vinculadas.

En consecuencia, la conclusión preliminar de la estadística descriptiva es que la integración vertical no se refleja, de manera agregada, en un comportamiento tarifario claramente diferenciado frente a los demás agentes. Las diferencias observadas parecen estar más asociadas a la combinación de componentes tarifarios, mercados atendidos, condiciones de compra de energía, exposición a bolsa, cargos de distribución, costos de comercialización, pérdidas reconocidas y particularidades empresariales o regulatorias de cada agente.

No obstante, dado que este hallazgo se deriva de una revisión descriptiva, debe interpretarse como una conclusión preliminar y no como una prueba estadística

definitiva. Por esta razón, en las siguientes secciones se complementa el análisis mediante pruebas no paramétricas, con el fin de establecer si las diferencias observadas entre grupos son estadísticamente significativas y si persisten cuando se profundiza el análisis por componente, empresa, mercado y año.

6.3 Identificación de diferencias estadísticas a partir de la prueba de Kruskal Wallis

Con el fin de determinar si las diferencias observadas en la estadística descriptiva son estadísticamente significativas, se aplicó la prueba de Kruskal-Wallis para cada uno de los componentes del CU. Esta prueba no paramétrica evalúa si existen diferencias en el nivel de la distribución de los datos entre los grupos de agentes analizados, contrastando la hipótesis nula de que todos los grupos provienen de la misma distribución.

Su selección obedece a tres razones fundamentales. En primer lugar, no requiere que los datos sigan una distribución normal, condición que no se cumple plenamente en la muestra analizada, como se evidencia en la asimetría de las distribuciones, la presencia de valores atípicos y las diferencias observadas entre media y mediana en varios grupos. Adicionalmente, las pruebas paramétricas preliminares, como la prueba t, presentan limitaciones para este caso, dado que su aplicación supone condiciones de normalidad y se orienta principalmente a la comparación de medias entre dos grupos, mientras que el presente análisis requiere contrastar simultáneamente más de dos categorías de agentes.

En segundo lugar, Kruskal-Wallis opera sobre los rangos de los datos y no sobre sus valores originales, lo que la hace más robusta frente a la presencia de valores atípicos. En tercer lugar, permite comparar simultáneamente más de dos grupos, lo cual resulta necesario dado el número de categorías de agentes definidas en el análisis.

El estadístico H cuantifica la separación entre grupos a partir de la posición relativa de cada observación en el ranking global de los datos. Si los grupos fueran iguales, los rangos se distribuirían uniformemente entre ellos y H tendería a cero; valores elevados indican que los rangos de algún grupo se concentran sistemáticamente en posiciones altas o bajas, evidenciando diferencias entre los grupos comparados. El p-valor

representa la probabilidad de obtener un H tan extremo por puro azar bajo la hipótesis nula de igualdad, calculado a partir de una distribución chi-cuadrado con k-1 grados de libertad. Valores de p inferiores a 0,05 permiten rechazar dicha hipótesis con un 95% de confianza. Dado el volumen de registros procesados, los resultados deben interpretarse en conjunto con las medianas de cada componente, ya que la alta potencia estadística de la prueba puede detectar como significativas diferencias que en términos económicos son marginales.

Tabla 29. Interpretación de resultados para la prueba Kruskal Wallis

H	P	Significado
Grande	Pequeño	Diferencias grandes y confiables.
Pequeño	Grande	Diferencias pequeñas o inexistentes.
Grande	Grande	diferencias aparentes, pero no confiables.
Pequeño	Pequeño	diferencias pequeñas pero detectadas con muestra enorme

A continuación, se presentan los resultados derivados de la aplicación de la metodología descrita, organizados de acuerdo con las etapas de análisis definidas.

Tabla 30. Resultados obtenidos en la prueba Kruskal Wallis

Componente	H	p-valor	Significativo
Generación (G)	454.7	0	Diferencias grandes y confiables.
Transmisión (T)	276.51	0	Diferencias grandes y confiables.
Pérdidas Reconocidas	185.02	0	Diferencias grandes y confiables.
Distribución (D)	282.92	0	Diferencias grandes y confiables.
Comercialización (Cv)	2583.15	0	Diferencias grandes y confiables.
Restricciones (R)	107.28	0	Diferencias grandes y confiables.
CU Total	385.64	0	Diferencias grandes y confiables.

Los resultados confirman que existen diferencias estadísticamente significativas entre los siete⁵ grupos en todos los componentes del Costo Unitario (CU), esto se evidencia en todos los componentes del CU que presentan $p=0.0$, lo que indica que en todos los casos se rechaza la hipótesis nula de igualdad entre los siete grupos con un nivel de confianza superior al 99.9%. Las diferencias observadas en la estadística descriptiva no son producto del azar.

El componente de comercialización es el que mayor diferenciación presenta entre grupos, resultado consistente con su naturaleza como el único componente sobre el que los agentes tienen control directo de su estructura de costos, a diferencia de los demás componentes que son determinados o regulados por la CREG.

El segundo componente con mayor diferenciación entre grupos es la generación. Si bien este corresponde a un mercado de competencia en el que el precio de la energía debería ser equivalente para todos los agentes, las diferencias observadas pueden atribuirse a varios factores. En primer lugar, los contratos de suministro de largo plazo presentan precios que varían según el momento en que fueron negociados, generando asimetrías entre agentes con distintas estrategias de contratación. En segundo lugar, grupos empresariales como EPM y Celsia cuentan con acceso a fuentes propias de generación, lo que les permite estructurar su portafolio de abastecimiento en condiciones distintas a las de agentes que dependen exclusivamente del mercado. Finalmente, las diferencias en la proporción de energía adquirida en bolsa frente a la contratada bilateralmente introducen variabilidad adicional en este componente.

El componente de distribución es el tercero con mayor diferenciación entre grupos. Este resultado refleja las diferencias estructurales en la infraestructura de red de cada grupo empresarial, dado que el cargo de distribución reconocido por la CREG depende de variables propias de cada operador, tales como la densidad de usuarios atendidos, la extensión geográfica de las redes y la antigüedad de la infraestructura instalada. Es importante señalar que las pérdidas técnicas y no técnicas, si bien están relacionadas

⁵ Enel, Celsia, EPM, Nación (Integrados verticalmente pero no los principales), Otros (integrados verticalmente pero no en grupos empresariales), OR (no integrados verticalmente) y Com Puros (no integrados verticalmente).

con la eficiencia de la red de distribución, constituyen un componente tarifario independiente dentro de la estructura del CU, por lo que su efecto se analiza de forma separada. En consecuencia, grupos empresariales con redes más extensas, mayor dispersión geográfica o infraestructura más antigua tenderán a presentar cargos de distribución más elevados, lo que contribuye a la diferenciación observada entre grupos.

Los grupos de pérdidas reconocidas y las restricciones fueron los componentes que presentaron un valor de H inferior y que por lo tanto son más homogéneos entre grupos. En el caso del componente de las pérdidas reconocidas, las diferencias entre grupos reflejan distintos niveles de pérdidas técnicas y no técnicas reconocidas por la CREG para cada empresa. Y en el caso del componente de restricciones, que obtuvo un valor de $H=107.28$, el menor valor obtenido, que indica que es el más homogéneo entre grupos, debido a que el componente se define como un cargo sistémico determinado por el operador del sistema y no dependen de decisiones individuales de cada agente.

El CU total presenta un estadístico H inferior al de varios de sus componentes individuales, particularmente al de generación y distribución. Este resultado sugiere que las diferencias observadas en los componentes por separado se compensan parcialmente al agregarse en el costo unitario total, de modo que agentes con valores relativamente altos en algún componente pueden presentar valores más moderados en otros, atenuando la diferenciación global entre grupos.

6.4 Análisis post-hoc de Dunn - Matriz de Bonferroni

Dado que la prueba de Kruskal-Wallis únicamente permite concluir que al menos uno de los grupos difiere de los demás, sin identificar cuáles pares específicos presentan diferencias significativas, se aplicó el análisis post-hoc de Dunn como prueba complementaria. Este procedimiento realiza comparaciones par a par entre todos los grupos, calculando para cada par un p-valor a partir de las diferencias entre los rangos promedio de los grupos involucrados.

