



Superservicios

Boletín Tarifario de Energía Eléctrica

OCTUBRE – DICIEMBRE | 2024

**Dirección Técnica de Gestión de
Energía – Superintendencia Delegada
para Energía y Gas Combustible**

Diciembre 2025



El Boletín Tarifario de energía eléctrica expone el seguimiento realizado por la SSPD a los componentes que conforman el costo unitario de prestación del servicio (CU) del NT1 con propiedad de activos del Operador de Red (OR) y las tarifas de energía eléctrica durante el cuarto trimestre de 2024 calculadas y publicadas por los comercializadores a los usuarios regulados y las observadas para usuarios no regulados.

Elaboró:

Lina María Torres Castiblanco

Karoll Sair Niño

Profesionales Dirección Técnica de Gestión de Energía - Grupo de Gestión Comercial en el SIN

Revisó:

Andrés Felipe Peñaranda Bayona

Asesor -Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible.

Aprobó:

Omar Camilo López López

Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	6
FUENTES DE INFORMACIÓN	7
FINALIDAD DEL BOLETÍN	9
PERIODO DE ANÁLISIS.....	9
EMPRESAS ANALIZADAS	9
VARIABLES ANALIZADAS	13
OPERACIÓN ESTADÍSTICA	15
CONTROL DE CAMBIOS AL BOLETÍN	15
RESUMEN EJECUTIVO	16
1. CONTEXTO NORMATIVO	17
2. PANORAMA NACIONAL	18
2.1. Comportamiento General Del Costo Unitario (Cu)	18
2.2. Promedio nacional del CU Nivel de Tensión 1 (NT1) ADD.....	18
3. ANÁLISIS POR COMPONENTE	21
3.1. Generación (G)	21
3.2. Transmisión (Tm).....	47
3.3. Distribución (Dt)	49
3.4. Comercialización (C).....	59
3.5. Pérdidas (PR)	71
3.6. Restricciones	82
4. TARIFAS APLICADAS.....	89
5. ANÁLISIS USUARIOS NO REGULADOS	93
6. ESTADO DE REPORTE DE LA INFORMACIÓN	97
7. GLOSARIO	104

Lista de Tablas

Tabla 1. Fuente de la Información.....	7
Tabla 2. Segmentación por grupos	10
Tabla 3. Grandes Comercializadores.....	10
Tabla 4. Medianos Comercializadores	10
Tabla 5. Pequeños y medianos comercializadores.....	11
Tabla 6. Micro Comercializadores con menos de 50.000 usuarios	12
Tabla 7. Variables Analizadas.....	13
Tabla 8. Resumen General Operador de Red	16
Tabla 9. Resumen General Comercializador Puro	16
Tabla 10. Fuente: CREG – Normatividad.....	17
Tabla 11. Costo Unitario (CU) promedio del Nivel de Tensión 1 (NT1) ADD - Mercado.....	19
Tabla 12. Costo Unitario (CU) promedio por Área de Distribución	20
Tabla 13. Mercados con mayor Costo Unitario promedio.....	21
Tabla 14. Mercados con menor Costo Unitario.....	21
Tabla 15. Costo Promedio Componente Generación por Área de Distribución	22
Tabla 16. Variación Componente de Generación - Grupo 1.....	23
Tabla 17. Variación Componente de Generación - Grupo 2.....	25
Tabla 18. Variación Componente de Generación - Grupo 3.....	27
Tabla 19. Variación Componente de Generación - Grupo 4.....	28
Tabla 20. Variables Componente de Generación	35
Tabla 21.Comparación Pb Vs Pb nacional ponderado	39
Tabla 22. Fracción Demanda atendida QC y Qb 4T – 3T.....	40
Tabla 23. Valores G Transitorio (\$/kWh) 4T.....	46
Tabla 24. Cálculo Componente Transmisión - 4T.....	48
Tabla 25. Áreas de Distribución	50
Tabla 26. Operadores de Red y mercados	51
Tabla 27. Variación Componente de Distribución por ADD	52
Tabla 28. Detalle del cálculo cargos CD4 Norte	58
Tabla 29.Detalle del cálculo cargos CD4 Sur.....	58
Tabla 30. Variación Componente C 4T vs 3T	60
Tabla 31. Variación Componente de Comercialización - Grupo 1	62
Tabla 32. Variación Componente de Comercialización - Grupo 2	64
Tabla 33. Variación Componente de Comercialización - Grupo 3	66
Tabla 34. Variación Componente de Comercialización - Grupo 4	67
Tabla 35. Listado de Comercializadores acogidos al COT	69

Tabla 36. Listado de Comercializadores NO acogidos al COT	70
Tabla 37. Valores promedio COT 4T	70
Tabla 38. Variación Componente Pérdidas 4T vs 3T	80
Tabla 39. Comportamiento Componente Pérdidas 4T	81
Tabla 40. Valores CPR OG 4T 2024	75
Tabla 41. Variación Componente Restricciones 4T vs 3T	84
Tabla 42. Promedio componente R 4T 2024	88
Tabla 43. Aplicación de Subsidios	89
Tabla 44. Tarifas Aplicadas Estratos Residenciales	90
Tabla 45. Tarifas Aplicadas Estrato 4	91
Tabla 46. Tarifas Aplicadas Estratos Comerciales/industriales	92
Tabla 47. Tarifa por tipo de sector en la ADD centro según el nivel de tensión	95
Tabla 48. Tarifa por tipo de sector en la ADD occidente según el nivel de tensión	95
Tabla 49. Tarifa por tipo de sector en la ADD oriente según el nivel de tensión	96
Tabla 50. Tarifa por tipo de sector en la ADD sur según el nivel de tensión	96
Tabla 51. Tarifa por tipo de sector sin ADD según el nivel de tensión	97
Tabla 52. Estado Reporte de la Información Formato TC1	97
Tabla 53. Estado Reporte de la Información Formato TC2	98
Tabla 54. Estado Reporte de la Información Formato TC3	99
Tabla 55. Estado Reporte de la Información Formato T3	99
Tabla 56. Estado Reporte de la Información Formato T6	100
Tabla 57. Estado Reporte de la Información Formato T7	101
Tabla 58. Estado Reporte de la Información Formato T9	102

Lista de Figuras

Figura 1. Costo Unitario (CU) promedio por Área de Distribución	20
Figura 2. Costo Promedio Componente Generación por Área de Distribución (\$/kWh)	22
Figura 3. Grupo 1 Comparativo Componente Generación– 4T Vs 3T 2024 (\$/kWh)	25
Figura 4. Grupo 2 Comparativo Componente Generación– 4T Vs 3T 2024 (\$/kWh)	26
Figura 5. Grupo 3 Comparativo Componente Generación– 4T Vs 3T 2024 (\$/kWh)	28
Figura 6. Grupo 4. Comparativo Componente Generación 4T Vs 3T 2024 (\$/kWh)	29
Figura 7. Comparativo del Costo Promedio Compra de Energía (Pc) Vs. (Mc) - octubre 2024 (\$/kWh) ...	31
Figura 8. Comparativo del Costo Promedio Compra de Energía (Pc) Vs. (Mc) - noviembre 2024 (\$/kWh)	32
Figura 9. Comparativo del Costo Promedio Compra de Energía (Pc) Vs. (Mc) - diciembre 2024 (\$/kWh)	33
Figura 10. Comparativo del Costo Promedio Compra de Energía (Pc) Vs. (Mc) 4T 2024	34
Figura 11. Comportamiento G contratos vs G Neutro julio 4T	38

Figura 12. Comparativo Precio de Bolsa Nacional ponderado Vs Costos promedio ponderado de las compras de energía en bolsa (Pb) (\$/kWh)	39
Figura 13. Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs Bolsa 4T Vs 3T 2024	41
Figura 14. Fracción demanda comercial atendida contratos Vs Bolsa.....	41
Figura 15. Comparativo Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs Bolsa - octubre 2024	42
Figura 16. Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs. Bolsa	43
Figura 17. Comparativo Fracción demanda comercial atendida Contratos-Bolsa - noviembre 2024	43
Figura 18. Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs. Bolsa	44
Figura 19. Comparativo Fracción demanda comercial atendida Contratos-Bolsa - diciembre 2024.....	46
Figura 20. Componente Transmisión (\$/kWh) - Demanda SIN (TWh) 4T vs 3T	48
Figura 21. Conformación del Ingreso Regulado Neto que paga el comercializador.....	49
Figura 22. Evolución Componente de Distribución 4T Vs 3T 2024	53
Figura 23. Comportamiento DtUN Vs. Dt ADD Centro	54
Figura 24. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Occidente.....	55
Figura 25. Comportamiento DtUN Vs. Dt ADD Oriente	56
Figura 26. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Sur	57
Figura 27. Promedio Componente Comercialización 4T Vs 3T (\$/kWh)	61
Figura 28. Grupo 1. Variación Componente Comercialización 4T Vs 3T 2024	63
Figura 29. Grupo 2. Variación Componente Comercialización 4T Vs 3T 2024	65
Figura 30. Grupo 3. Variación Componente Comercialización 4T Vs 3T 2024	66
Figura 31. Grupo 4. Variación Componente Comercialización 4T Vs 3T 2024	68
Figura 32. Comportamiento Componente Perdidas 4T 2024	82
Figura 33. Fórmula Restricciones	83
Figura 34. Participación de Los Generadores en Reconciliaciones Positivas (+)	85
Figura 35. Precio Promedio de reconciliación Vs. Precio Promedio de reconciliaciones Totales	87
Figura 36. Promedio Componente R 4T 2024 (\$/kWh).....	88
Figura 37. Tarifa Usuarios regulados (\$/kWh)	94

INTRODUCCIÓN

El Boletín Tarifario de energía eléctrica expone el seguimiento realizado por la SSPD a los componentes que conforman el costo unitario de prestación del servicio (CU) del NT1 con propiedad de activos del Operador de Red (OR) y las tarifas de energía eléctrica durante el cuarto trimestre de 2024 calculadas y publicadas por los comercializadores a los usuarios regulados y las observadas para usuarios no regulados.

El documento contiene una breve descripción de la reciente normativa que incide en la fórmula tarifaria o en el cálculo de ésta. Asimismo, presenta un análisis del comportamiento de los diferentes componentes que conforman el CU del mercado regulado, en el NT1 con propiedad del OR durante el trimestre y las tarifas aplicadas para el estrato 4. También se puede observar cómo ha sido la evolución y el impacto que ha generado la aplicación de la opción tarifaria y su recuperación en el marco de la Resolución CREG 101 028 de 2023. Finalmente, se presentan los valores estimados de las tarifas promedio de los usuarios no regulados. En los anexos del documento se presenta la información detallada con el resultado del presente análisis.

Además, en el anexo 1 se presentan las tarifas promedio por mercado, aplicadas mensualmente durante el cuarto trimestre. En el anexo 2, se detallan los CU promedio para el mercado no regulado, clasificados por nivel de tensión y Áreas de Distribución de Energía Eléctrica (ADD). Por último, en el anexo 3, se incluye el listado de empresas registradas en RUPS que están operativas o en intervención y que cuentan con Formatos Tarifarios (T1, T2, T3, T4, T5, T6, T7, T8 y T9) habilitados en estado pendiente.

La base de datos usada para este informe corresponde con la información certificada al Sistema Único de Información (SUI) a través de diferentes formatos y formularios para los meses de **octubre, noviembre y diciembre de 2024**. Esta información fue reportada por **35 empresas**, las cuales entregaron la información concerniente a usuarios regulados y no regulados en cada uno de los formatos dispuestos dependiendo el tipo de información.

FUENTES DE INFORMACIÓN

El presente Boletín Tarifario incluye el análisis de la información reportada por los prestadores en el SUI para el cuarto trimestre de 2024, a través de los formatos establecidos en el capítulo tarifario de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021. Adicionalmente, incorpora datos provenientes fuentes como XM y SuperFinanciera, permitiendo así un análisis integral del comportamiento tarifario en Colombia durante la vigencia en mención.

La información base del presente boletín proviene de los formatos establecidos en el capítulo tarifario (T3, T4, T6, T7, T8, T9, T10, T11, T12) y los formatos comerciales TC1 y TC2, conforme a lo dispuesto en la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021, para los meses de **octubre, noviembre y diciembre de 2024**, certificada por los prestadores en el SUI.

Tabla 1. Fuente de la Información

Reporte/ Fuente	Condiciones
Formato T3. Tarifas Publicadas	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador.
Formato T4. Actualización Tarifas Publicadas	Se aplican los filtros: por mercado, cargo horario, estrato/sector.
Formato T6. Opción Tarifaria 168/2008	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, relacionada con el campo 11 «Sam» y el campo 8 «CUv», filtrando por mercado y NT y PROP.
Formato T7. Costo Unitario de Prestación del Servicio _CU 119 – UR	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, relacionada con los campos: <ul style="list-style-type: none"> • Campo 3 «Gm», • Campo 4 «Tm», • Campo 5 «Pmm», • Campo 6 «Dnm», • Campo 7 «Cvm», • Campo 8 «Rm» • Campo 9 «CUvm» Filtrando por mercado y NT y PROP
Formato T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 – UR	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, filtrando por mercado.
Formato T10. Información ASIC y LAC – Comercializador	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, relacionada con el campo 4 «DMRE» y el campo 6 «PRRE», filtrando por empresa.
Formato T11. Información ASIC y LAC – Distribuidor	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, relacionada con el campo 2 «Dt1» y el campo 28 «CPROG», filtrando por empresa.
Formato T12. Información ASIC y LAC – Distribuidor	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, filtrando por ADD.
Formato T13. Información General	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, relacionada con el campo 2 «STN MO», filtrando por la zona sur o norte del cargo del nivel de tensión 4 del STR.

Reporte/ Fuente	Condiciones
Formato TC1. Caracterización de Usuarios	A partir de estos formatos se descarga un reporte del SUI a través del SQL para traer la información relacionada con los usuarios No Regulados (NR), filtrando por el tipo de tarifa del TC2.
Formato TC2. Facturación a Usuarios	Se extrae información relacionada con número de suscriptores y consumo de energía para usuarios regulados y no regulados.
Variables Macroeconómicas	<p>Con el objetivo de analizar la evolución de las variables del entorno macroeconómico que regulatoriamente impactan las tarifas, se obtienen los datos sobre el Índice de Precios al Consumidor (IPC), Índice de Precios al Productor (IPP), Tasa Representativa del Mercado (TRM)</p> <p>IPC https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-al-consumidor-ipc</p> <p>IPP https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-del-productor-ipp</p>
Información de XM	Se extrae la información de XM a través de los canales disponibles para tal fin (Portal Privado, Sinergox, Chatbot y el FTP a través de Filezilla), correspondiente al detalle de las liquidaciones definitivas por ADD, Deltas STN, Deltas STR, Causas, Afac, trsm y el precio de bolsa nacional ponderado.
Bodega O3	Número de Suscriptores

Fuente: Año de consulta 2025, Base de Datos SUI, Portal XM

FINALIDAD DEL BOLETÍN

El Boletín Tarifario de energía eléctrica expone el seguimiento realizado por la SSPD a los componentes que conforman el costo unitario de prestación del servicio (CU) del NT1 con propiedad de activos del Operador de Red (OR) y las tarifas de energía eléctrica durante el cuarto trimestre de 2024 calculadas y publicadas por los comercializadores a los usuarios regulados y las observadas para usuarios no regulados.

PERIODO DE ANÁLISIS

Para el presente boletín se analizó la información publicada por las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica durante los meses de **octubre, noviembre y diciembre de 2024**.

Los datos publicados pueden sufrir cambios debido a las solicitudes de modificación (reversión) presentadas por los prestadores del servicio y autorizadas conforme a lo estipulado en la Resolución SSPD n.º 20171000204125 de 2017. Por tal motivo, es importante considerar que la fecha de cierre de los archivos de datos utilizados para la elaboración del informe, corresponde al **10 de septiembre de 2025**.