Dado que la realización de múltiples comparaciones simultáneas incrementa la probabilidad de obtener hallazgos no corroborados se aplica la corrección de Bonferroni, la cual ajusta los p-valores multiplicándolos por el número total de comparaciones realizadas, garantizando que la tasa de error global del conjunto de pruebas se mantenga en el nivel de significancia definido. Los resultados se presentan

en una matriz simétrica donde cada celda contiene el p-valor ajustado del par correspondiente, valores cercanos a cero indican diferencias significativas entre ese par de grupos, mientras que valores superiores a 0,05 sugieren que no existe evidencia suficiente para afirmar que los grupos difieren entre sí.

En la matriz la diagonal principal siempre vale 1.0 porque corresponde a la comparación de cada grupo consigo mismo — un grupo es idéntico a sí mismo por definición. Las celdas fuera de la diagonal son las que contienen la información relevante.

A continuación, se presentan las matrices más relevantes obtenidas tras aplicar el análisis al costo unitario y sus componentes de acuerdo con los grupos empresariales de las empresas integradas verticalmente, los operadores de red y los comercializadores puros.

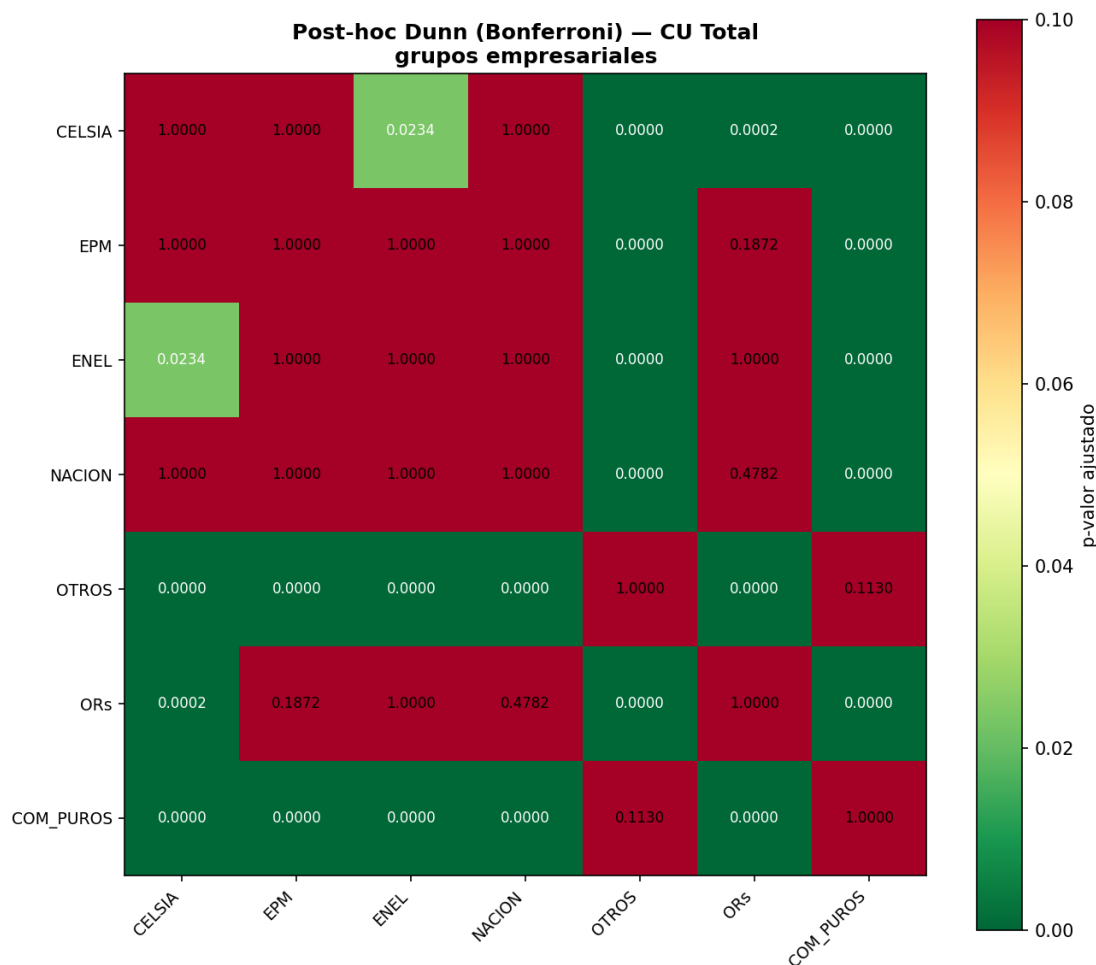


Figura 20.: Matriz post-hoc de Dunn con corrección de Bonferroni para el CU total. Elaboración propia.

Los resultados del análisis post-hoc de Dunn revelan que los grupos empresariales pertenecientes al bloque de empresas integradas verticalmente — CELSIA, EPM y NACIÓN — no presentan diferencias estadísticamente significativas entre sí en el CU total, comportándose como un bloque homogéneo. El grupo Enel comparte características con los conglomerados descritos anteriormente; no obstante, la matriz evidencia una correlación en el comportamiento del costo unitario CU entre Celsia y Enel, lo que permite concluir que presentan un niveles tarifarios comparables. La excepción dentro de este bloque es el grupo OTROS, que difiere significativamente de todos los demás grupos, sugiriendo que las empresas que lo componen presentan una estructura tarifaria particular que las distancia tanto de los demás grupos IV como de

los operadores de red y comercializadores puros. Por su parte, los comercializadores puros difieren significativamente de los grupos IV principales, con excepción del grupo OTROS con el que no se encontró evidencia suficiente de diferencia. Los operadores de red presentan un comportamiento intermedio, sin diferir significativamente de EPM, ENEL y NACION, pero sí de CELSIA, OTROS y COM_PUROS.

Teniendo en cuenta que los componentes que presentaron mayor heterogeneidad fueron los de Generación y Comercialización se optó por presentar las matrices de estos dos con el fin de identificar las diferencias entre grupos.

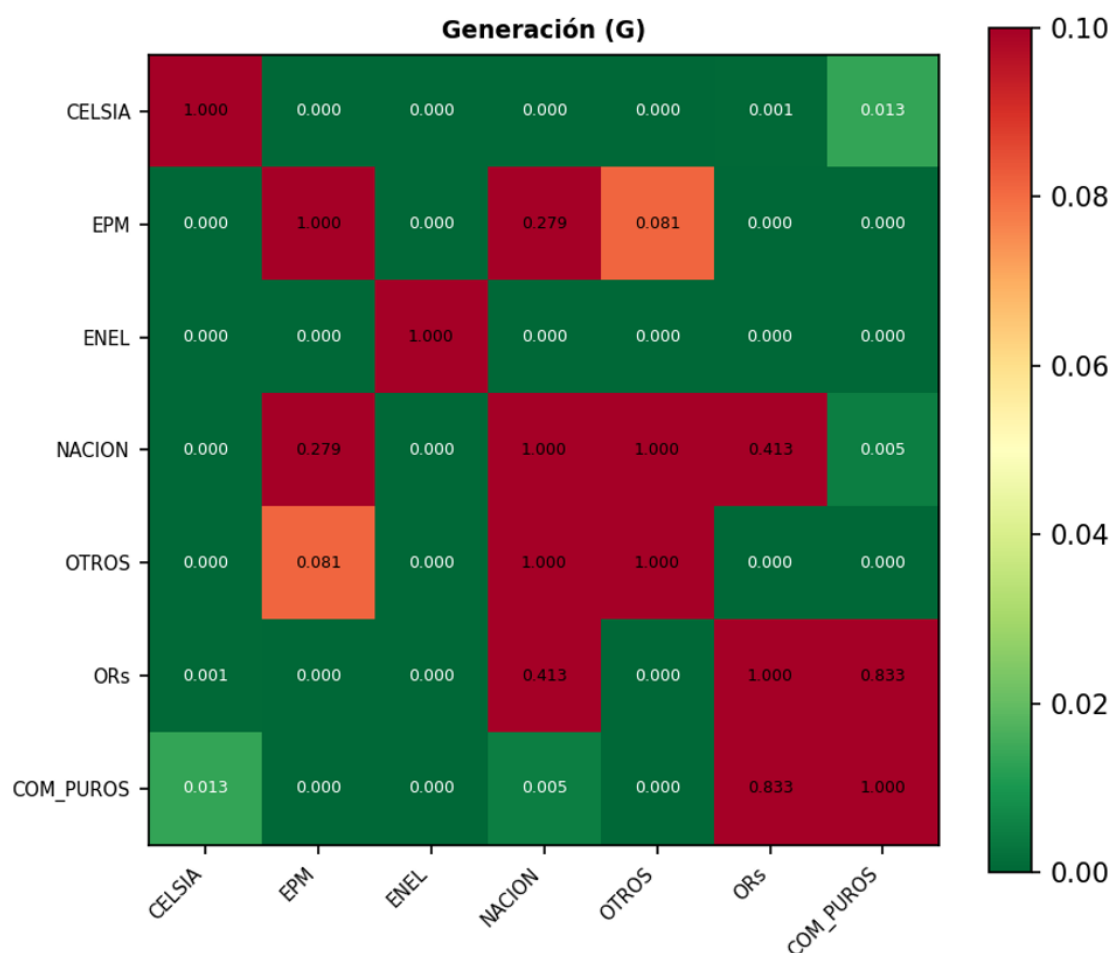


Figura 21.: Patrón de diferencia generación. Elaboración propia.

En el componente de generación el patrón de diferenciación es más marcado que en el CU total. La singularidad tarifaria de ENEL en el componente de generación adquiere

mayor relevancia al constatar que las diferencias son estadísticamente significativas no solo respecto a operadores de red y comercializadores puros, sino también frente a otros integrados verticales como CELSIA, EPM y NACION, grupos que igualmente disponen de activos de generación propios. Esto descarta que la integración vertical explique el patrón observado, y sugiere que factores específicos del grupo, como la composición hidráulica de su portafolio generador, su concentración en el mercado de Bogotá-Cundinamarca, o las condiciones particulares de transferencia intragrupo entre EMGESA y ENEL Colombia, determinan una estructura de costos de compra de energía estructuralmente diferente a la del resto del mercado regulado. CELSIA también presenta diferencias significativas con la mayoría de los grupos, con excepción de COM_PUROS. En contraste, NACION, OTROS y ORs conforman un bloque homogéneo en generación, sugiriendo estructuras de abastecimiento similares entre estos agentes a pesar de pertenecer a categorías distintas. EPM ocupa una posición intermedia al no diferir significativamente de NACION ni de OTROS, pero sí de CELSIA y ENEL, lo que refleja una estrategia de abastecimiento con características propias dentro del grupo IV.

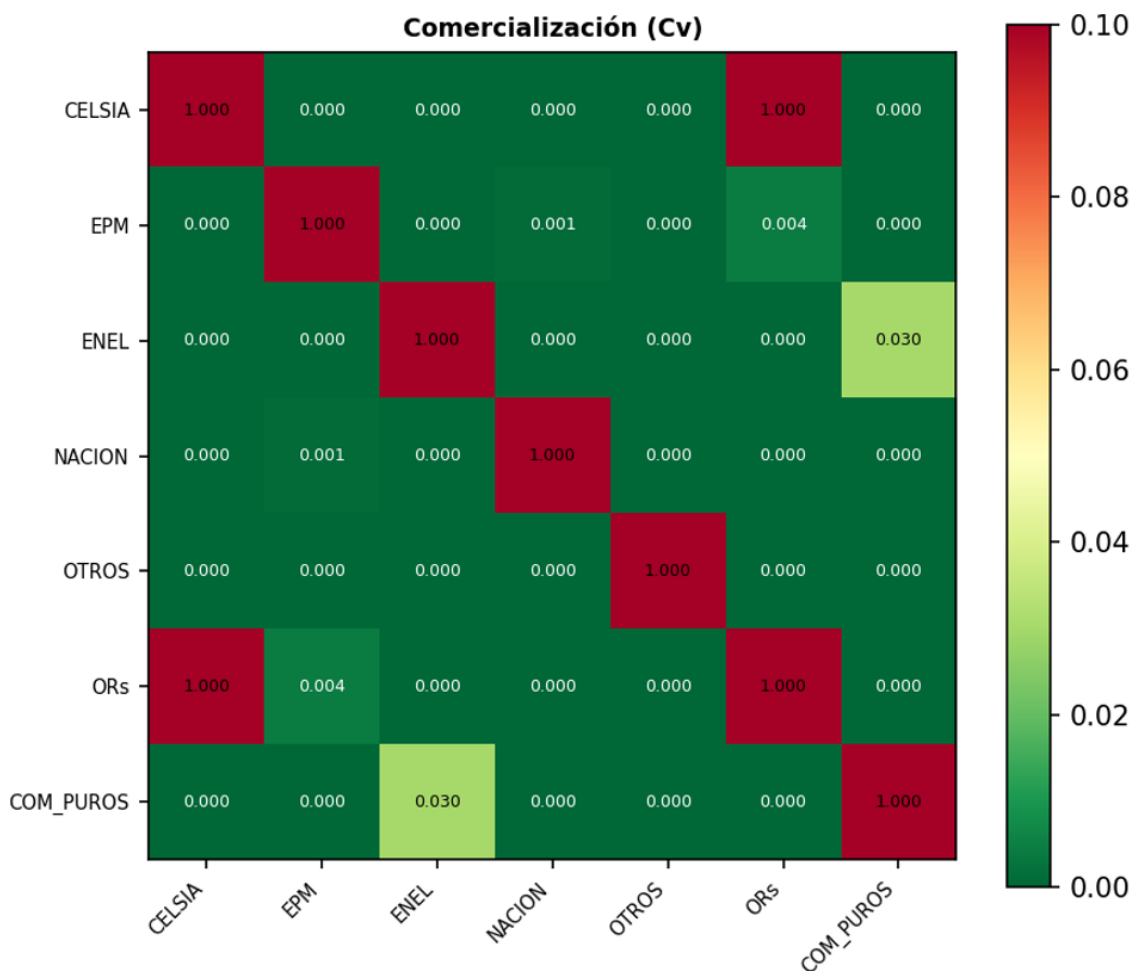


Figura 22. Patrón de diferencia comercialización. Elaboración propia.

El componente de comercialización presenta el patrón de diferenciación más pronunciado entre todos los componentes del CU, consistente con su naturaleza como el único sobre el que los agentes tienen control directo. OTROS se consolida como el grupo más atípico al diferir significativamente de todos los demás grupos en este componente, lo que sugiere una estructura de costos de comercialización particular que lo distancia del resto del mercado. Un hallazgo relevante es que CELSIA y los operadores de red presentan diferencias menos significativas en este componente ($p=1,0$), lo que indica que ambos grupos operan con estructuras de costos de comercialización similares a pesar de pertenecer a categorías distintas. Finalmente, ENEL y COM_PUROS presentan una diferencia de $p=0.03$, siendo el único par que involucra a los comercializadores puros sin una diferencia claramente significativa.

6.5 Análisis del grupo de empresas integradas verticalmente (IV) por grupo empresarial.

Con el propósito de profundizar en el comportamiento interno del grupo de empresas integradas verticalmente, se realizó un análisis comparativo entre los cinco conglomerados empresariales identificados. Se calcularon los perfiles medianos de cada componente del CU por grupo empresarial y se aplicó la prueba de Kruskal-Wallis para evaluar si existen diferencias estadísticamente significativas entre ellos. Adicionalmente, se implementó un algoritmo de agrupamiento “K-Means” sobre los perfiles medianos de cada empresa, este método agrupa (en este caso la mediana) de las empresas en k clústeres de forma que las empresas dentro de un mismo grupo sean lo más similares entre sí y lo más diferentes respecto a los demás grupos. El número óptimo de clusters se obtiene mediante el coeficiente de Silhouette, el cual mide qué tan similar es cada empresa a su propio clúster en comparación con los demás. Los resultados del agrupamiento fueron visualizados mediante análisis de componentes principales (PCA) y dendrograma jerárquico con método de Ward, el cual permite visualizar cómo se van fusionando las empresas en grupos a medida que se incrementa la distancia entre ellas, permitiendo identificar subgrupos de empresas con estructuras de costos similares.