EMPRESAS ANALIZADAS

Para el análisis del presente boletín se incluyeron un total de **35 empresas comercializadoras de energía eléctrica** del Sistema Interconectado Nacional (SIN), teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Empresas que reportaron completamente la información al Sistema Único de Información (SUI) en los formatos tarifarios y comerciales, conforme a la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021. Lo cual asegura que los datos sean **consistentes, comparables y auditables**.
- Atendieron usuarios del nivel de tensión 1 (NT1) durante el periodo **octubre, noviembre y diciembre de 2024**.
- Estas empresas representan la cobertura nacional efectiva el servicio de energía eléctrica en los mercados regulados y no regulados.
- Concentran prácticamente la **totalidad de los usuarios regulados del país**.
- Cubren todas las Áreas de Distribución (ADD): Centro, Oriente, Occidente y Sur.
- Incluyen tanto grandes operadores (ENEL, EPM, CELSIA, AIR-E) como pequeños prestadores regionales (DISPAC, ENELAR, EMEVASI).
- Representan la base estadística usada para el cálculo de los componentes tarifarios (G, T, D, C, PR, R).

Se clasificaron las empresas en cuatro Grupos (**G1 a G4**) de acuerdo al número de suscriptores/usuarios atendidos, esto con el fin de evaluar diferencias estructurales en los precios de compra de energía y aspectos comerciales.

Esta clasificación se determinó a partir de la información alojada en la herramienta Bodega O3, la cual es cargada y certificada por las empresas prestadoras de servicios público domiciliario de energía en Sistema Único de Información (SUI) a través del formato TC1. Caracterización de Usuarios. Siendo así, a continuación, se relaciona la división por grupo y la conformación de estos:

Tabla 2. Segmentación por grupos

Grupo	Rango de Número de usuarios
G1	Más de 750.000
G2	200.000 – 749.999
G3	50.000 – 199.999
G4	Menos de 50.000

Teniendo en cuenta la anterior clasificación, se identifican las empresas que conforman cada grupo, adicionalmente se relaciona los mercados atendidos:

- Grupo 1 – Grandes Comercializadores (más de 750.000 usuarios)**

Tabla 3. Grandes Comercializadores

N	ID Empresa	SIGLA	EMPRESA	MERCADO
1	48307	AIRE	Air-e S.A. E.S.P	Caribe Sol ¹
2	48305	CARIBEMAR	CaribeMar de la Costa S.A. E.S.P	Caribe Mar ²
3	536	CELSIA COLOMBIA	Celsia Colombia S.A. E.S.P	Tolima - Valle del Cauca - Cali-Yumbo
4	597	ENEL COLOMBIA	Enel Colombia S.A. E.S.P	Bogotá – Cundinamarca
5	564	EPM	Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P	Antioquia - Valle del Cauca - Cali-Yumbo
6	524	ESSA	Electrificadora de Santander S.A. E.S.P	Santander
7	2438	EMCALI	Empresas Municipales de Cali E.I.C.E E.S.P	Cali-Yumbo - Puerto Tejada

Fuente: Información número de usuarios Bodega O3 (2025) - Cálculo DTGE – SSPD (2025)

- Grupo 2 – Medianos Comercializadores (200.000 a 749.999 usuarios)**

Tabla 4. Medianos Comercializadores

N	ID Empresa	SIGLA	EMPRESA	MERCADO
8	520	CEDENAR	Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P	Nariño

¹ Corresponde al nombre oficial del mercado incluye las zonas de Magdalena, La Guajira y Atlántico

² Corresponde al nombre oficial del mercado incluye las zonas de Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar

N	ID Empresa	SIGLA	EMPRESA	MERCADO
9	604	CENS	Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	Norte de Santander
10	23442	CEO	Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P.	Cauca
11	502	CHEC	Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	Caldas
12	1014	ELECTROHUIL A	Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	Huila
13	600	EMSA	Electrificadora del Meta S.A E.S.P	Meta
14	500	EBSA	Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	Boyacá
15	523	EDEQ	Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P	Quindío
16	2073	EEP	Empresa de Energía De Pereira S.A. E.S.P.	Cartago Caldas Valle Caribe Sol Pereira

Fuente: Información número de usuarios Bodega O3 (2025) - Cálculo DTGE – SSPD (2025)

- Grupo 3 – Pequeños y medianos comercializadores (50.000 a 199.999 usuarios)**

Tabla 5. Pequeños y medianos comercializadores

N	ID Empresa	SIGLA	EMPRESA	MERCADO
17	637	CETSA	Compañía de Electricidad De Tuluá S.A. E.S.P.	Tolima, Tuluá, Valle del Cauca
18	599	ENELAR	Empresa de Energía De Arauca	Arauca
19	3370	ENERCA	Empresa de Energía De Casanare S.A. E.S.P.	Casanare
20	1032	ELECTROCAQUE TÁ	Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P	Caquetá
21	3226	DISPAC	Empresa Distribuidora del Pacifico S.A. E.S.P.	Chocó

Fuente: Información número de usuarios Bodega O3 (2025) - Cálculo DTGE – SSPD (2025)

- **Grupo 4 – Comercializadores con menos de 50.000 usuarios**

Tabla 6. Micro Comercializadores con menos de 50.000 usuarios

N	ID Empresa	SIGLA	EMPRESA	MERCADO
22	2016	EE PUTUMAYO	Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.	Putumayo
23	2371	EEBP	Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.	Bajo Putumayo
24	1846	EMEVASI	Empresa de Energía del Valle De Sibundoy S.A.	Sibundoy
25	2322	VATIA	Vatia S.A. E.S.P	Varios Mercados
26	20437	ENERTOTAL	Enertotal S.A. E.S.P	Varios Mercados
27	23330	PEESA	Profesionales En Energía S.A E.S.P	Varios Mercados
28	3372	ASC INGENIERIA	ASC Ingeniería S.A.S E.S.P	Varios Mercados
29	62071	Enel X Colombia	Enel X Colombia S.A.S E.S.P	Varios Mercados
30	59850	ENERBIT	ENERBIT S.A.S E.S.P	Varios Mercados
31	27691	QI ENERGY	QI Energy S.A.S E.S.P	Caribe Sol – Otros
32	62371	BIA ENERGY	BIA Energy S.A.S E.S.P	Varios Mercados
33	1737	RUITOQUE	Ruitoque S.A. E.S.P	Ruitoque
34	694*	EMMESA	Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.	Popayán - Puracé
35	3076*	ENERGUAVIARE	Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P.(ENERGUAVIARE)	Guaviare

Fuente: Información número de usuarios Bodega O3 (2025) - Cálculo DTGE – SSPD (2025)

En total se analizaron **35 empresas comercializadoras**, de las cuales **33 empresas** contaron con información completa y certificada para los tres meses del trimestre. Las empresas restantes presentaron información parcial por lo que no fueron incluidas en los promedios nacionales.

Se aclara que esta agrupación se aplicó para el **componente de Generación (Gm)**, dado que su costo depende de la exposición de cada comercializador en el mercado mayorista y de su capacidad de contratación y **comercialización**, teniendo igualmente la estructura y usuarios atendidos.

Para los demás componentes (Tm, Dt, PR y R), el análisis se realizó sin clasificación por grupos.

Se excluye del cálculo los mercados Guaviare y Popayán-Purace, por no contar con información completa para el trimestre.

VARIABLES ANALIZADAS

A continuación, se relacionan de manera general las variables analizadas a lo largo del boletín tarifario.

Tabla 7. Variables Analizadas

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	FUENTE
Número de usuarios/suscriptores	Número de suscriptores por prestador para los meses de octubre, noviembre y diciembre 2024.	Bodega O3
Costo Unitario de Prestación del Servicio (Cu)	Componente variable del costo unitario de prestación del servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión n, correspondiente al mes m, del comercializador minorista i, en el mercado de comercialización j. Se analiza el CU promedio de los Operadores de	Formato SUI. T7 Campo (Cuv)
Componente de Generación	Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes m, del comercializador minorista en el mercado de comercialización.	Formato SUI. T7 (Campo Gm) Formato SUI T9 (variables Gm, Pc, Pb, Qb, α, W1). Formato SUI T10 Formato SUI T11 Información XM (precios bolsa, demanda, contratos bilaterales, etc.).
Componente de Transmisión	Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) para el mes m.	Formato T7 del SUI (Campo Tm). Información XM (liquidaciones LAC-STN).
Componente de Distribución	Costo por uso de sistemas de distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m. Si la empresa pertenece a un área de distribución, el valor a reportar será igual al DtUN por nivel de tensión.	Formatos T7, T11, T12 y CS1 del SUI. Datos de ADD y operadores de red. Resolución CREG 015 de 2018 (cargos por uso).
Componente de Comercialización	Margen de comercialización correspondiente al mes m,	Formatos SUI T7 Formato SUI T9 Formato SUI T10

VARIABLE	DESCRIPCIÓN	FUENTE
	del comercializador minorista i, en el mercado de comercialización j que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, expresado en \$/kWh.	
Componente de Perdidas	Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión n, para el mes m, del comercializador minorista i, en el mercado de comercialización j	Formatos SUI T7 Formato SUI T11 Formato SUI T12 del SUI. Datos XM (flujos de energía y balance). Resolución CREG 015 de 2018 y 131 de 2020 .
Componente de Restricciones	Costo de restricciones y de servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al comercializador minorista i en el mes m.	Formatos SUI T7 Formato SUI T11 del SUI. Información de XM (liquidaciones del CND).
Tarifas Aplicadas	Tarifas de las empresas comercializadoras de energía eléctrica con destino al mercado regulado del Sistema Interconectado Nacional dando cumplimiento al artículo 18 de la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la complemente, modifique o sustituya. C	Formato SUI T3

Fuente: Elaboración DTGE

OPERACIÓN ESTADÍSTICA

El Boletín Tarifario de Energía Eléctrica, es uno de los productos de la operación estadística del Componente Comercial Energía, el cual está basado en el aprovechamiento de registros administrativos (formatos SUI), que corresponde a fuente de datos secundaria.

La operación estadística del Componente Comercial Energía cuenta con información obtenida a partir de los datos reportados en el SUI por los prestadores del servicio de energía eléctrica inscritos en el Registro Único de Prestadores de servicio (RUPS), administrado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), conforme a las disposiciones de la Ley 142 de 1994, y cuyas empresas tienen registradas las actividades de comercialización de energía eléctrica, así como con la información certificada en los formatos dispuestos en el capítulo tarifario de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021.

De esta forma, la Dirección Técnica de Gestión de Energía de la SSPD realiza de forma trimestral, un análisis detallado de cada uno de los componentes del CU y presenta el ranking de empresas según la tarifa calculada para el estrato 4. Esto permite mostrar el comportamiento de las tarifas finales aplicadas a los usuarios regulados y no regulados del país.

CONTROL DE CAMBIOS AL BOLETÍN

A la fecha de la presente publicación, no se realizaron modificaciones al documento.

Fecha	Documentos modificados	Modificaciones

RESUMEN EJECUTIVO

A continuación, se plasma un resumen a nivel general del CU promedio por Operadores de Red (OR) y Comercializadores Puros³ teniendo en cuenta la información reportada por las empresas prestadoras del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Sistema Único de Información (SUI), en los formatos tarifarios.

Tabla 8. Resumen General Operador de Red

OPERADORES DE RED (OR)		
Indicador	III Trimestre 2024	IV Trimestre 2024
CU Promedio nacional (\$/kWh)	874,78	897,32
Empresa con mayor CU	EMPRESA DE ENERGÍA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P	EMPRESA DE ENERGÍA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P
CU mayor (\$/kWh)	1.092,67	1.067,82
Empresa con menor CU	COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA. E.S.P.
Cu menor(\$/kWh)	768,62	817,31

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE

Para el cuarto trimestre de 2024 se identificó respecto al 2023 un aumento en el CU de +2,58%. Donde la Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P. reportó el mayo CU 1.067,82 \$/kWh y la empresa que reportó el CU menor fue la Empresa de Energía de Pereira 817,31 \$/kWh.

Tabla 9. Resumen General Comercializador Puro

COMERCIALIZADORES PUROS		
Indicador	III Trimestre 2024	IV Trimestre 2024
CU Promedio nacional (\$/kWh)	829,17	784,39
Empresa con mayor CU	BIA ENERGY S.A. E.S.P.	QI ENERGY
CU mayor (\$/kWh)	945,07	938,12
Empresa con menor CU	PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A E.S.P	A.S.C. INGENIERÍA SOCIEDAD ANÓNIMA E.S.P.
Cu menor(\$/kWh)	582,62	802,41

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE

Por otro lado, para los Comercializadores Puros se evidenció una disminución en el promedio de -5,40%, donde QI Energy reportó el CU mayor 938,12 \$/kWh y A.S.C. INGENIERÍA SOCIEDAD ANÓNIMA E.S.P. reporto el CU menor 804,41 \$/kWh.

³ Empresa que solo realiza actividades de comercialización de energía (compra y venta), sin tener activos de generación ni distribución, y que puede operar en mercados regulados o libres

1. CONTEXTO NORMATIVO

Para el mes de diciembre de 2023, la Comisión expidió la Resolución CREG 101 028 de 2023 la cual ofreció una solución a los comercializadores que les permitiera finalizar la aplicación de la opción tarifaria y recuperar los saldos acumulados a una fecha de corte en un periodo de hasta máximo 120 meses. Si bien, por recuperación de Saldos Acumulados de la opción tarifaria se espera un incremento en las tarifas (comportamiento evidenciado en octubre de 2023), la mencionada resolución transforma los Saldos Acumulados en la variable COT con el objeto de mantener la misma senda de costos unitarios que venían pagando los usuarios, pero terminando por completo la acumulación de saldos acumulados. La variable COT debe ser calculada por cada comercializador a partir de la siguiente fórmula:

$$COT_{n,i,j,m} = \frac{SAOT_{n,m,i,j}}{VR_{n,i,j,m}}$$

El valor resultante de la aplicación de la anterior fórmula se suma al componente de Comercialización del Costo Unitario de Prestación del Servicio por lo que lo impacta de manera importante.

De igual forma, la comisión expidió la Resolución CREG 101 029 de 2024 la cual tiene el fin principal de evitar incentivos negativos o algún tipo de margen o remuneración que pueda considerarse como un costo ineficiente, modificando la tasa actualmente reconocida por los saldos acumulados y la variable PV. Esto guarda relación directa con lo dispuesto en la Resolución CREG 012 de 2020, relativa a la opción tarifaria del servicio público domiciliario de energía eléctrica (*i. e.* de las cuales hacen parte las variables asociadas al y el PV), así como también, tienen una relación de conexión con la Resolución CREG 101 028 de 2023, con respecto a la recuperación de los saldos acumulados por parte de los comercializadores, a efectos de que esta última no se vea afectada y pueda ser aplicada de manera correcta por parte de los agentes.

Revisada la publicación de los actos administrativos por parte de la CREG, en la Tabla 10 se presentan las resoluciones expedidas y publicadas en el cuarto trimestre de 2024 que pueden incidir directa o indirectamente en el cálculo del costo unitario de prestación del servicio:

Tabla 10. Fuente: CREG – Normatividad

Res. CREG/2024	Temática
101 048	Por la cual se amplía el período de aplicación de la Resolución CREG 101 029 de 2022
101 053	Por la cual se establecen medidas transitorias para autorizar la entrega de excedentes de generación de energía al Sistema Interconectado Nacional (SIN)

Fuente: CREG – Normatividad

2. PANORAMA NACIONAL

El análisis del comportamiento tarifario correspondiente a los meses de **octubre, noviembre y diciembre de 2024** inicia con una descripción general del **Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)**, en la cual se examina su evolución a nivel nacional por mercado y Área de Distribución⁴ durante al trimestre analizado. Este costo se determina conforme a lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 y las disposiciones que la modifican o actualizan. Posteriormente, se desarrolla un análisis detallado de cada uno de los componentes que conforman la tarifa, con el fin de identificar las variaciones y los factores que incidieron en su comportamiento.

2.1. Comportamiento General Del Costo Unitario (Cu)

El **Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)** corresponde al valor promedio que reconoce la regulación para cubrir los costos eficientes asociados a la prestación del servicio público de energía eléctrica a los usuarios finales regulados del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

La estructura del CU se encuentra definida por la suma de los componentes que representan las diferentes actividades del proceso de suministro y comercialización de energía, conforme al marco regulatorio vigente expedido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), principalmente la Resolución CREG 119 de 2007⁵.