6.6 Desagregación intragrupo del CU en empresas integradas verticalmente y grupos comparable

Con el fin de complementar el análisis agregado por grupo empresarial, se realizó una desagregación intragrupo del CU total por empresa. Esta revisión permite identificar si las diferencias observadas a nivel de grupo responden a un comportamiento relativamente homogéneo de las empresas que lo conforman o si, por el contrario, están asociadas a empresas específicas con mayores niveles medianos, mayor dispersión o presencia de valores atípicos. A diferencia del análisis agregado, esta aproximación permite reconocer qué agentes explican en mayor medida la posición relativa de cada grupo.

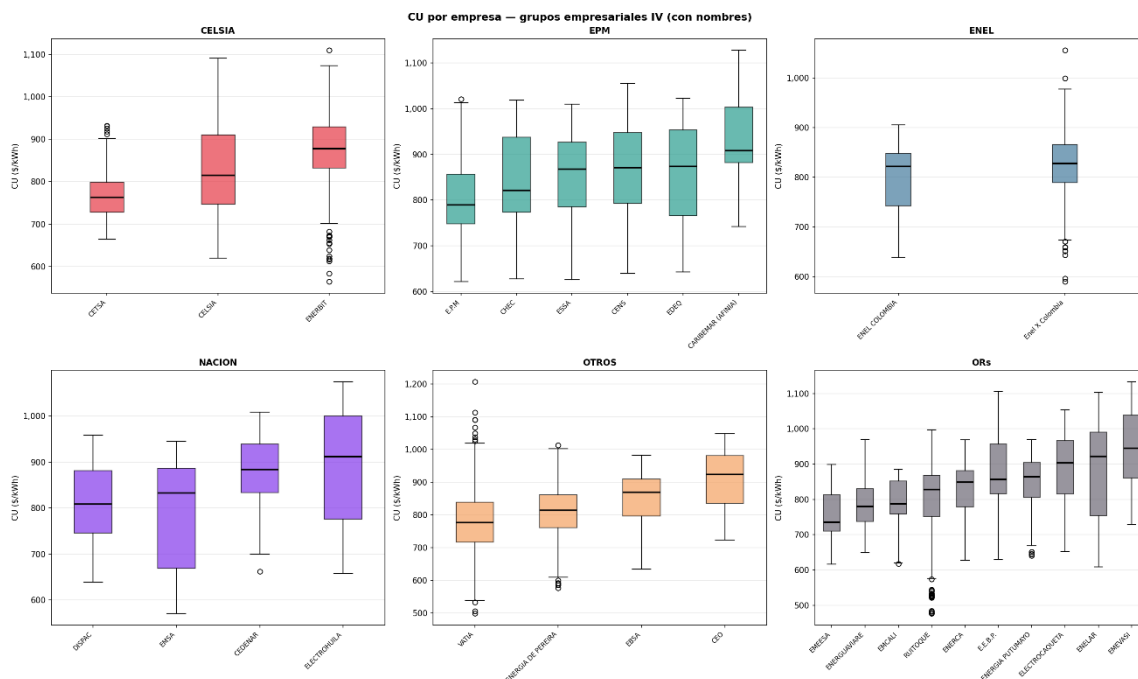


Figura 23. Desagregación intragrupo de las empresas integradas verticalmente y grupos comparables.

Fuente: SUI Formato T7, elaboración propia.

En el grupo CELSIA se observan comportamientos diferenciados entre las empresas analizadas. CETSA presenta una mediana relativamente menor y una distribución más acotada frente a las demás empresas del grupo. CELSIA muestra una mayor amplitud en la distribución, mientras que ENERBIT se ubica en niveles medianos superiores y presenta valores atípicos tanto inferiores como superiores. Este resultado evidencia que, aun dentro de un mismo grupo empresarial, el CU puede variar de forma importante entre empresas. En particular, el comportamiento de ENERBIT debe interpretarse con cautela, dado que, aunque se analiza dentro del grupo empresarial, su naturaleza como comercializador puro puede generar una dinámica tarifaria distinta frente a empresas que atienden mercados propios de distribución.

En el grupo EPM se observa una tendencia creciente en las medianas de las empresas que lo conforman. E.P.M. presenta los niveles relativamente menores dentro del grupo, mientras que CHEC, ESSA, CENS, EDEQ y AFINIA registran medianas superiores. En particular, AFINIA se ubica en la parte alta del grupo y presenta una dispersión amplia, lo cual sugiere que el comportamiento agregado de EPM está influenciado por empresas que atienden mercados con condiciones tarifarias particulares. Este resultado es relevante porque muestra que el grupo EPM no debe interpretarse como una unidad

homogénea: las diferencias internas reflejan condiciones propias de cada empresa y de los mercados atendidos.

En el grupo ENEL, la comparación entre ENEL Colombia y Enel X Colombia muestra medianas relativamente cercanas; sin embargo, Enel X presenta mayor dispersión y una presencia más visible de valores atípicos, tanto inferiores como superiores. Este comportamiento puede estar asociado a la naturaleza de su actividad comercial (comercializador puro) y a la atención de distintos mercados, lo que genera una mayor variabilidad del CU frente a ENEL Colombia. Por tanto, aunque ambas empresas pertenecen al mismo grupo empresarial, su comportamiento tarifario no es idéntico.

En el grupo NACIÓN se evidencian diferencias relevantes entre empresas. DISPAC y EMSA presentan medianas inferiores frente a CEDENAR y ELECTROHUILA, que se ubican en niveles superiores dentro del grupo. ELECTROHUILA registra una de las medianas más altas de esta agrupación y una dispersión amplia, lo cual contribuye a explicar que el grupo NACIÓN se ubique en niveles altos dentro del análisis por grupo empresarial. Este resultado muestra que el comportamiento agregado del grupo está influenciado por empresas específicas con condiciones de mercado y cargos tarifarios particulares.

En el grupo OTROS también se identifica una heterogeneidad importante. VATIA presenta una dispersión amplia y una cantidad relevante de valores atípicos superiores, mientras que Energía de Pereira, EBSA y CEO muestran medianas progresivamente mayores, siendo CEO la empresa con mayor nivel mediano dentro de este grupo. Esta categoría agrupa agentes con características empresariales y de mercado diversas, por lo que su interpretación debe realizarse con cautela. En este caso, la gráfica permite observar que el promedio o la mediana agregada del grupo puede ocultar diferencias relevantes entre empresas con comportamientos tarifarios distintos.

En el grupo Ors no integrados verticalmente se observa una alta heterogeneidad entre empresas. CODENSA (ENEL) se ubica en la parte baja del grupo (se cuenta con datos de esta empresa desde junio 2021 a marzo 2022), mientras que empresas como ELECTROCAQUETÁ, ENELAR y EMEVASI presentan medianas superiores. También se identifican dispersiones amplias en empresas como RUITOQUE, E.E.B.P., ENERGÍA PUTUMAYO, ELECTROCAQUETÁ, ENELAR y EMEVASI. En particular, RUITOQUE presenta valores atípicos inferiores que amplían la parte baja de su distribución,

mientras que EMEVASI y ENELAR se ubican en la parte alta del grupo. Este comportamiento confirma que los ORs no constituyen un grupo homogéneo y que su mayor mediana agregada frente a otros grupos se explica por la presencia de varios operadores regionales con niveles elevados de CU.

En conjunto, la desagregación intragrupo evidencia que las diferencias del CU total no se explican únicamente por la pertenencia a un grupo empresarial ni por la condición de integración vertical. Al interior de cada grupo existen empresas con medianas, dispersiones y valores atípicos distintos, lo cual indica que el CU está influenciado por las condiciones específicas de cada mercado, los cargos de distribución aplicables, la estructura de comercialización, las pérdidas reconocidas, la exposición a costos de generación y las particularidades regulatorias u operativas de cada agente.

Este resultado refuerza el hallazgo preliminar de la fase descriptiva: la integración vertical no genera un comportamiento tarifario uniforme. Aunque algunos grupos integrados presentan empresas con medianas altas, este comportamiento no es generalizable a todas las empresas integradas. De igual forma, algunos operadores de red no integrados y algunos comercializadores con actividad en múltiples mercados pueden presentar niveles de CU superiores a los observados en empresas integradas. Por tanto, la evaluación del impacto tarifario asociado a la integración vertical debe complementarse con análisis por empresa, mercado, año, mes y componente del CU.

La principal contribución de esta desagregación es identificar los agentes que explican la posición relativa de cada grupo y orientar los análisis posteriores hacia los casos que presentan mayor dispersión o niveles medianos elevados. En este sentido, empresas como AFINIA, ENERBIT, Enel X, ELECTROHUILA, CEO, EMEVASI, ENELAR, ELECTROCAQUETÁ, RUITOQUE y VATIA son las empresas que más refuerzan el comportamiento de los grupos agregados, así como se identificó en secciones anteriores.

6.7 Agrupamiento de empresas integradas verticalmente

Con el fin de complementar el análisis descriptivo y la desagregación intragrupo presentada en las secciones anteriores, se realizó un ejercicio de agrupamiento sobre las empresas clasificadas como integradas verticalmente - IV -. El objetivo de este ejercicio fue identificar si las empresas IV presentan un comportamiento tarifario

relativamente homogéneo o si, por el contrario, existen subgrupos con perfiles diferenciados en términos del CU total y sus componentes.

Para este propósito se utilizaron las variables tarifarias analizadas a lo largo del capítulo, incluyendo el CU total y sus componentes principales. Como herramienta de apoyo se aplicó un análisis de componentes principales - PCA -, con el fin de reducir la dimensionalidad de la información y facilitar la visualización de patrones de similitud entre empresas. Adicionalmente, se emplearon técnicas de agrupamiento para identificar empresas con comportamientos cercanos dentro del universo IV.

La selección del número de clústeres se realizó a partir del indicador silhouette score, el cual sugirió como valor óptimo $K = 2$. En consecuencia, las empresas integradas verticalmente fueron clasificadas en dos agrupaciones principales. Esta clasificación no debe interpretarse como una segmentación regulatoria definitiva, sino como un ejercicio exploratorio que permite identificar perfiles tarifarios similares y orientar revisiones posteriores.

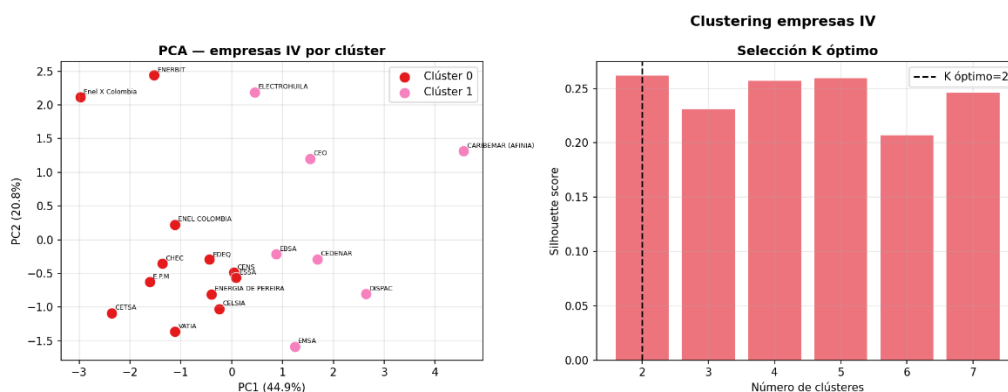


Figura 24. Clustering empresas integradas verticalmente.

Fuente: SUI – Formato T7. Elaboración propia.

El clúster 0 agrupa empresas como ENERBIT, Enel X Colombia, ENEL Colombia, CHEC, EDEQ, CENS, ESSA, EPM, Energía de Pereira, CELSIA, CETSA y VATIA. Estas empresas presentan una mayor cercanía relativa en el espacio reducido del PCA, lo cual sugiere similitudes en el comportamiento conjunto de las variables tarifarias consideradas. No obstante, dentro de este clúster también se identifican diferencias internas. En particular, ENERBIT y Enel X Colombia se ubican en una posición diferenciada frente al resto de empresas del grupo, especialmente sobre el segundo componente principal, lo

que indica que comparten algunos rasgos tarifarios con el clúster, pero mantienen características particulares que ameritan revisión individual.

El clúster 1 agrupa empresas como ELECTROHUILA, CEO, CARIBEMAR, EBSA, CEDENAR, DISPAC y EMSA. Estas empresas se ubican principalmente hacia la parte derecha del plano PCA, lo que evidencia un comportamiento diferenciado frente al clúster 0. Este resultado es consistente con los análisis descriptivos previos, en los cuales varias de estas empresas presentaron mayores niveles medianos de CU, mayor dispersión o condiciones particulares asociadas a los mercados atendidos y a la composición de sus componentes tarifarios.

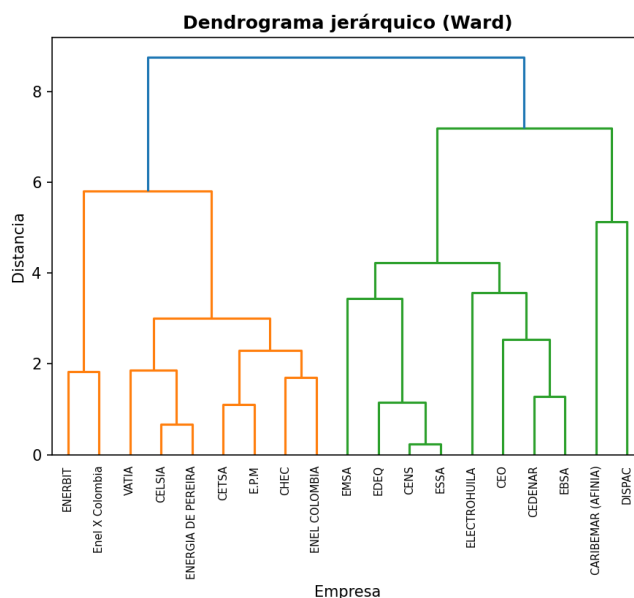


Figura 25. Dendrograma Jerárquico de empresas integradas verticalmente

El dendrograma jerárquico, construido mediante el método de Ward, confirma la existencia de agrupaciones internas entre las empresas IV. Aunque la estructura jerárquica no reproduce de manera idéntica la clasificación obtenida mediante el algoritmo de clúster, sí respalda la conclusión de que las empresas integradas verticalmente no conforman un bloque tarifariamente homogéneo. En particular, se observan subconjuntos de empresas con mayor cercanía relativa y otras que se separan a mayores distancias, lo cual sugiere perfiles diferenciados dentro del universo IV.

La identificación de ENERBIT y Enel X Colombia como empresas cercanas dentro del agrupamiento resulta relevante porque ambas pueden interpretarse, para efectos de

este análisis, como comercializadores pertenecientes a grupos empresariales integrados verticalmente. Es decir, se mantienen dentro del universo IV por su vinculación empresarial, pero su operación tarifaria puede reflejar dinámicas similares a las de comercializadores que atienden demanda en distintos mercados. Esta característica puede explicar por qué se ubican de forma diferenciada frente a otros agentes IV con operación más directamente asociada a mercados de distribución.