De manera general, el CU se compone de los siguientes elementos:

- **G:** Costo de generación o compra de energía.
- **T:** Costo de transporte o uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN).
- **D:** Costo de distribución o uso del Sistema de Distribución Local (SDL).
- **C:** Costo de Comercialización
- **PR:** Pérdidas reconocidas
- **R:** Restricciones

En cumplimiento de lo dispuesto en la **Ley 142 de 1994**, el cálculo y aplicación de las tarifas debe garantizar criterios de **eficiencia económica, suficiencia financiera y neutralidad**.

2.2. Promedio nacional del CU Nivel de Tensión 1 (NT1) ADD

El presente análisis se realizó sobre los mercados atendidos por el **Operador de Red (OR) del Nivel de Tensión 1 (NT1)**⁶, con base en la información reportada en el Formato SUI T7. A diferencia de los **comercializadores puros** - empresas que únicamente desarrollan actividades

⁴ Un Área de Distribución (ADD) está conformada por uno o más operadores de red con cercanía geográfica, que prestan el servicio de energía tanto en zonas urbanas como rurales.

⁵ Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

⁶ Nivel 1: sistemas con tensión nominal menor a 1kV

de **compra y venta de energía**, sin poseer activos de generación ni distribución, y que pueden operar en **mercados regulados o libres**-, los **Operadores de Red (OR)** integran la prestación del servicio público de energía mediante la administración de la red de distribución y la atención directa de usuarios en sus áreas de influencia.

Tabla 11. Costo Unitario (CU) promedio del Nivel de Tensión 1 (NT1) ADD - Mercado

ADD	MERCADO	PROMEDIO 3T 2024 (\$/kWh)	PROMEDIO 4T 2024 (\$/kWh)	Variación %
CENTRO	ANTIOQUIA	848,52	891,13	5,02%
	CALDAS	869,11	877,22	0,93%
	NORTE DE SANTANDER	901,64	930,24	3,17%
	PEREIRA	839,25	852,42	1,57%
	QUINDÍO	876,28	936,49	6,87%
	RUITOQUE	898,15	946,11	5,34%
	SANTANDER	909,41	927,37	1,97%
OCCIDENTE	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	750,76	818,25	8,99%
	CARTAGO	808,97	836,06	3,35%
	CAUCA	1.024,95	1.007,86	-1,67%
	NARIÑO	910,99	894,14	-1,85%
	TULUÁ	848,10	904,81	6,69%
	VALLE DEL CAUCA	806,18	857,31	6,34%
ORIENTE	ARAUCA	1.047,98	1.056,32	0,80%
	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	806,68	842,22	4,41%
	BOYACÁ	877,56	918,98	4,72%
	HUILA	1.015,47	991,57	-2,35%
	TOLIMA	871,30	918,88	5,46%
SIN ADD	CARIBE MAR	945,15	961,78	1,76%
	CARIBE SOL	865,53	800,31	-7,54%
	CHOCÓ	877,73	926,60	5,57%
	GUAVIARE*	-	-	
SUR	BAJO PUTUMAYO	961,97	949,90	-1,25%
	CAQUETÁ	1.038,18	1.019,72	-1,78%
	CASANARE	941,57	824,86	-12,40%
	META	812,53	882,46	8,61%
	PUTUMAYO	841,28	903,93	7,45%
	SIBUNDOY	1.092,67	1.067,82	-2,27%
PROMEDIO		875,33	898,46	2,64%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

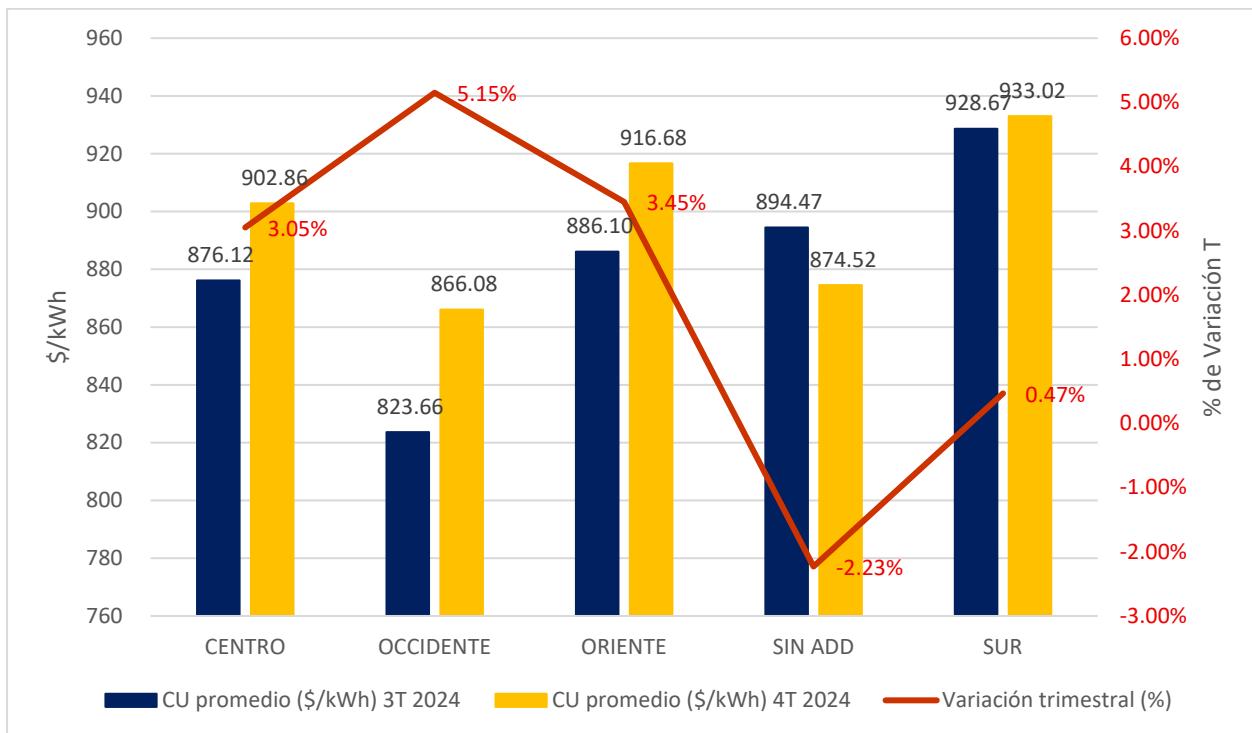
Durante el cuarto trimestre de 2024, el Costo Unitario (CU) promedio del Nivel de Tensión 1 (NT1) registró un incremento del **2,64%** frente al trimestre anterior, pasando de **875,33 \$/kWh** a **898,46 \$/kWh**. Este comportamiento refleja una tendencia general al alza en la mayoría de las Áreas de Distribución. Como se evidencia a continuación:

Tabla 12. Costo Unitario (CU) promedio por Área de Distribución

ADD	CU promedio (\$/kWh)		Variación trimestral (%)
	3T 2024	4T 2024	
CENTRO	876,12	902,86	+3,05%
OCCIDENTE	823,66	866,08	+5,15%
ORIENTE	886,10	916,68	+3,45%
SIN ADD	894,47	874,52	-2,23%
SUR	928,67	933,02	+0,47%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Figura 1. Costo Unitario (CU) promedio por Área de Distribución



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE

A nivel regional, el Área de Distribución (ADD) **Occidente** presentó la mayor variación (+5,15%), impulsada por las variaciones en los mercados de **Cali-Yumbo-Puerto Tejada** (+8,99%), **Tuluá** (+6,69) y **Valle del Cauca** (+6,34). Las ADD **Centro** y **Oriente** también registraron aumentos moderados de +3,05% y +3,45%, respectivamente, destacándose los mercados de **Antioquía** (+5,02%), **Quindío** (+6,87%), **Ruitoque** (+5,34%), **Bogotá- Cundinamarca** (+4,41%) y **Tolima** (+5,46%). En contraste, los mercados sin ADD evidenciaron una disminución promedio del -2,23%, con reducciones más notorias en **Caribe Sol** (-7,53%).

Los Costos Unitarios (representado en \$/kWh) más altos del cuarto trimestre de 2024 se registraron en los siguientes mercados, donde se identifica que se encuentran en promedio 16% por encima del promedio general.

Tabla 13. Mercados con mayor Costo Unitario promedio

Mercado	CU \$/kWh	CU promedio nacional (\$/kWh)	Variación % respecto al promedio general
Arauca	1.056,32	897,49	+17%
Caquetá	1.019,72		+13%
Sibundoy	1.067,82		+18%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Y los Costos Unitarios (CU) más bajos del cuarto trimestre de 2024 se registraron en los siguientes tres mercados, estos mercados se ubican por debajo del promedio nacional en más de un 10%.

Tabla 14. Mercados con menor Costo Unitario

Mercado	CU \$/kWh	CU promedio nacional (\$/kWh)	Variación % respecto al promedio general
Caribe Sol	800,31	897,49	-10%
Cali-Yumbo-Puerto Tejada	818,25		-8%
Casanare	824,86		-8%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

3. ANÁLISIS POR COMPONENTE

3.1. Generación (G)

El componente de **Generación (G)** representa **Costo de compra de energía (\$/kWh)** para el comercializador minorista (i), durante el mes (m) en el mercado de comercialización (j).

El análisis que se presenta a continuación se realizó con base en la información reportada por los comercializadores de energía eléctrica en el Sistema Único de Información (SUI), con el propósito de evaluar el comportamiento del componente de Generación (G) entre el tercer (3T) y cuarto trimestre (4T) de 2024, identificando la variación en los costos de compra de energía y las diferencias entre empresas y mercados del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Con el fin de facilitar la comparación y obtener un análisis más representativo, las empresas prestadoras del servicio se agruparon de acuerdo con lo mencionado en la Tabla 2.

Se usó esta segmentación a partir de las siguientes consideraciones:

- El costo de generación no es regulado de manera uniforme: **depende de las compras que cada comercializador hace en bolsa o por contratos bilaterales.**

- Las empresas grandes tienen **mayor poder de negociación y diversificación** en sus portafolios de contratos, mientras que las pequeñas podrían estar más **expuestas al precio de bolsa**.
- Al agruparlas por número de usuarios atendidos **permite evidenciar diferencias estructurales** en el precio promedio de G (por eficiencia y exposición).

En esta primera sección se presentan los comparativos del valor del componente de Generación, así como la variación porcentual. Posteriormente, al análisis se complementa con el análisis de los siguientes aspectos:

- Comportamiento de los precios de contratos bilaterales de los comercializadores
- Comportamiento de los precios en Bolsa de los comercializadores
- Fracción de demanda de energía atendida por contratos bilaterales y compras de energía en Bolsa
- Traslado por parte de los comercializadores de compras AGPE y GD al componente de Generación contratos bilaterales de los comercializadores.

A continuación, se presenta el promedio del componente de Generación (\$/kWh) del cuarto trimestre del 2024 en comparación con el tercer trimestre de 2024.

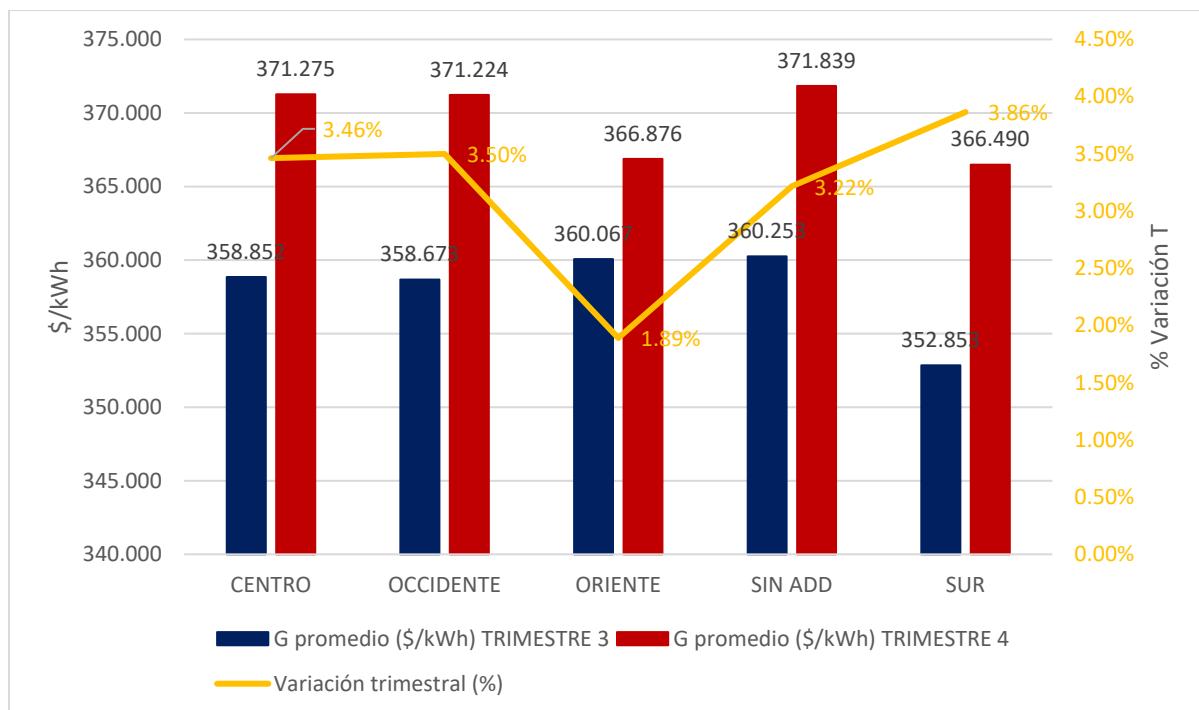
Tabla 15. Costo Promedio Componente Generación por Área de Distribución

ADD	G promedio (\$/kWh)		Variación trimestral (%)
	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 4	
CENTRO	358,852	371,275	3,46%
OCCIDENTE	358,673	371,224	3,50%
ORIENTE	360,067	366,876	1,89%
SIN ADD	360,253	371,839	3,22%
SUR	352,853	366,490	3,86%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Durante el cuarto trimestre de 2024 se observó un incremento generalizado en el componente de generación en todas las áreas de Distribución (ADD) respecto al trimestre anterior.

Figura 2. Costo Promedio Componente Generación por Área de Distribución (\$/kWh)



Fuente: Formato SUI T7, elaboración DTGE 2025

Por áreas, el mayor incremento se presentó en el ADD Sur en un **3,86%**, seguido de las ADD Occidente y Centro con un 3,50% y 3,46% respectivamente, mientras que el menor incremento se presentó en el ADD Oriente en un 1,89%. Este comportamiento refleja un alza en los costos de generación, posiblemente asociada a variaciones y/o ajustes en los contratos de energía, condiciones hidrológicas, entre otras.

Ahora bien, a continuación, se presenta la variación del componente de generación para cada uno de los grupos empresariales definidos anteriormente:

Variación Componente de Generación - Grupo 1 empresas con más de 750.000 usuarios

Se observó un aumento generalizado para la mayoría de los prestadores y variaciones entre mercados y empresas, lo que refleja tanto la dinámica del mercado mayorista de energía como las condiciones de contratación y oferta. El promedio para el componente de G del grupo 1 para el trimestre analizado es de **375,20 \$/kWh, 48 \$/kWh (+14%)** por encima del trimestre anterior.