No obstante, la cercanía entre ENERBIT y Enel X Colombia no implica que ambas empresas tengan un comportamiento idéntico en todos los componentes del CU. De acuerdo con la revisión realizada en secciones anteriores, existen diferencias relevantes en el componente de comercialización - Cv -, especialmente frente a la forma en que se observa la incorporación del COT en determinados mercados como Caribe Mar y Caribe Sol. Por tanto, el agrupamiento permite identificar similitudes generales, pero no sustituye el análisis específico por componente, empresa, mercado y periodo.

En conjunto, los resultados del agrupamiento refuerzan una conclusión central del documento: la integración vertical es una condición empresarial relevante para organizar el análisis, pero no permite explicar completamente el comportamiento tarifario de las empresas. Aun dentro del grupo IV, existen perfiles diferenciados que pueden estar asociados a la combinación de componentes del CU, mercados atendidos, cargos de distribución, niveles de comercialización, generación, pérdidas reconocidas, exposición a condiciones de mercado y características particulares de cada empresa o grupo empresarial.

En síntesis, el ejercicio de agrupamiento muestra que las empresas integradas verticalmente no presentan un comportamiento tarifario uniforme. La existencia de dos clústeres sugiere que el universo IV está compuesto por subgrupos con perfiles distintos, lo cual refuerza la necesidad de evitar conclusiones generales sobre la integración vertical sin considerar simultáneamente empresa, mercado, componente y periodo analizado.

6.8 Identificación de diferencias y medianas de los grupos diferenciados por mercado.

Dado que las tarifas eléctricas en Colombia presentan diferencias estructurales entre mercados, se realizó un análisis de los niveles del CU desagregado por mercado de

comercialización. Para cada mercado con presencia de al menos dos grupos de agentes, se calculó la mediana del CU por grupo y se aplicó la prueba de Kruskal-Wallis, con el fin de determinar si las diferencias entre grupos se mantienen al controlar por el mercado de operación. De forma complementaria, se analizó el comportamiento de los grupos empresariales IV en cada mercado, identificando aquellos donde la brecha tarifaria entre conglomerados es más pronunciada.

Durante la prueba se identificaron 27 mercados con presencia de al menos dos tipos de agentes, lo que permite realizar comparaciones entre grupos a nivel geográfico.

Tabla 31. Resultados obtenidos en la prueba Kruskal Wallis desagregado por mercado, elaboración propia.

Mercado	H	p-valor	Sig
CELSIA VALLE DEL CAUCA	29.09	0	Diferencias grandes y confiables
BOGOTA-CUNDINAMARCA	26.36	0	Diferencias grandes y confiables
CARIBE MAR	22.40	0	Diferencias grandes y confiables
AIR-E	13.86	1	Diferencias moderadas y confiables
QUINDIO	12.38	2	Diferencias moderadas y confiables
ANTIOQUIA CREG 078/07	11.83	3	Diferencias moderadas y confiables
CALDAS	8.06	5	Diferencias moderadas y confiables
SANTANDER	8.51	14	Diferencias moderadas y confiables
CALI-YUMBO-PUERTO TEJADA	3.08	215	Diferencias pequeñas o inexistentes
PEREIRA	0.52	471	Diferencias pequeñas o inexistentes

El análisis por mercado confirma que las diferencias entre grupos empresariales observadas a nivel agregado se mantienen en la mayoría de los mercados individuales analizados, siendo estadísticamente significativas en ocho de los diez mercados con mayor volumen de registros. Los mercados de Valle del Cauca, Bogotá-Cundinamarca y Caribe Mar de la costa presentan las mayores diferencias entre grupos, mientras que Cali-Yumbo-Puerto Tejada y Pereira constituyen excepciones donde los grupos operan con niveles tarifarios estadísticamente homogéneos, lo que sugiere que las condiciones

particulares de estos mercados atenúan las diferencias estructurales observadas en el resto del país.

Teniendo en cuenta este resultado se organizaron dos grupos denominados mercados homogéneos conformado por CALI-YUMBO-PUERTO TEJADA y PEREIRA. Y los mercados heterogéneos conformado por Valle del Cauca, Bogotá-Cundinamarca y Caribe Mar.

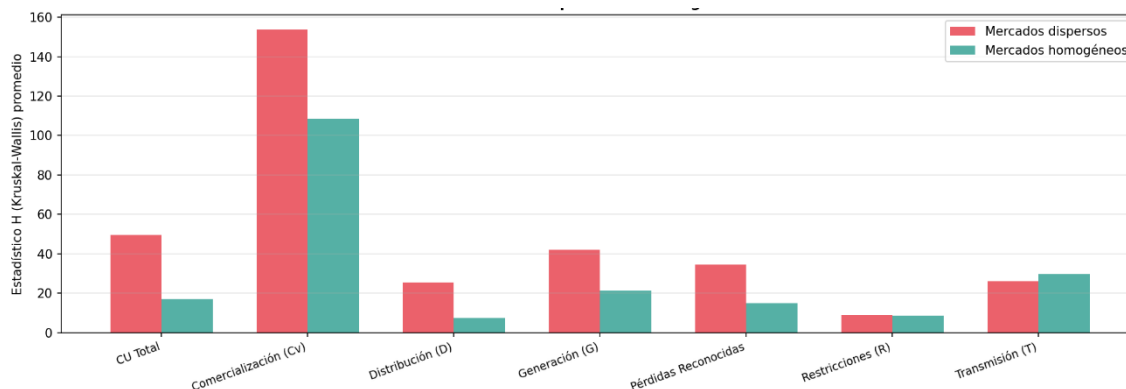


Figura 26. Dispersión entre grupos por componente de Mercados dispersos vs homogéneos.

El análisis por componente permite precisar que D es el componente con menor poder discriminante entre grupos en todos los mercados analizados ($H \approx 27$ en mercados dispersos, $H \approx 8$ en homogéneos), independientemente del grado de heterogeneidad del mercado. La homogeneidad observada en esos mercados se explica principalmente por la convergencia en el componente Cv (margen de comercialización), que concentra la mayor dispersión entre grupos a nivel agregado y es donde las diferencias entre mercados dispersos y homogéneos son más pronunciadas. Esto sugiere que la dinámica competitiva en comercialización, es el factor determinante de las diferencias tarifarias entre grupos empresariales.

Tabla 32. Medianas de los datos distribuidas por mercado para los grupos preestablecidos.

NOMBRE MERCADO	C PUROS	IV	ORs
AIR-E	795,05	787,15	684,03
ANTIOQUIA CREG 078/07	814,53	843,01	850,53
ARAUCA	794,55	749,17	921,69
BAJO PUTUMAYO	753,86	746,12	855,9

NOMBRE MERCADO	C PUROS	IV	ORs
BOGOTA-CUNDINAMARCA	746,38	795,1	801,36
BOYACA	779,13	811,01	
CALDAS	811,09	823,04	
CALI-YUMBO-PUERTO TEJADA	771,1	764,29	787,29
CAQUETA	777,24	775,24	902,85
CARIBE MAR	827,7	886,23	828,01
CARTAGO	817,78	805,03	
CASANARE	794,15	799,32	844,08
CAUCA	788,92	830,63	712,57
CELSIA VALLE DEL CAUCA	774,85	805,69	710
CHOCO	673,3	808,5	
HUILA	798,61	840,73	
META	788,35	811,99	788,55
NARIÑO	773,55	810,6	883,61
NORTE DE SANTANDER	817,02	856,49	840,96
PEREIRA	805,14	815,92	
PUTUMAYO	789,65	762,59	864,24
QUINDIO	820,73	854,3	846,13
RUITOQUE	843,88	848,43	869,41
SANTANDER	824,27	840,45	842,39
TOLIMA	855,74	866,08	
TULUA	787,72	802,99	835

El costo unitario (CU) presenta una dispersión territorial considerable, oscilando entre aproximadamente 670 y 920 \$/kWh según el mercado y el tipo de agente comercializador. Esta variabilidad sugiere que las condiciones locales de prestación del

servicio inciden de manera diferenciada sobre cada grupo, independientemente de su naturaleza regulatoria o empresarial.

Los mercados asociados a zonas periféricas o de difícil acceso muestran los CU más elevados para los operadores de red (ORs), destacándose Arauca (921 \$/kWh), Caquetá (902 \$/kWh), Nariño (883 \$/kWh), Caribe Mar (885 \$/kWh) y Bajo Putumayo (855 \$/kWh). Este comportamiento es consistente con la naturaleza operativa de los ORs, quienes atienden zonas con mayores costos de distribución y pérdidas reconocidas estructuralmente más altas.

En varios mercados los integrados verticales (IV) registran CU superiores a los comercializadores puros (C_PUROS), entre ellos Bogotá-Cundinamarca (795 vs. 745 \$/kWh), Cauca (830 vs. 788 \$/kWh) y Norte de Santander (856 vs. 816 \$/kWh), lo que puede reflejar una mayor exposición a componentes de distribución regulada dentro de su estructura tarifaria. Sin embargo, esta relación no es sistemática: en mercados como Cartago, Ruitoque y Quindío los C_PUROS presentan CU iguales o superiores a los IV, lo que indica que la comercialización pura no garantiza por sí solas tarifas más competitivas.



Superservicios

7

Conclusiones

7. CONCLUSIONES

1. El marco normativo vigente en Colombia, articulado desde la habilitación legal prevista en el artículo 298 de la Ley 1955 de 2019 hasta las Resoluciones CREG 080 y 130 de 2019, no prohíbe la integración vertical en el servicio público de energía eléctrica, pero la somete a reglas de comportamiento, límites y obligaciones orientadas a mitigar riesgos sobre la competencia e ineficiencias trasladadas a los usuarios regulados. En particular, los principios de neutralidad, transparencia, eficiencia, libre competencia y no discriminación, junto con los límites a las compras propias para la atención de demanda regulada, constituyen mecanismos regulatorios relevantes, pero insuficientes, para reducir posibles ventajas indebidas derivadas de la integración vertical.
2. A partir del análisis descriptivo realizado, no se evidencia una diferenciación estricta del CU total de las empresas integradas verticalmente frente a los demás grupos analizados. Si bien el grupo IV presenta una mediana superior a la de los comercializadores puros, no registra el mayor CU típico de la muestra, dado que este corresponde al grupo ORs. Adicionalmente, las diferencias entre las medianas de los tres grupos no son pronunciadas.
3. No obstante, lo anterior, el grupo IV presenta la menor dispersión relativa del CU total, lo cual indica un comportamiento más homogéneo frente a los ORs y los comercializadores puros. Por el contrario, los comercializadores puros muestran mayor variabilidad y presencia de valores extremos, posiblemente asociados a su participación en múltiples mercados, diferencias en la exposición al mercado de bolsa, estrategias de contratación, condiciones de generación y variaciones en los componentes de comercialización y distribución. En consecuencia, la integración vertical no se refleja, de manera agregada, en un CU significativamente más alto ni claramente diferenciado, aunque sí se observa una mayor estabilidad relativa en sus datos.
4. El análisis estadístico del Costo Unitario de Prestación del Servicio para el periodo 2021–2025 confirma diferencias estadísticamente significativas entre los grupos en los componentes tarifarios analizados, siendo la comercialización uno de los componentes con mayor diferenciación. Sin embargo, en el componente de generación las diferencias observadas entre empresas integradas verticalmente, operadores de red y comercializadores puros son reducidas en términos relativos

frente al nivel general del componente, lo que sugiere que la integración vertical no se refleja, de manera agregada, en una ventaja tarifaria amplia en generación. En conjunto, los resultados muestran que las diferencias del CU total no se presentan únicamente entre grupos, sino también al interior de cada grupo, entre empresas y entre mercados atendidos por un mismo prestador. El análisis desagregado por grupo empresarial evidencia que las empresas integradas verticalmente no se comportan de manera homogénea: El grupo Nación registra la mayor mediana de CU total, ENEL presenta valores superiores en generación, EPM presenta valores superiores en el componente de distribución; y el análisis de clúster identifica perfiles diferenciados entre empresas con operación directa de redes y comercializadores puros vinculados a grupos integrados, como ENERBIT y Enel X. Por tanto, el seguimiento de la SSPD debe realizarse en dos niveles: uno agregado, orientado a comparar el comportamiento tarifario general de los grupos empresariales, y otro desagregado, enfocado en revisar por empresa, mercado, año, mes y componente del CU, las señales que ameriten mayor profundidad, especialmente en generación, comercialización, pérdidas reconocidas y distribución.

5. Como ejercicio práctico, resulta relevante destacar las particularidades observadas en los resultados asociados al Grupo ENEL. En particular, este grupo presenta la mediana más alta en el componente de generación entre los grupos analizados, evidenciando diferencias estadísticamente significativas para dicho componente. Este resultado se ve reforzado por el análisis realizado a nivel de mercado, el cual permitió identificar que el mercado de Bogotá–Cundinamarca presenta diferencias significativas y estadísticamente confiables en el Costo Unitario (CU), observándose que las empresas integradas verticalmente registran niveles de CU superiores a los de los comercializadores puros, mientras que los operadores de red presentan la mediana más alta del mercado. Específicamente, para el mercado de Bogotá–Cundinamarca, el CU presenta un rango entre 746,38 \$/kWh y 801,36 \$/kWh, lo que representa una diferencia de 54,98 \$/kWh. Este resultado contrasta con las diferencias observadas en el componente de generación, cuyo rango oscila entre 305,22 \$/kWh y 377,73 \$/kWh, equivalente a una diferencia de 72,51 \$/kWh. En este contexto, considerando que ENEL registra los valores más elevados en el componente de generación, los resultados sugieren que una parte relevante de las

diferencias observadas en el CU del mercado de Bogotá–Cundinamarca podría estar asociada al comportamiento de dicho componente, lo que evidencia un potencial espacio para la reducción del costo unitario a través de mejoras en las condiciones de adquisición o gestión de la energía.

6. La implementación de la prueba estadística de Kruskal Wallis confirman que existen diferencias estadísticamente significativas entre los grupos empresariales Integrados Verticalmente, los operadores de Red y los comercializadores puros. Los componentes con mayor diferenciación son el componente de comercialización, la generación y la distribución respectivamente. El componente de pérdidas reconocidas y las restricciones fueron los componentes que presentaron un valor de H inferior y que por lo tanto son más homogéneos entre grupos. El CU total presenta un estadístico H inferior al de varios de sus componentes individuales, particularmente al de generación y distribución. Este resultado sugiere que las diferencias observadas en los componentes por separado se compensan parcialmente al agregarse en el costo unitario total.
7. En el Análisis post-hoc de Dunn en forma de Matriz con corrección de Bonferroni revela que los grupos empresariales pertenecientes al bloque de empresas integradas verticalmente de CELSIA, EPM y NACIÓN no presentan diferencias estadísticamente significativas entre sí en el CU total. La matriz evidencia una similitud en el comportamiento del costo unitario CU entre Celsia y Enel. Finalmente, la excepción dentro de este bloque es el grupo integrado verticalmente denominado OTROS, que difiere significativamente de todos los demás grupos, sugiriendo que las empresas que lo componen presentan una gestión tarifaria particular que las distancia tanto de los demás grupos, integrados verticalmente -IV- como de los operadores de red y comercializadores puros.
8. Al aplicar nuevamente la prueba post-hoc de Dunn en forma de Matriz con corrección de Bonferroni sobre los componentes del CU que presentaron mayor dispersión de los datos (Generación y Comercialización), se encontró que el grupo empresarial de ENEL en el componente de generación adquiere mayor relevancia al constatar que las diferencias son estadísticamente significativas no solo respecto a ORs y comercializadores puros, sino también frente a otros integrados verticales como CELSIA, EPM y NACIÓN. Finalmente, el componente de comercialización presentó el patrón de diferenciación más pronunciado entre todos los componentes