Tabla 16. Variación Componente de Generación - Grupo 1

EMPRESA	MERCADOS	3T Componente G (\$/kWh)	4T Componente G (\$/kWh)	% VARIACIÓN Componente G (\$/kWh)
AIR-E	CARIBE SOL	369,55	405,50	9,73%
	CARTAGO	312,70	-	-
	PEREIRA	310,55	382,69	23,23%
CARIBEMAR	CARIBE MAR	356,47	372,48	4,49%
CELSIA COLOMBIA	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	312,94	392,66	25,47%

EMPRESA	MERCADOS	3T Componente G (\$/kWh)	4T Componente G (\$/kWh)	% VARIACIÓN Componente G (\$/kWh)
	TOLIMA	315,83	396,29	25,47%
	VALLE DEL CAUCA	314,73	394,97	25,50%
EMCALI	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	335,62	411,81*	22,70%
ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	338,31	356,13	5,27%
EPM	ANTIOQUIA	305,21	355,46	16,46%
	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	306,11	356,39	16,42%
	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	306,57	356,85	16,40%
	TOLIMA	310,55	313,46**	0,94%
ESSA	VALLE DEL CAUCA	308,59	358,86	16,29%
	SANTANDER	397,67	399,27	0,40%

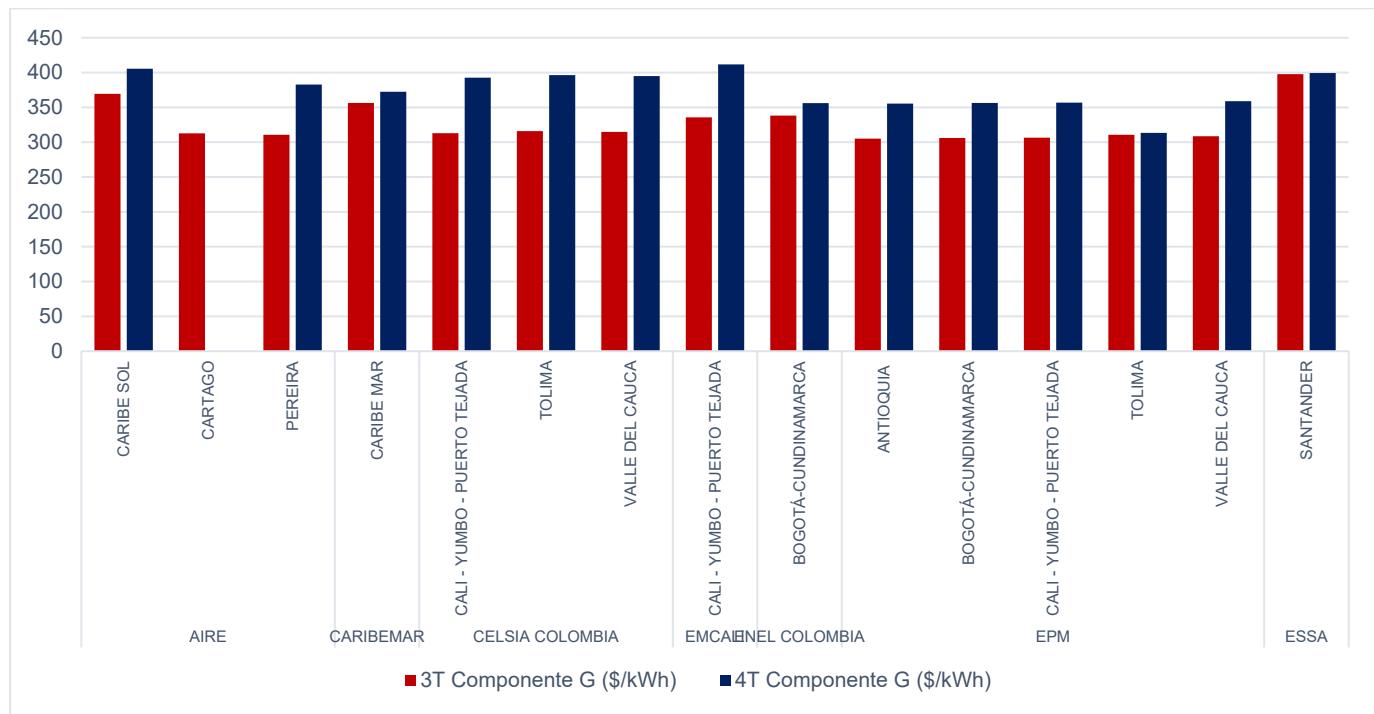
*CU mayor del trimestre **CU menor del trimestre Fuente: Formato SUI T7, Cálculos DTGE 2023

Los incrementos más notorios se dieron en los mercados atendidos por **Celsia Colombia** y **EMCALI** donde el componente G aumentó entre 22% y 25% alcanzando niveles superiores a los 390 \$/kWh. Este comportamiento podría asociarse a mayores costos de energía en contratos bilaterales o exposición a precios en bolsa.

Por otro lado, **EPM** registró incrementos moderados consistentes en la mayoría de los mercados que atiende, manteniendo una estructura tarifaria más estable, lo cual podría atribuirse a la diversificación geográfica y matriz de generación propia. El mercado de Tolima representa el menor valor del componente G para el trimestre analizado con un valor igual a **313,46 \$/kWh** y el mercado de CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA atendido por EMCALI fue el mercado que reportó el componente G mayor con un valor de **411\$/kWh**.

Por su parte, para la empresa **AIR-E**, en el mercado **Cartago**, no se dispone de información correspondiente al componente de generación para el cuarto trimestre de 2024. Esta situación se presenta debido a que el agente no participó como generador en dicho mercado durante el período analizado, razón por la cual no se reporta valor del componente ni es posible calcular la variación trimestral respectiva.

Figura 3. Grupo 1 Comparativo Componente Generación – 4T Vs 3T 2024 (\$/kWh)



Fuente: Formato SUI T7, elaboración DTGE 2025

Variación Componente de Generación - Grupo 2: empresas con número de usuarios entre 200.000 y 749.999

El promedio del componente G para el Grupo 2 para el trimestre analizados es de **365,81 \$/kWh**, **29,15 \$/kWh** por encima del trimestre anterior, lo que representa un **+8,66%**.

Tabla 17. Variación Componente de Generación - Grupo 2

EMPRESA	MERCADOS	3T Componente G (\$/kWh)	4T Componente G (\$/kWh)	% VARIACIÓN Componente G (\$/kWh)
CEDENAR	NARIÑO	305,34	307,96	0,86%
CENS	NORTE DE SANTANDER	378,77	402,89	6,37%
CEO	CAUCA	405,09	409,20	1,01%
CHEC	CALDAS	351,34	357,54	1,77%
EBSA	PEREIRA	312,93	313,46	0,17%
EDEQ	BOYACÁ	316,08	363,88	15,12%
EEP	QUINDÍO	315,81	395,51	25,24%
	CALDAS	317,32	352,77	11,17%
	CARIBE SOL	317,19	352,08	11,00%
	CARTAGO	317,58	352,46	10,98%
	VALLE DEL CAUCA	317,12	351,91	10,97%
ELECTROHUILA	HUILA	417,60	419,07	0,35%

EMPRESA	MERCADOS	3T Componente G (\$/kWh)	4T Componente G (\$/kWh)	% VARIACIÓN Componente G (\$/kWh)
EMSA	META	315,79	390,17	23,55%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

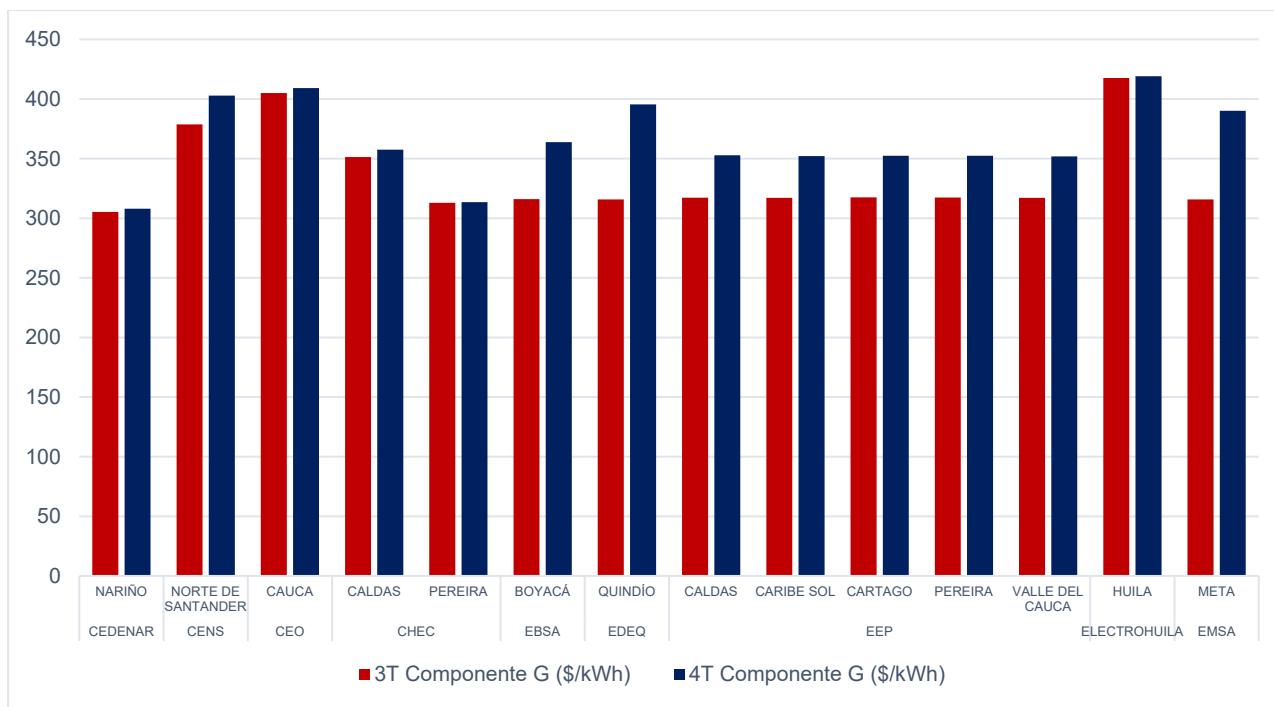
Los incrementos más notorios se dieron en los mercados de **Quindío, Meta y Boyacá, 25%, 23% y 15%** respectivamente, sin embargo, estos no representaron el componente G con mayor valor para el periodo. Estas

variaciones sugieren posibles ajustes en los costos de contratación.

Según lo anterior, el mercado de Huila atendido por el comercializador Electrohuila reportó el componente G mayor con un valor de **419,07 \$/kWh**. Y el menor componente G para el trimestre analizado fue reportado para el mercado de Nariño atendido por CEDENAR con un valor de **307,96 \$/kWh**.

Y, para este Grupo **CEDENAR, CHEC, CEO y ELECTROHUILA** mantuvieron una estabilidad relativa con incrementos inferiores al 2%, reflejando cierto nivel de eficiencia en la gestión de contratos y/o el nivel exposición al mercado spot.

Figura 4. Grupo 2 Comparativo Componente Generación– 4T Vs 3T 2024 (\$/kWh)



Fuente: Formato SUI T7, elaboración DTGE 2025

Variación Componente de Generación - Grupo 3: empresas con número de usuarios entre 50.000 y 199.999

El promedio del componente G para el trimestre analizado es de **390,68 \$/kWh, 28,06 \$/kWh** por encima del trimestre anterior, lo que representa un +7,74%.

Tabla 18. Variación Componente de Generación - Grupo 3

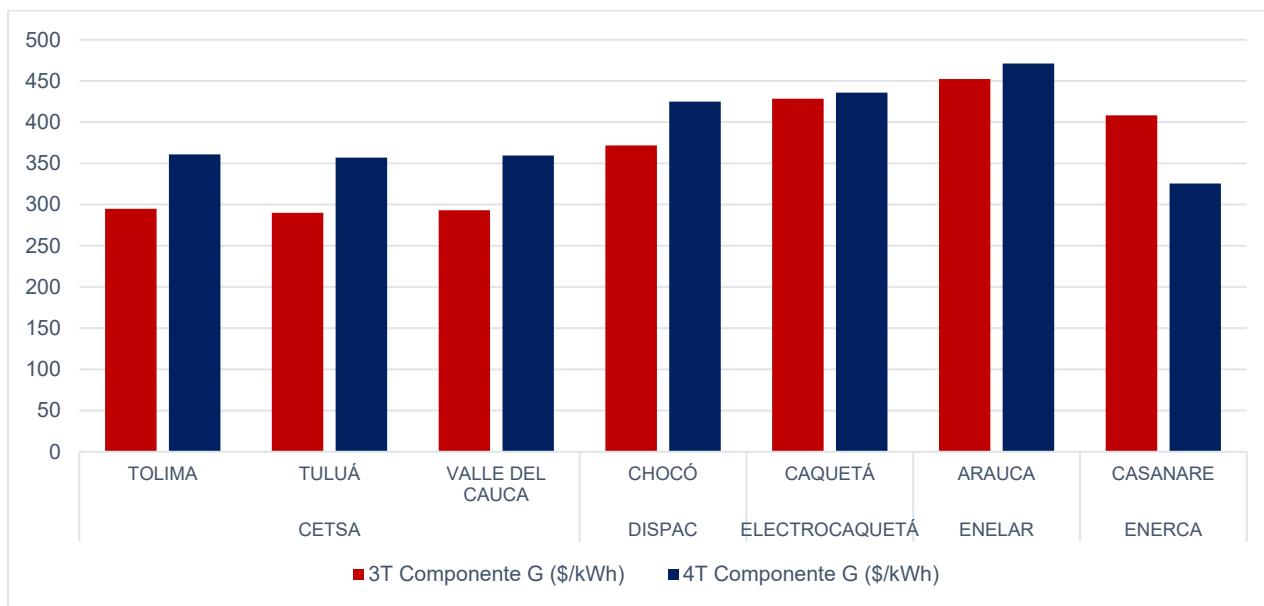
EMPRESA	MERCADOS	3T Componente G (\$/kWh)	4T Componente G (\$/kWh)	% VARIACIÓN Componente G (\$/kWh)
CETSA	TOLIMA	294,81	360,89	22,42%
	TULUÁ	289,94	356,91	23,10%
	VALLE DEL CAUCA	293,16	359,55	22,64%
DISPAC	CHOCÓ	371,64	425,02	14,36%
ELECTROCAQUETÁ	CAQUETÁ	428,39	435,80	1,73%
ENELAR	ARAUCA	452,24	471,14	4,18%
ENERCA	CASANARE	408,16	325,48	-20,26%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Los incrementos más notorios se dieron en los mercados **Tolima, Tuluá y Valle del Cauca**, atendidos por el prestador CETSA, con aumentos entre el 22% y 23%. Este comportamiento esta alienado con la tendencia general del trimestre, donde los costos de generación aumentaron.

Por otro lado, **ENERCA**, mercado Casanare, resalta ya que reportó una reducción significativa del **20,26%**, con un valor del componente G de **325,47 \$/kWh**, disminución que podría asociarse a una optimización en la contratación bilateral o ajuste en los precios promedio de compra de energía.

Figura 5. Grupo 3 Comparativo Componente Generación– 4T Vs 3T 2024 (\$/kWh)



Fuente: Formato SUI T7, elaboración DTGE 2025

Variación Componente de Generación - Grupo 4: empresas con menos de 49.999 usuarios

El promedio del componente G para el trimestre analizado es de **407,04 \$/kWh**, **10,81 \$/kWh** por encima del trimestre anterior, lo que representa un 2,73%. Para este grupo, teniendo en cuenta que hay prestadores que atienden diferentes mercados, la información de estas fue promediada de manera mensual, de acuerdo con el número de mercados atendidos.

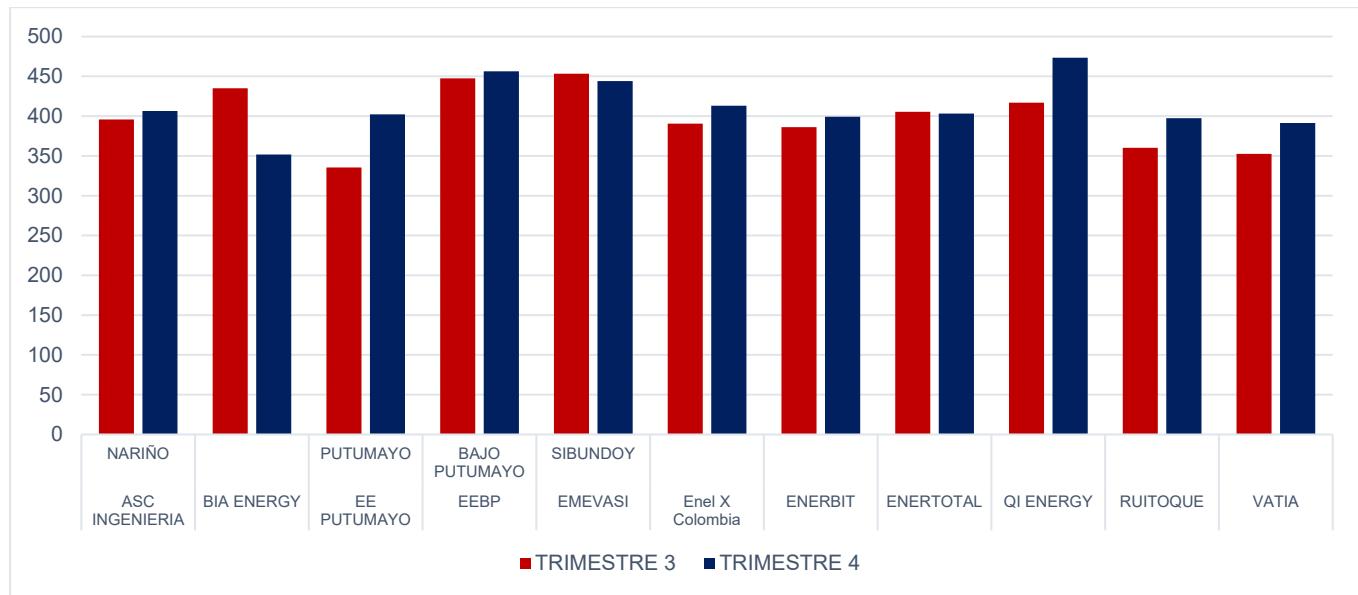
Tabla 19. Variación Componente de Generación - Grupo 4

EMPRESA	MERCADOS	3T Componente G (\$/kWh)	4T Componente G (\$/kWh)	% VARIACIÓN Componente G (\$/kWh)
EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	335,57	402,34	19,90%
EEBP	BAJO PUTUMAYO	447,43	456,23	1,97%
EMEVASI	SIBUNDOY	453,24	444,11	-2,01%
RUITOQUE	TODOS	360,24	397,48	10,34%
ASC INGENIERIA	NARIÑO	395,90	406,44	2,66%
BIA ENERGY	TODOS	434,92	351,79	-19,11%
Enel X Colombia	TODOS	390,64	413,11	5,75%
ENERBIT	TODOS	386,26	399,25	3,36%
ENERTOTAL	TODOS	405,39	403,26	-0,52%
QI ENERGY	TODOS	416,93	473,43	13,55%
VATIA	TODOS	352,57	391,38	11,01%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE

El mayor incremento se observó en el mercado de **Putumayo (19,90%)**, seguido por **QI Energy (13,55%)**, reflejando el impacto del aumento del aumento en los precios de los contratos de energía. En contraste, **BIA Energy** registró una reducción del **19,11%**.

Figura 6. Grupo 4. Comparativo Componente Generación 4T Vs 3T 2024 (\$/kWh)



Fuente: Formato SUI T7, elaboración DTGE

Comportamiento de los precios de contratos bilaterales de los comercializadores

En esta sección se analiza el comportamiento de los precios de los contratos bilaterales suscritos por los comercializadores de energía eléctrica con destino al mercado regulado, durante los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2024. El propósito de este análisis es identificar la evolución de los costos de adquisición de energía asociados a dichas transacciones bilaterales y su relación con el componente de generación de la tarifa. Para ello, se examina el **Precio de Compra de la energía (PC)**, correspondiente al costo promedio ponderado de adquisición de energía, así como el **Margen de Comercialización (MC)**, que remunera las actividades propias de la comercialización del servicio, de conformidad con la metodología vigente, con base en la información reportada por los Operadores de Red (OR) - Nivel de Tensión 1 (NT1) en el Sistema Único de Información (SUI), quienes integran la prestación del servicio mediante la gestión de la red de distribución y la atención directa de los usuarios en sus respectivas áreas de influencia.

Las variables analizadas se definen así:

Pc: Costo Promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de las compras propias del Comercializador Minorista i mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado, liquidados en el mes m-1.

MC: Margen de Comercialización, expresado en \$/kWh, reconocido al comercializador por el desarrollo de las actividades propias de la comercialización del servicio de energía eléctrica, de conformidad con la regulación vigente.

En términos generales, cuando el **Pc se mantiene por debajo del Mc**, los agentes comercializadores logran **mayor eficiencia**, dado que la energía contratada se adquiere a un costo inferior al precio de oportunidad del mercado. Por el contrario, cuando el **Pc supera el Mc**, se refleja una **pérdida de eficiencia económica**, ya que los comercializadores están asumiendo costos superiores a los que habrían obtenido comprando directamente en bolsa.

A continuación, se presenta el análisis para cada los meses de **octubre, noviembre y diciembre de 2024**:

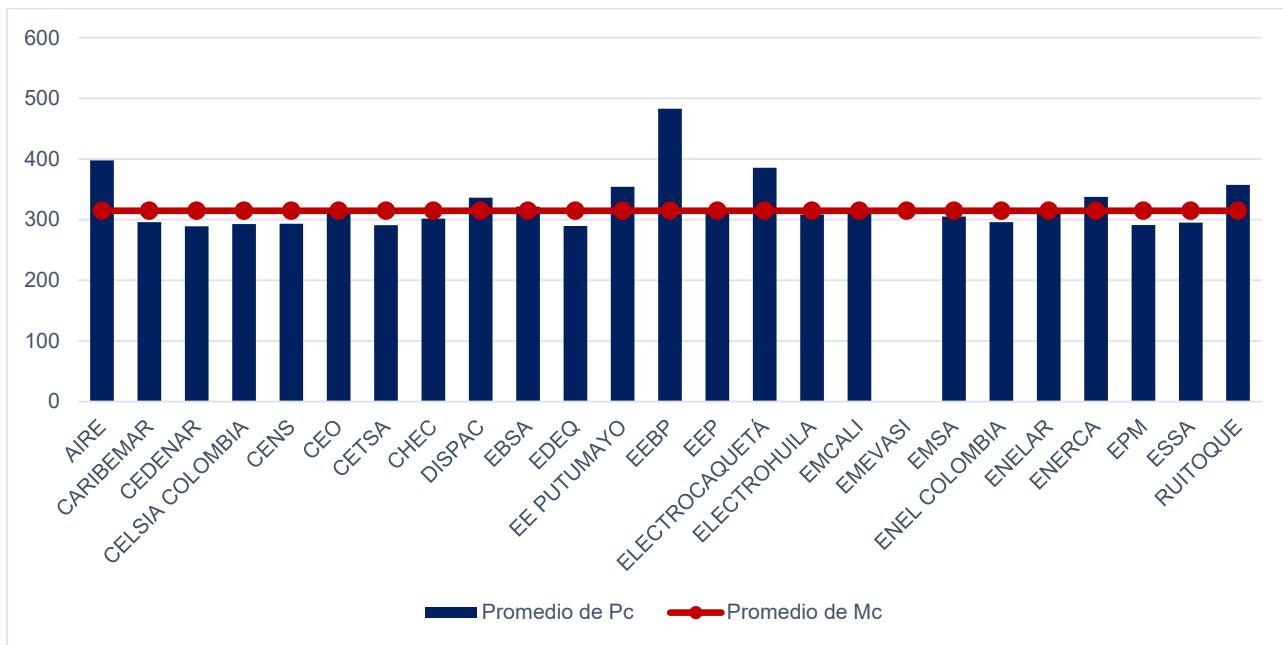
- **Octubre 2024**

Durante el mes de octubre 2024, el Pc promedio de los comercializadores en general fue de **323,97 \$/kWh, 2,87%** por encima del costo promedio ponderado de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista (314,68 \$/kWh). Los precios presentaron una dispersión significativa entre comercializadores, con valores que oscilaron entre **288,93 \$/kWh (CEDENAR)** y **482,87 \$/kWh (EEPB)**. En general, se observó que la mayoría de los prestadores mantuvieron un Pc cercano al promedio del mercado (alrededor de 314,68 \$/kWh), evidenciando estabilidad en los precios contractuales.

Sin embargo, como se visualiza en la Gráfica 7, comercializadores **Air-e (20%), DISPAC (6,4%), EEPutumayo (11%), EEPB (34%), Electrocaquetá (18%), ENERCA (6%)** y Ruitoque (+11%) registraron Pc superior al promedio de Mc, situación que refleja las condiciones contractuales o adquisiciones a precios más altos, posiblemente derivadas de contratos a largo plazo con precios fijos o indexaciones mayores.

En contraste, se presentó una disminución en prestadores como **CEDENAR (8,9%), CETSA, (8,2%) y EDEQ (8,7%)** presentaron menores costos, los cuales pueden asociarse a una gestión más eficiente de portafolios o renovaciones de contratos con mejores condiciones.

Figura 7. Comparativo del Costo Promedio Compra de Energía (Pc) Vs. (Mc) - octubre 2024 (\$/kWh)



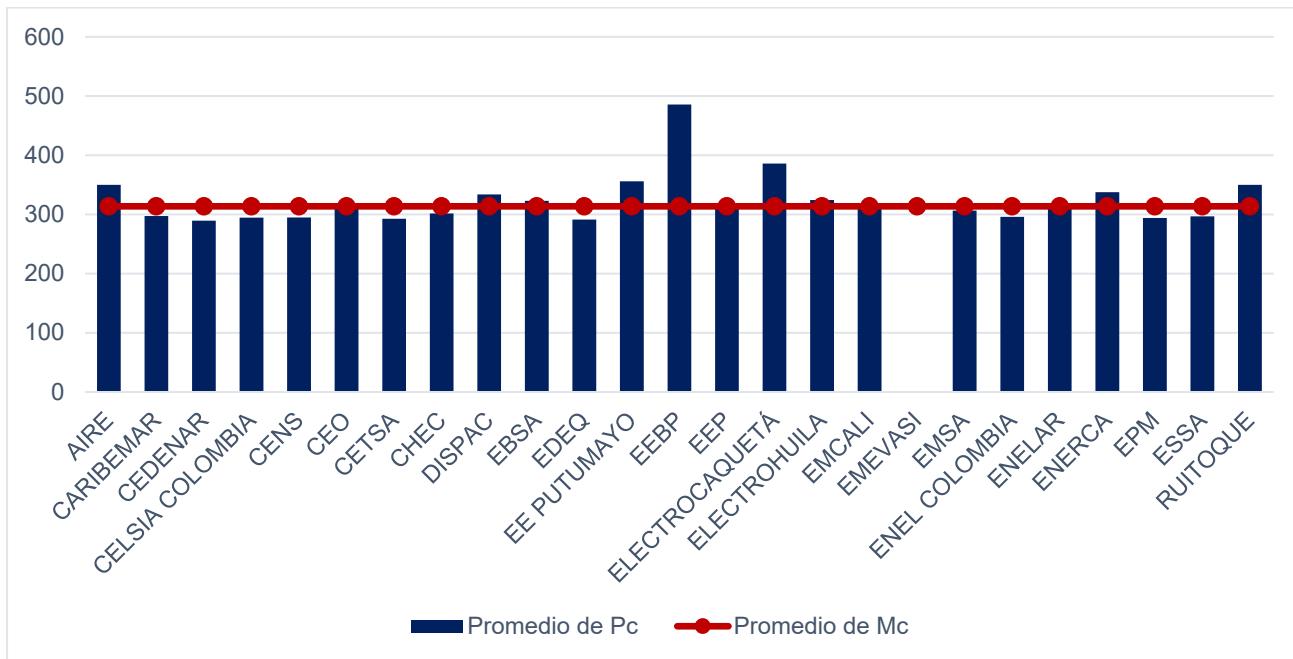
Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

• Noviembre 2024

En noviembre el Pc promedio de los comercializadores fue de **323,55 \$/kWh**, **3,05%** por encima del precio promedio del mercado (Mc) (313,69 \$/kWh). Se observó una leve disminución del (-0,13%) frente al mes anterior. Los precios oscilaron entre **289,50 \$/kWh (CEDENAR)** y **485,59 \$/kWh (EEBP)**, precios que estuvieron 7,1% por debajo del Mc y 36% por encima del Mc, según corresponde.

El comportamiento del Pc en la mayoría de comercializadores refleja precios contractuales y/o condiciones más competitivas. Sin embargo, para el periodo analizado, los prestadores Air-e, DISPAC, EEPPutumayo, EEBP, Electrocaquetá, Enerca y Ruitoque mantuvieron Pc superiores al promedio Mc en un +14% aproximadamente, como se observa en la Gráfica 8.

Figura 8. Comparativo del Costo Promedio Compra de Energía (Pc) Vs. (Mc) - noviembre 2024 (\$/kWh)



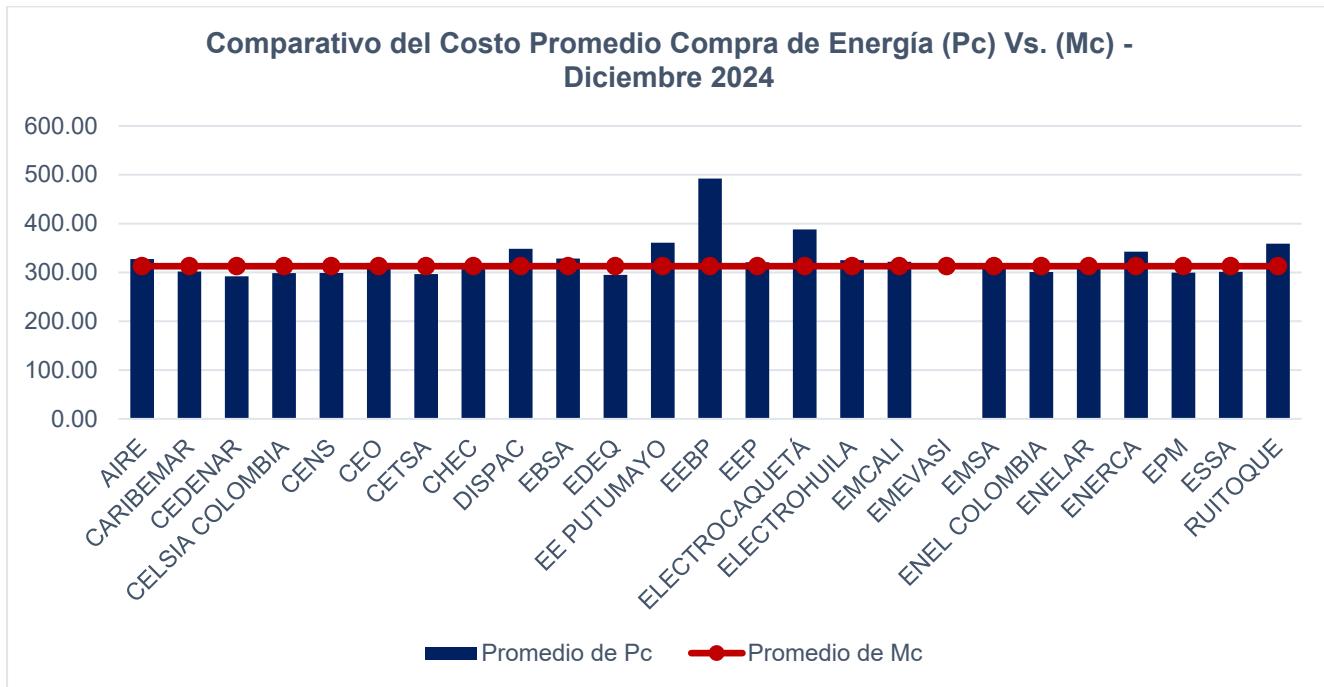
Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

• Diciembre 2024

En diciembre, el Pc promedio fue de **327,27 \$/kWh**, este presentó un aumento de **1,14%** respecto al mes anterior y estuvo **4,44%** por encima del Mc (312,75 \$/kWh). Los precios más altos continuaron en DISPAC, EEPutumayo, EEBP, Electrocaquetá, Enerca y Ruitoque, mientras que, Air-e tras registrar un Pc por encima del Mc los últimos dos meses, cerró el trimestre con una disminución del **6,81%** del Costo Promedio ponderado por energía (Pc).