- del CU, esto debido a su naturaleza como el único componente sobre el que los agentes tienen control directo, concedido por la regulación.
9. El análisis desagregado por mercado confirma que las diferencias entre grupos empresariales observadas se mantienen en la mayoría de los mercados individuales analizados, los mercados de Valle del Cauca, Bogotá-Cundinamarca y Caribe Mar de la costa presentan las mayores diferencias entre grupos, mientras que Cali-Yumbo-Puerto Tejada y Pereira constituyen excepciones donde los grupos operan con niveles tarifarios estadísticamente homogéneos. Al analizar la dispersión de los datos en cada uno de los componentes del CU en los mercados más homogéneos y los más dispersos, se encontró que el componente comercialización -Cv- concentra la mayor dispersión entre grupos a nivel agregado y es donde las diferencias entre mercados dispersos y homogéneos son más pronunciadas. Finalmente, al comparar las medianas de los 27 mercados se observó que, en varios mercados, los integrados verticales -IV- registran CU superiores a los comercializadores puros -COM_PUROS-, entre ellos Bogotá-Cundinamarca, Cauca y Norte de Santander, lo que puede reflejar una mayor diferenciación en la gestión de componentes como la generación y comercialización, por ejemplo, el caso de ENEL. Esta relación no es sistemática: en mercados como Cartago, Ruitoque y Quindío los comercializadores puros presentan CU iguales o superiores a los IV, lo que indica que la comercialización pura no garantiza por sí sola tarifas más competitivas.
10. Los resultados financieros evidencian que las empresas integradas verticalmente presentan, en términos generales, mayores niveles de generación de recursos operacionales, rentabilidad y capacidad de inversión que el resto de los agentes analizados. La participación simultánea en las actividades de generación, distribución y comercialización les permite capturar economías de escala y de alcance, diversificar sus fuentes de ingreso y mitigar parcialmente la exposición a riesgos específicos de cada eslabón de la cadena de valor del servicio público de energía eléctrica. Esta situación se refleja en mayores márgenes operacionales, mejores niveles de utilidad neta, una mayor capacidad para financiar proyectos de expansión, reposición y modernización de infraestructura, y condiciones heterogéneas de competencia en los mercados que les generan mayores beneficios. De igual forma, esta caracterización financiera resulta consistente con los resultados observados en el análisis tarifario, particularmente con la menor dispersión identificada en los componentes de

generación y comercialización del Costo Unitario -CU-. En términos generales, los principales grupos integrados verticalmente operan en mercados con una elevada participación de la demanda regulada, como Bogotá–Cundinamarca, Antioquia y el Valle del Cauca, y cuentan además con activos de generación relevantes dentro del Sistema Interconectado Nacional -SIN-. Esta combinación de escala operativa, capacidad de generación propia y estabilidad en los costos de adquisición de energía contribuye a una mayor predictibilidad en los ingresos y en los resultados financieros, fortaleciendo la sostenibilidad económica de estos grupos empresariales en el largo plazo y el debilitamiento de las empresas sin esta integración vertical paulatinamente,



Superservicios



8.

**Recomendaciones
regulatorias y de
política pública.**

8. RECOMENDACIONES REGULATORIAS Y DE POLÍTICA PÚBLICA.

1. El mercado de energía y sus dinámicas de contratación requieren una revisión profunda para corregir los comportamientos de agentes con un nivel significativo de concentración de mercado, con el fin de garantizar transparencia, eficiencia y mejores condiciones de competencia. Se sugiere avanzar con propuestas regulatorias como la anonimización del mercado, que permita que las compras de energía se realicen con transparencia absoluta y con criterios de selección homogéneos en la asignación de las necesidades energéticas de los mercados.
2. Adicionalmente, se recomienda revisar los esquemas de contratación en busca de mecanismos de cierre más equitativos, puesto que el mecanismo de cierre representado en la Bolsa de Energía genera exposiciones financieras significativas para empresas sin integración vertical y en mercados con mayores vulnerabilidades socioeconómicas. Esta situación se evidencia en los valores máximos del componente de generación registrados por comercializadores puros no integrados verticalmente, que alcanzaron niveles cercanos a 957 \$/kWh en mercados como Ritoque, Cartago, Pereira, Tolima, Tuluá, Bogotá-Cundinamarca, Antioquia, Cali-Yumbo-Puerto Tejada, Quindío, Air-e y Caribe Mar durante octubre y noviembre de 2023, así como en el registro de Sol y Cielo en el mercado Caribe Mar, con un costo unitario superior a 1.560 \$/kWh entre enero y febrero de 2025.
3. Se requiere profundizar en la contratación de energía de cada comercializador, identificando a quién compra, cuánto compra, bajo qué mecanismo, a qué precio y durante qué periodo. Este análisis permitiría establecer si los mayores valores del componente de generación se explican por precios contractuales altos, mayor exposición al mercado de bolsa, menor cobertura contractual, cambios en el portafolio de compra o posibles esquemas de intermediación. Esta validación es especialmente importante para evaluar si los límites a las compras propias de los agentes integrados inciden en la estructura de contratación y si dicha restricción se traduce, o no, en mayores costos trasladados al usuario.

4. El componente de comercialización (Cv) es, con diferencia, el más discriminante entre grupos: los operadores de red registran una mediana de 76,38 \$/kWh, casi el doble de la observada en las empresas integradas verticalmente (39,25 \$/kWh) y más del doble de la registrada por los comercializadores puros (28,59 \$/kWh), con un cambio de nivel tipo "escalón" entre 2023 y 2024 parcialmente asociado al Costo Base de Comercialización (COT). Se recomienda avanzar en la implementación de la nueva metodología de remuneración de la actividad de comercialización, definida en el Proyecto de Resolución CREG 701 038 de 2024, orientada a mejorar las condiciones de eficiencia de la actividad y a evaluar los criterios de reconocimiento a partir de la realidad de cada mercado y de criterios de sostenibilidad social. Se destaca que, de acuerdo con estimaciones de la propia CREG, la aplicación de esta nueva metodología podría representar para la región Caribe reducciones cercanas al 40 % en el valor del componente de comercialización.
5. Se recomienda revisar posibles estructuras de intermediación en la contratación de energía, especialmente cuando existan indicios de compras realizadas por comercializadores puros que posteriormente puedan estar vinculadas con la atención de demanda de agentes integrados o de otros comercializadores. Para validar esta hipótesis se requiere información contractual detallada sobre contraparte, cantidades, precios, plazos, mecanismo de asignación, tipo de contrato y destino de la energía.
6. Sobre el límite de compras propias y su senda de transición: ante la ausencia de evidencia directa que permita atribuir el comportamiento del componente de generación a la reducción progresiva de este límite —del 50 % en 2020-2021, al 40 % en 2022, al 20 % en el periodo 2023-2026 y al 10 % a partir de 2027—, se recomienda diseñar un monitoreo específico de la composición de la demanda regulada atendida por cada agente integrado, diferenciando la proporción cubierta con empresas vinculadas, con terceros y mediante exposición a bolsa, antes y después de cada escalón de la senda de transición, con especial énfasis en el tránsito hacia el límite del 10 % a partir de 2027. Este monitoreo debe complementarse con el cruce entre el componente de generación y las variables de precio y cantidad contratada y en bolsa, a nivel de empresa, mercado y mes.

7. Sobre la relación entre desempeño financiero y comportamiento tarifario: toda vez que las empresas integradas verticalmente presentan mejores indicadores financieros agregados —reflejados en mayores márgenes operacionales y en medianas del costo unitario que, en grupos como Nación (854,09 \$/kWh), Celsia (846,06 \$/kWh) y EPM (842,86 \$/kWh), se ubican por encima de la registrada por los comercializadores puros no integrados (797,21 \$/kWh)— sin que ello se traduzca en un costo unitario sistemáticamente inferior para el usuario regulado, se recomienda incorporar como línea permanente de seguimiento institucional el contraste periódico entre los indicadores financieros de los grupos integrados y la evolución del costo unitario en los mercados que atienden, puesto que este análisis evidencia que los mecanismos regulatorios vigentes no garantizan un traslado adecuado de las eficiencias asociadas a la integración vertical hacia el usuario final.



Superservicios