Por otro lado, CEDENAR, EDEQ y CETSA mantuvieron el valor Pc por debajo del precio del mercado mayorista en un 6% aproximadamente. Gráfica 9.

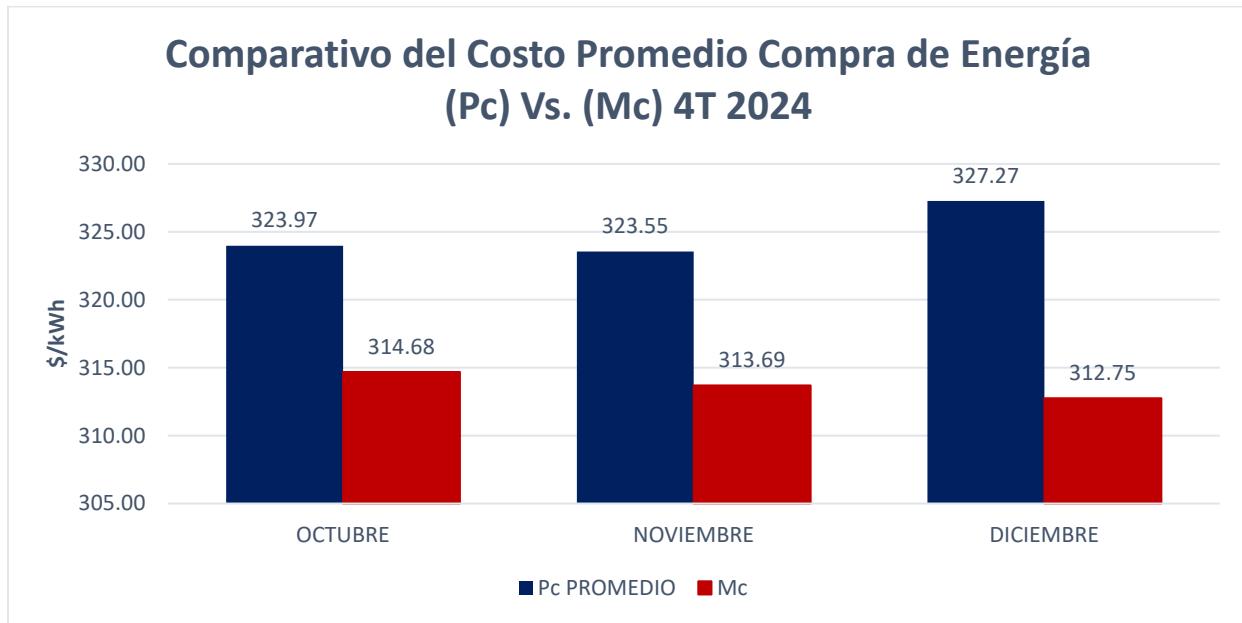
Figura 9. Comparativo del Costo Promedio Compra de Energía (Pc) Vs. (Mc) - diciembre 2024 (\$/kWh)



Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

Así, teniendo en cuenta lo anterior, durante el cuarto trimestre de 2024, el comportamiento de los precios promedio de los contratos bilaterales (Pc) mostró una leve reducción entre octubre y noviembre, seguido de un incremento moderado en diciembre situándose con un promedio de **324,93 \$/kWh**. En contraste, los valores del costo promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista se mantuvieron más estables y por debajo del Pc, con un promedio **313,71 \$/kWh**, 4% por debajo de lo calculado para la variable Pc, lo anterior evidencia que las compras bilaterales continuaron representando una opción de suministro con costos ligeramente superiores. La variación se visualiza en la Gráfica 10.

Figura 10. Comparativo del Costo Promedio Compra de Energía (Pc) Vs. (Mc) 4T 2024



Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE

Por otro lado, durante el cuarto trimestre de 2024 se identificó que EMEVASI presentó el menor valor de la variable P_c , lo que indica que su demanda fue atendida principalmente mediante compras de energía en bolsa, esta exposición se plasmará para cada comercializador en la siguiente sección “**Comportamiento de los precios en Bolsa de los comercializadores**”.

Finalmente, teniendo en cuenta que históricamente cerca del 85% de las compras de energía eléctrica con destino al mercado regulado se realizan a través de contratos bilaterales, los cuales tienen un impacto directo en la conformación del componente de Generación, es importante realizar un análisis del comportamiento que estos han tenido durante el trimestre. Para el cuarto trimestre de 2024, **el porcentaje promedio de la demanda comercial regulada atendida con contratos bilaterales (Q_c) fue de 84,20%, 2,07% por encima respecto al tercer trimestre de 2024.**

En primera instancia y de acuerdo con el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007 (si bien ya se encuentra derogado, es aplicable para el presente análisis) el componente de

«Generación contempla dentro de su cálculo un costo promedio ponderado por energía (\$/kWh), de las compras propias del comercializador minorista a través de contratos bilaterales con destino al mercado regulado, liquidados en el mes $m - 1$, correspondiente a la variable P_c ; »

Asimismo, un factor de ponderación α , calculado conforme la metodología de la Resolución CREG 031 de 1997 y un costo promedio ponderado por energía (\$/kWh), de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de energía mayorista en el mes $m - 1$ con destino al mercado regulado (variable M_c).

Si bien el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007 actualmente se encuentra derogado y fue sustituido por la Resolución CREG 101 002 de 2022, define el componente de Generación mediante la siguiente fórmula:

$$G_{m,i,j} = Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * P_{c,m-1,i} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{c,m-1}) + (1 - Qc_{m-1,i}) * P_{b,m-1,i} + AJ_{m,i}$$

Para efectos del presente análisis sólo se tendrá en cuenta lo asociado a los contratos bilaterales con destino al mercado regulado y se definirá esta nueva fórmula (únicamente con ocasión del presente análisis) como un $G_{m,i,j}^*$ de contratos de acuerdo a lo siguiente:

$$G_{m,i,j}^* = Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * P_{c,m-1,i} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{c,m-1})$$

Nótese que este nuevo $G_{m,i,j}^*$ se traduce en el costo máximo a trasladar al usuario final regulado, **únicamente contemplando las compras de energía mediante contratos bilaterales (G Neutro)**.

El presente análisis propone contrastar un escenario real con un escenario a través de la utilización de variable **G Neutro**. Esta variable se calcula de manera individual para cada Comercializador, utilizando un valor de la variable P_c igual a la variable M_c del mes analizado:

$$G_{m,i,j}^{**} = Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * M_{c,m-1,i} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{c,m-1}) = Qc_{m-1,i} * M_{c,m-1,i}$$

Ahora bien para el cálculo de la variable $G_{m,i,j}^*$ de contratos se aclara que se mantiene la estructura inicial donde se considera la variable P_c , definida como: *Costo Promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de las compras propias del Comercializador Minorista i mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado, liquidados en el mes m-1*. Es decir como resultado, la variable $G_{m,i,j}^*$ de contratos traduciría el costo máximo a trasladar al usuario final regulado, contemplando el costo promedio ponderado por energía obtenido a partir de la cantidad de energía comprada en contratos (kWh) y su valor en pesos reportado por los prestadores ante el SUI

$$G_{m,i,j}^* = Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * P_{c,m-1,i} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{c,m-1})$$

Así las cosas, el objetivo de este análisis se basa en identificar el porcentaje de aumento (o disminución) aproximado, para cada uno de los meses del cuarto trimestre del año 2024, de la variable $G_{m,i,j}^*$ de contratos respecto a la variable $G_{m,i,j}^{**}$ de contratos neutra para un usuario regulado atendido por cada uno de los comercializadores del mercado regulado.

Tabla 20. Variables Componente de Generación

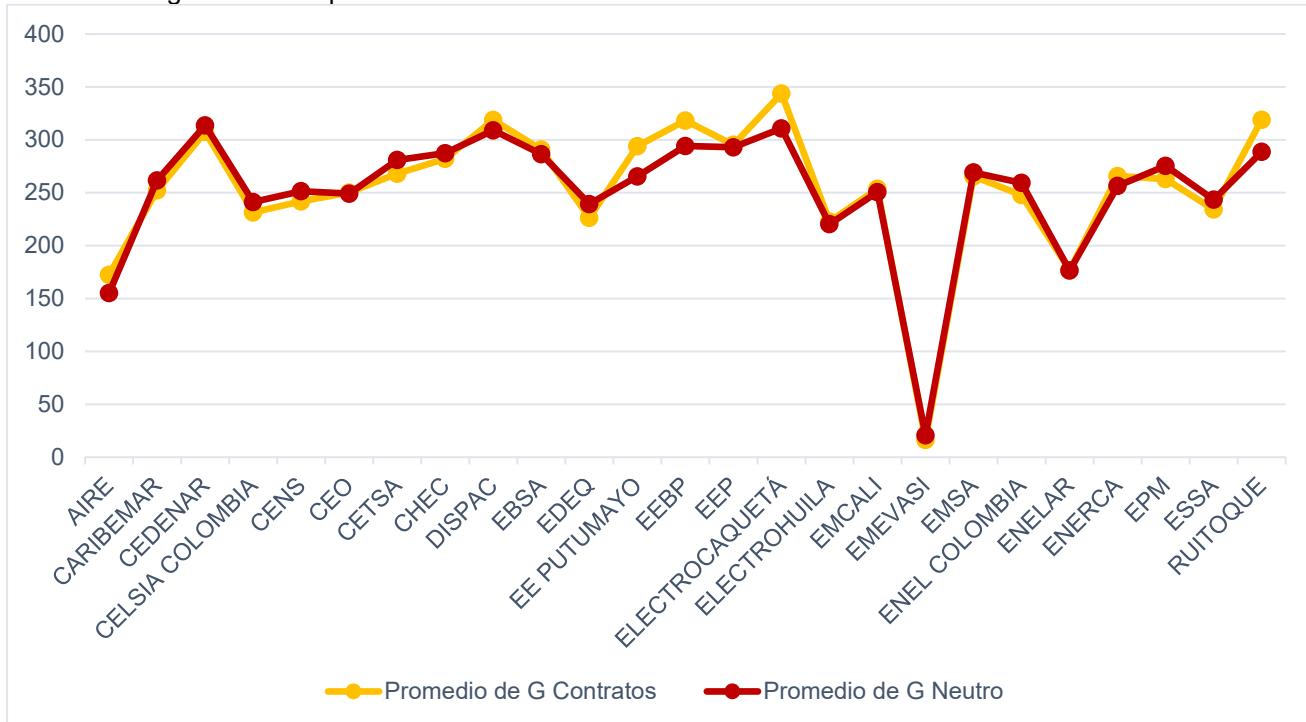
AJ_{m,i}:	Factor de ajuste que se aplica al costo máximo de compra de energía, expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh), del comercializador i para el mes m , calculado conforme al Anexo 1 de la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique, sustituya o adicione.
C_{1,m-1,i}:	Energía cubierta mediante contratos resultantes de las convocatorias públicas a las que hace referencia la Resolución CREG 130 de 2019 o

	aquella que la modifique, sustituya o adicione, liquidados en el mes $m-1$ con destino al mercado regulado.
$C_{2,m-1,i}$:	Energía mensual cubierta mediante los contratos de largo plazo destinados al mercado regulado adjudicados en las subastas administradas por el Ministerio de Minas y Energía al comercializador i en el mes $m-1$.
$C_{l,m-1,i}$:	Energía cubierta mediante compras realizadas en el mecanismo de comercialización autorizado l , por el comercializador i con destino al mercado regulado, en el mes $m-1$.
$CUG_{m-1,i}$:	Este valor corresponde al costo financiero de la garantía de pago del mes $m-1$ de los contratos adjudicados en las subastas administradas por el Ministerio de Minas y Energía al comercializador i destinados al mercado regulado, dividido por la demanda regulada de este comercializador. El valor máximo de esta variable es de un peso (1 COP/kWh). La garantía de pago a la que se refiere este componente es la que trata el artículo <u>35</u> de la Resolución 40590 de 2019 del Ministerio de Minas y Energía.
$DCR_{m-1,i}$:	Demanda comercial regulada del comercializador i en el mes $m-1$.
EGP_l :	Valor unitario de la devolución que el comercializador i debe hacer a favor del usuario, en caso de que, por incumplimiento de un vendedor, se ejecute la garantía de cumplimiento de la que trata el artículo <u>34</u> de la Resolución 40590 de 2019 del Ministerio de Minas y Energía, asociada a los contratos asignados en las subastas administradas por el Ministerio de Minas y Energía con destino al mercado regulado. El comercializador debe devolver a sus usuarios la totalidad del monto resultante de la ejecución de la garantía de cumplimiento, el mes siguiente a la ejecución.
$G_{transitorio}_{m,i,j}$	Costo de compra de energía a AGPE y GD por parte del comercializador i en el mes m , para el mercado de comercialización j de acuerdo con lo establecido en el Anexo 2 de la Resolución CREG <u>174</u> de 2021 o aquella que la modifique, sustituya o adicione.
Mc_{m-1} :	Costo promedio ponderado por energía, expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh), de todos los contratos resultantes de las convocatorias públicas a las que hace referencia la Resolución CREG <u>130</u> de 2019 o aquella que la modifique, sustituya o adicione, liquidados en el mes $m-1$ con destino al mercado regulado.
$Pb_{m-1,i}$:	Precio de la energía comprada en Bolsa por el comercializador i , en el mes $m-1$, expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh), cuando las cantidades adquiridas en contratos no cubren la totalidad de la demanda regulada. Este valor se calcula de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG <u>119</u> de 2007 y el Anexo 2 de la Resolución CREG <u>174</u> de 2021 o aquellas que las modifiquen, sustituyan o adicionen.
$Pc_{m-1,i}$:	Costo promedio ponderado por energía, expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh), de las compras propias del comercializador i mediante los contratos resultantes de las convocatorias públicas a las que hace referencia la Resolución CREG <u>130</u> de 2019 o aquella que la modifique,

	sustituya o adicione, liquidados en el mes $m-1$, con destino al mercado regulado.
$P_{l,m-1,i}$:	Precio de la energía, expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh), de las compras propias del comercializador i a través el mecanismo l , liquidadas en el mes $m-1$, según lo definido en la regulación.
$PSA_{m-1,i}$:	Precio promedio ponderado asociado a los contratos de largo plazo adjudicados en las subastas administradas por el Ministerio de Minas y Energía al comercializador i actualizado para el mes $m-1$, expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh).
$Qagd_{m-1,i}$:	Valor definido de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución CREG <u>174</u> de 2021 para el comercializador i , en el mes $m-1$.
$Qc_{m-1,i}$:	Es el menor valor entre uno (1) menos, y el resultante de la relación entre la energía comprada en los mecanismos de comercialización autorizados para atender el mercado de usuarios regulados y la demanda comercial del mercado regulado del comercializador i , en el mes $m-1$.
$a_{i,j}$:	Valor de del comercializador i en el mercado de comercialización j para el mes de enero de 2007, calculado conforme la metodología de la Resolución CREG <u>031</u> de 1997 o aquella que la modifique, sustituya o adicione.
$\omega_{1,m-1,i}$:	Ponderador de los precios de los contratos resultantes de las convocatorias públicas a las que hace referencia la Resolución CREG <u>130</u> de 2019 o aquella que la modifique, sustituya o adicione, del comercializador i , en el mes $m-1$.
$\omega_{2,m-1,i}$:	Ponderador de los precios de los contratos de largo plazo destinados al mercado regulado adjudicados en las subastas administradas por el Ministerio de Minas y Energía al comercializador i , en el mes $m-1$.
$\omega_{l,m-1,i}$:	Ponderador de los precios del mecanismo de comercialización autorizado l , del comercializador i , en el mes $m-1$.
i :	Comercializador i .
j :	Mercado de comercialización j .
m :	Mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio (CU).
n :	Número de mecanismos de comercialización autorizados para realizar compras de energía con destino al mercado regulado.

Fuente: Resolución CREG 101 002 de 2022

Figura 11. Comportamiento G contratos vs G Neutro 4T-Octubre a Diciembre 2025



Fuente: Formato SUI T9 – Cálculos DTGE 2025

Al analizar el comportamiento del componente de Generación calculado bajo el esquema **G de contratos** frente al escenario **G Neutro**, para cada comercializadores durante el cuarto trimestre de 2024, se observa que las diferencias entre ambas variables son en general reducidas, como se visualiza en la Figura 11, las curvas de G contratos y G neutro avanza prácticamente paralelas. Entre las empresas con mayor cercanía entre ambas variables se encuentran:

- CEO, EMCALI, ELECTROHUILA, ENELAR, EMSA, ENERCAR, CENS, CHECH, donde las diferencias promedio son inferiores a 10 \$/kWh. Esto indica que su P_c es consistente con el valor de M_c , es decir, el portafolio de contrataciones alineado con el promedio del mercado.

En algunos casos, el valor G contratos supera el G neutro reflejando costos de generación marginalmente superiores al promedio del mercado mayorista. Como:

- EEBP (318,25 vs 294,20 \$/kWh)
- Ruitoque (319,02 vs 288,70 \$/kWh)
- Electrocaquetá (343,82 vs 310,83 \$/kWh)

Estos casos pueden atribuirse a las condiciones de los contratos bilaterales.

Sin embargo, en general, este comportamiento significa que, y alineado con el análisis de las variables P_c vs M_c , para la mayoría de los comercializadores del mercado regulado, los valores del costo promedio de energía adquirida en contratos bilaterales (P_c) no difieren sustancialmente del costo promedio de todos los contratos del mercado mayorista (M_c), es decir, para el trimestre analizado se dio una dinámica de mercado contractual relativamente homogénea, estabilidad en

las contratación y una estructura eficiente para el usuario regulado en términos de costos de generación.

Comportamiento de los precios en Bolsa de los comercializadores

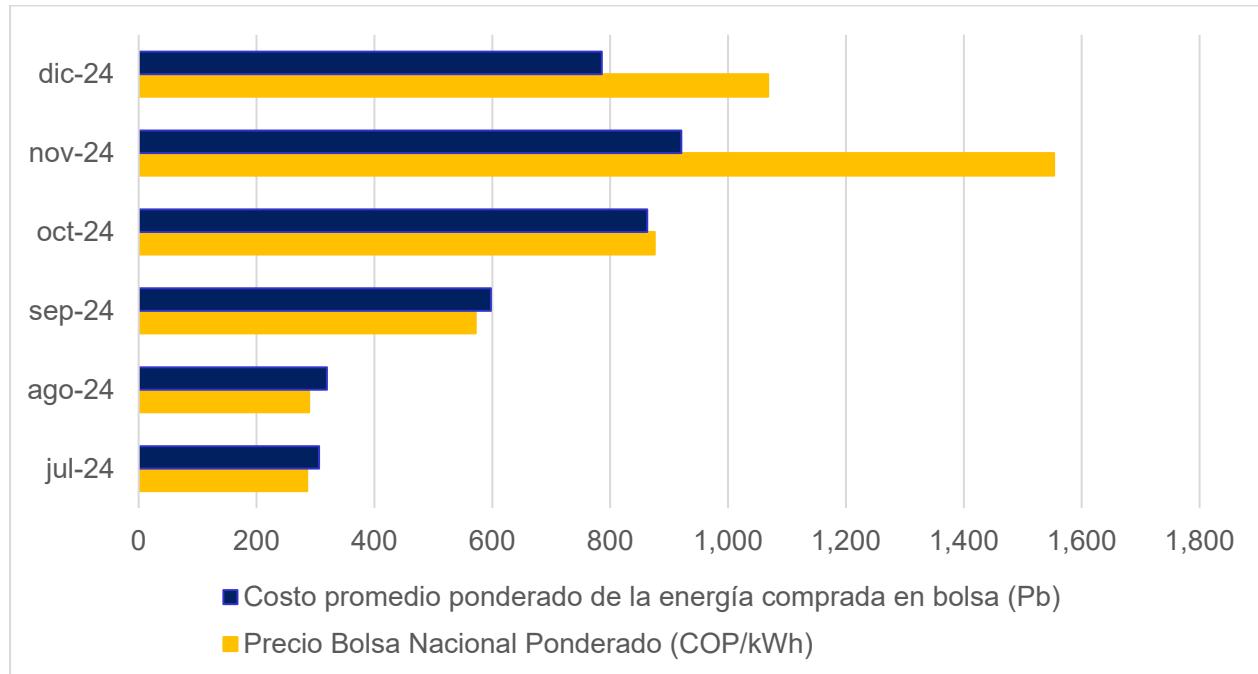
A comparar el Precio de Bolsa Nacional ponderado reportado por XM con el Costos promedio ponderado de las compras de energía en bolsa (Pb) (\$/kWh) calculado a partir de la información reportada por los prestadores en el SUI, se identifica el siguiente comportamiento:

Tabla 21.Comparación Pb Vs Pb nacional ponderado

Mes	Precio Bolsa Nacional Ponderado (COP/kWh)	Costo promedio ponderado de la energía comprada en bolsa (Pb) (\$/kWh)	% Variación Pb vs promedio nacional ponderado
jul-24	285,96	306,14	6,59%
ago-24	289,37	319,49	9,43%
sep-24	571,80	597,67	4,33%
oct-24	875,61	862,84	-1,48%
nov-24	1553,09	920,72	-68,68%
dic-24	1068,04	785,90	-35,90%

Fuente: Reporte XM, Formato SUI T9 – cálculos DTGE 2025

Figura 12. Comparativo Precio de Bolsa Nacional ponderado Vs Costos promedio ponderado de las compras de energía en bolsa (Pb) (\$/kWh)



Fuente: Reporte XM, Formatos SUI T9, Cálculo DTGE 2025

Para el trimestre analizado:

- **Octubre:** se identifica que ambos valores para el precio en bolsa presentan un aumento respecto al mes anterior, el Pb estuvo por debajo del promedio nacional ponderado en un

1,48%. Lo anterior indica que prácticamente todos los agentes estuvieron expuestos a precios altos de bolsa.

- **Noviembre:** el Pb se posicionó por debajo del promedio ponderado nacional, lo anterior puede atribuirse a la disminución de la exposición a bolsa, es decir, los prestadores tuvieron más contratos activos y/o algunos limitaron compras spot debido al alza del precio.
- **Diciembre:** El Pb se mantiene por debajo del valor de bolsa nacional promedio, lo anterior puede atribuirse a mejorías en la cobertura con contratos bilaterales, reduciendo así la afectación del ato pecio spot.

Fracción de demanda de energía atendida por contratos bilaterales y compras de energía en Bolsa

En esta sección se analiza la fracción de la demanda de energía atendida por contratos bilaterales y compras de energía en Bolsa por parte de los comercializadores del mercado regulado, durante el cuarto trimestre de 2024. El objetivo es identificar el grado de exposición al mercado spot y la proporción de energía adquirida bajo esquemas contractuales, lo cual permite evaluar la estabilidad y eficiencia en la gestión del portafolio de compra de energía. Este análisis se sustenta en los cálculos hechos a partir de la información reportada al Sistema Único de Información (SUI) por los Operadores de Red (OR), y constituye un insumo para comprender las variaciones observadas en los costos del componente de generación y su impacto sobre los precios de prestación del servicio. Las variables, definidas en la Resolución 119 de 2007⁷ calculadas y analizadas son:

- **Qc:** Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista i atendida mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado y la Demanda Comercial Regulada del Comercializador Minorista, en el mes $m-1$.
- **Qb:** Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista i atendida mediante compras en Bolsa para abastecer el mercado regulado en el mes $m-1$, cuando las cantidades adquiridas en las subastas del MOR y en contratos bilaterales no cubran la totalidad de la Demanda Comercial Regulada.

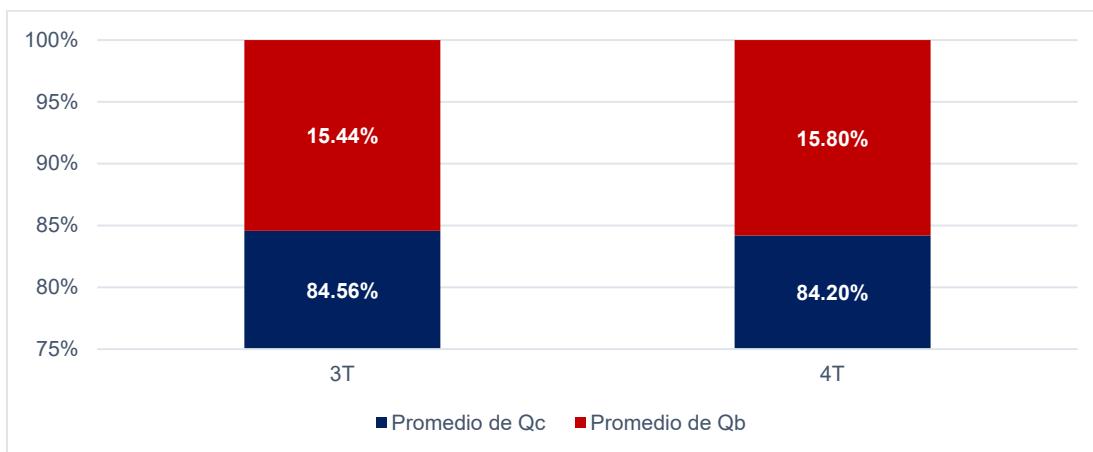
Tabla 22. Fracción Demanda atendida QC y Qb 4T – 3T

Trimestre	Promedio de Qc	Promedio de Qb
3T	84,56%	15,44%
4T	84,20%	15,80%

Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

⁷ Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

Figura 13. Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs Bolsa 4T Vs 3T 2024



Fuente: Formato SUI T9 – cálculos DTGE 2025

Durante el cuarto trimestre de 2024, la demanda comercial de energía del mercado regulado fue atendida principalmente mediante **contratos bilaterales**, los cuales representaron en promedio el **84,2%**, mientras que la exposición al mercado de corto plazo (bolsa de energía correspondió al **15,8%**.

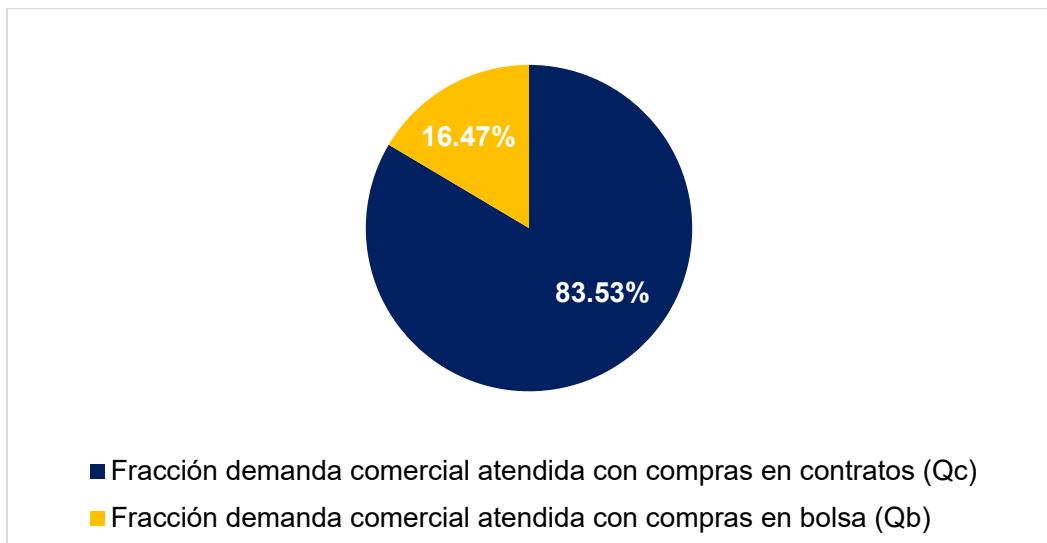
Esta tendencia, demuestra una alta cobertura contractual, es decir, sugiere que los comercializadores priorizaron la cobertura de la demanda de energía mediante contratos bilaterales para asegurar precios predecibles y reducir riesgos asociados a la exposición en bolsa.

A continuación, se relaciona la fracción de demanda cubierta por contratos y por bolsa para cada uno de los meses del trimestre analizado:

- **Comparativo Qc y Qb - octubre 2022**

Con base en la información reportada para el cuarto trimestre de 2024, para el mes de octubre la demanda comercial de energía fue cubierta en promedio en un **83,53%** mediante contratos bilaterales y **16,47%** mediante compras de energía en bolsa.

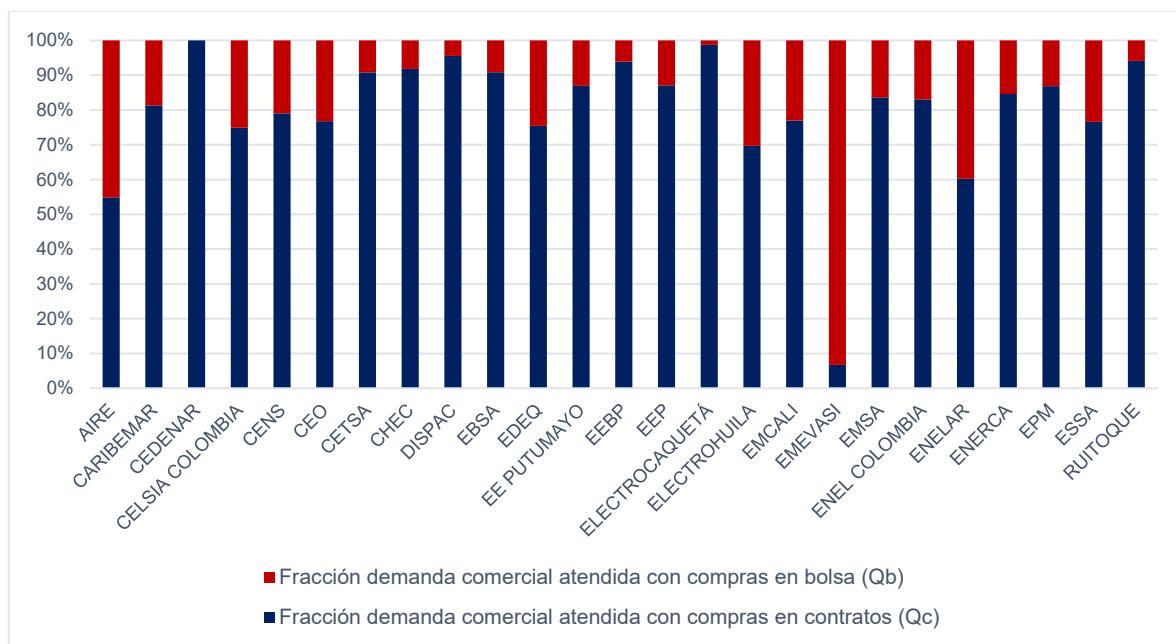
Figura 14. Fracción demanda comercial atendida contratos Vs Bolsa



Fuente: Formato SUI T9 – cálculos DTGE

Como se observa en la figura 15, los prestadores EMEVASI (93%), Air-e (45%) y ENELAR (39%) fueron los comercializadores con mayor exposición a bolsa situación que sugiere que estos prestadores tuvieron una dependencia más significativa de las condiciones del mercado spot, situación que posiblemente es asociada a estrategias comerciales, disponibilidad de contratos o características particulares de su demanda.

Figura 15. Comparativo Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs Bolsa - octubre 2024



Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

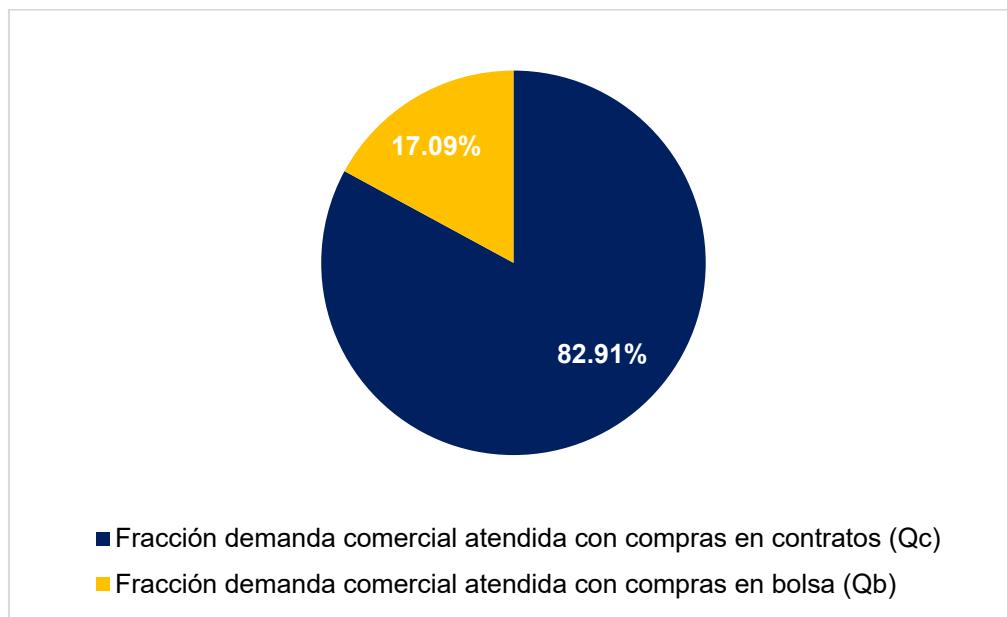
Por otro lado, se destaca que los comercializadores con mayor cobertura contractual para el mes de octubre de 2024 fueron:

- CEDENAR (100%)
- Electrocaquetá (98,70%)
- DISPAC (95,56%)
- Ruitoque (94,12%)
- EEBP (93,87%)

- **Comparativo Qc y Qb – noviembre 2024**

Para el mes de noviembre de 2024, la demanda comercial de energía fue cubierta en promedio en un **82,91%** mediante contratos bilaterales y **17,09%** energía comprada en bolsa.

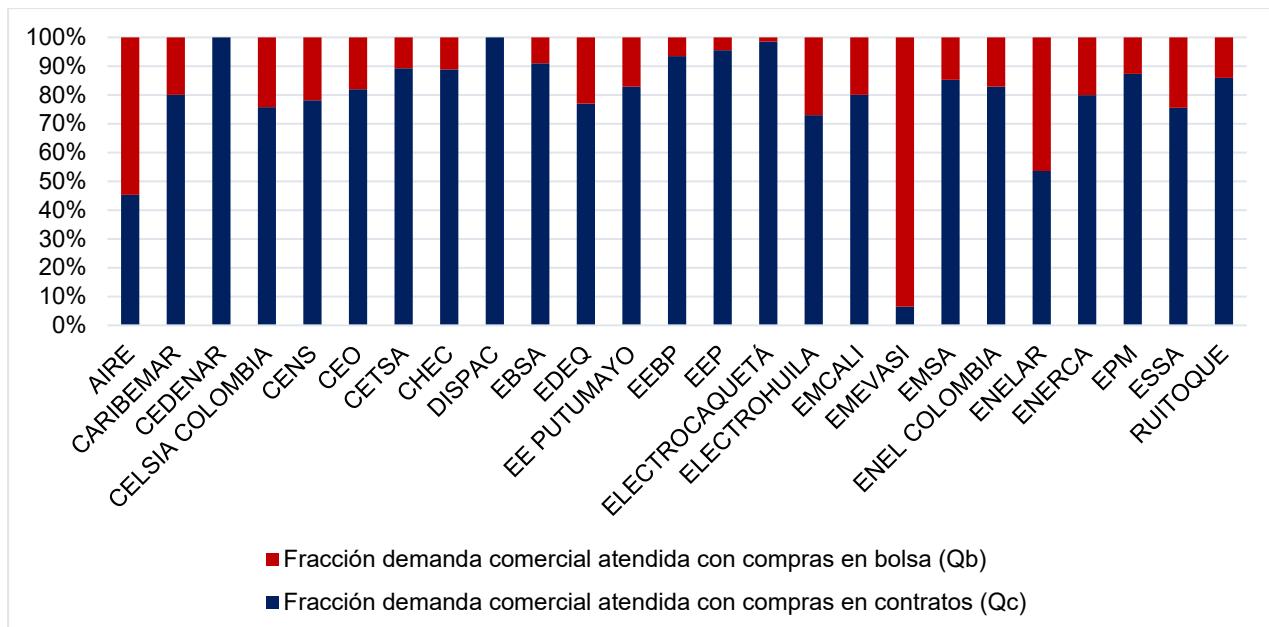
Figura 16. Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs. Bolsa



Fuente: Formato SUI T9 – cálculos DTGE

Como se observa en la figura 17, la tendencia de los prestadores Air-e (54,69%), EMEVASI (93,50%) y ENELAR (46,40%) se mantiene, se evidenció una exposición en bolsa superior al 50%.

Figura 17. Comparativo Fracción demanda comercial atendida Contratos-Bolsa - noviembre 2024



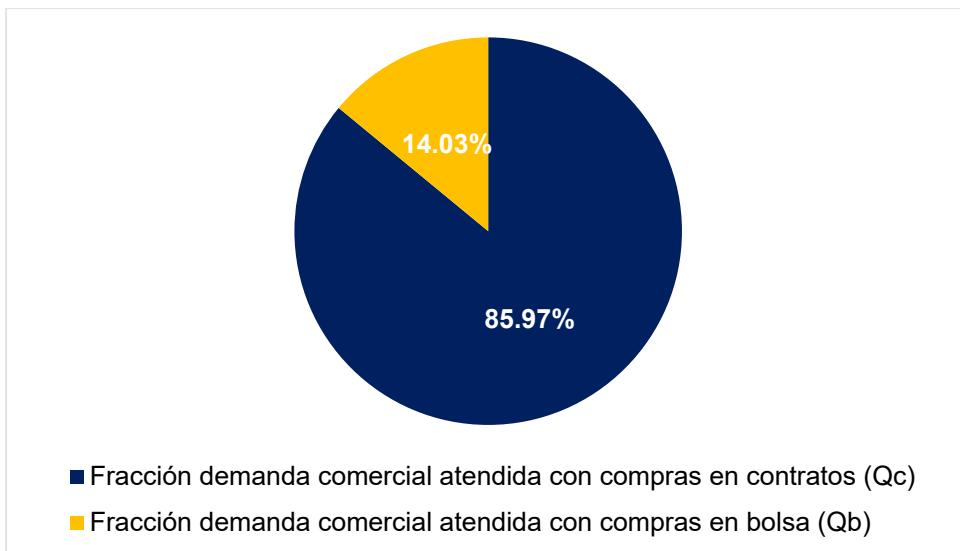
Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

Frente a la atención de la demanda de energía mediante contratos bilaterales, con una cobertura superior al 90% se destacan los comercializadores:

- CEDENAR (100%)
- DISPAC (100%)
- EEBP (93,51%)
- EPP (95,58%)
- Electrocaquetá (98,55%)
- **Comparativo Qc y Qb diciembre 2024**

Para el mes de diciembre de 2024, la demanda comercial de energía fue cubierta en promedio en un **85,97%** mediante contratos bilaterales y **14,03%** energía comprada en bolsa.

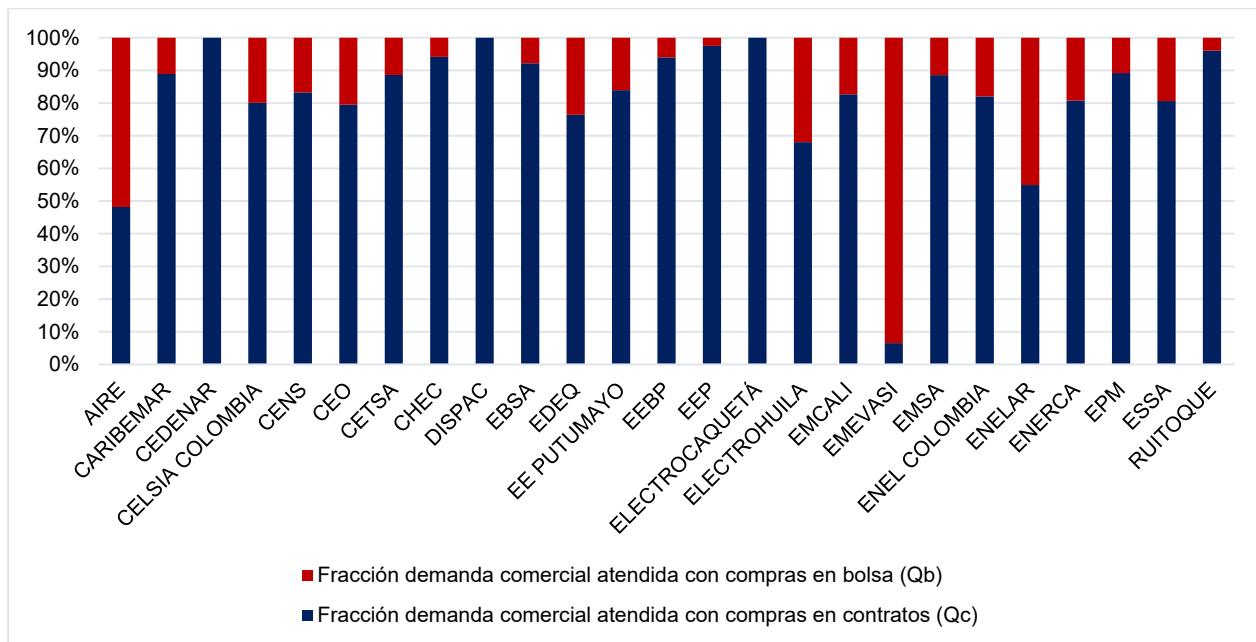
Figura 18. Fracción demanda comercial atendida Contratos Vs. Bolsa



Fuente: Formato SUI T9 – cálculos DTGE 2025

Como se evidencia a continuación, Figura 18, nuevamente EMEVASI presentó la menor fracción de demanda atendida por contrato (6,54%), lo que significa que el **93,49%** de su demanda fue cubierta mediante compras en bolsa, así mismo, Air-e y ENELAR mostraron una mayor dependencia de las compras en bolsa para cubrir su demanda de energía, con participaciones en bolsa del **51,79%** y **45,07%** respectivamente.

Figura 19. Comparativo Fracción demanda comercial atendida Contratos-Bolsa - diciembre 2024



Fuente: Formato SUI T9, cálculos DTGE 2025

Nuevamente para el mes de diciembre de 2024, la mayoría de los prestadores atendieron su demanda de energía principalmente mediante contratos bilaterales (Qc), destacándose comercializadores como, donde la cobertura Qc supera el 90%:

- CEDENAR (100%)
- DISPAC (100%)
- Electrocaquetá (100%)

Traslado por parte de los comercializadores de compras AGPE y GD al componente de Generación

De acuerdo con la información del Formato T9 del capítulo de tarifas del SUI certificada por los Comercializadores que atienden mercado regulado, se tiene que vienen trasladando el siguiente G Transitorio, que corresponde al valor en \$/kWh que se incluye en el componente de Generación del comercializador y proviene de todas las compras de energía realizadas al usuario AGPE y GD con base en lo definido en la Resolución CREG 174 de 2021. Ver Tabla 21

Tabla 23. Valores G Transitorio (\$/kWh) 4T

COMERCIALIZADOR	Octubre	Noviembre	Diciembre
AIRE	0,82	0,64	0,70
BIA ENERGY	0,02	0,02	0,02
CARIBEMAR	1,01	1,00	1,23
CEDENAR	-	0,61	0,60
CELSIA COLOMBIA	2,50	2,37	1,34
CENS	2,20	2,91	1,70

COMERCIALIZADOR	Octubre	Noviembre	Diciembre
CEO	0,49	0,53	0,40
CETSA	2,33	1,96	2,06
CHEC	5,30	5,16	4,06
DISPAC	0,20	0,16	0,19
EBSA	1,85	2,06	1,78
EDEQ	2,59	2,66	2,58
EEP	6,13	6,56	5,84
ELECTROHUILA	4,50	5,87	3,72
EMCALI	0,76	1,02	0,91
EMSA	2,16	2,52	2,17
ENEL COLOMBIA	1,67	2,56	1,75
Enel X Colombia	0,24	0,25	0,16
ENELAR	0,44	0,53	0,47
ENERBIT	2,02	1,96	1,98
ENERCA	1,00	2,04	1,24
ENERTOTAL	2,23	2,84	3,47
EPM	1,77	2,00	1,90
ESSA	2,07	2,48	2,44
RUITOQUE	7,87	7,26	6,46
VATIA	1,19	1,53	1,57

Fuente: Formato SUI T9 2025

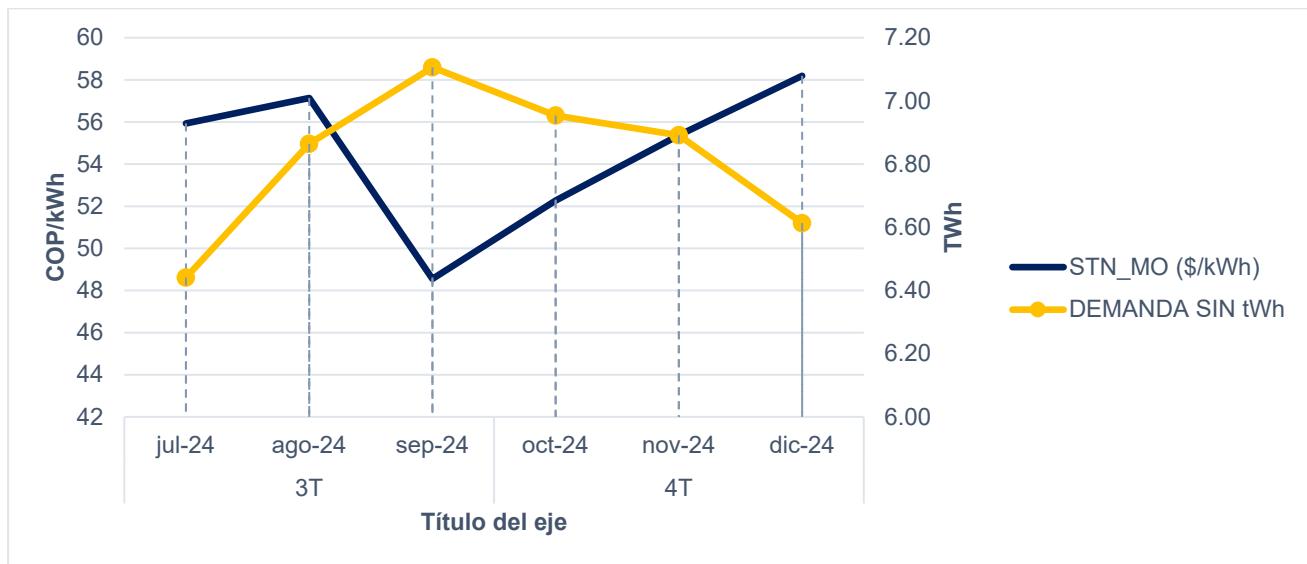
3.2. Transmisión (Tm)

El valor del componente de Transmisión es establecido mediante la Resolución CREG 011 de 2009 y es liquidado por XM S.A. E.S.P. en calidad de Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), a través de los cargos por uso del STN y corresponde a un solo valor a nivel nacional para todas las empresas.

El componente de Transmisión es calculado mediante una relación entre los ingresos mensuales del transmisor y la demanda de energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Con base en lo anterior, es importante anotar que los ingresos del transmisor cambian cada vez que este solicita a la CREG la actualización de su base de activos y/o de otra variable involucrada en la mencionada resolución; dichas solicitudes no presentan una periodicidad definida, mientras la demanda de energía sí presenta variaciones mensuales.

A continuación, se plasma el comportamiento del componente T (\$/kWh) respecto del comportamiento de la demanda de energía en Teravatios hora (TWh) en el SIN:

Figura 20. Componente Transmisión (\$/kWh) - Demanda SIN (TWh) 4T vs 3T



Fuente: Formato SUI T13 – Reporte XM – elaboración DTGE 2025

De acuerdo a lo anterior, se identificó que para el tercer trimestre de 2024 el valor promedio del componente de transmisión (STN_MO) se ubicó en **53,88 \$/kWh**, donde el valor con el que se cerró el trimestre fue de **48,55 \$/kWh, -9,88%** por debajo del promedio del trimestre y reportó una disminución de 4,29 \$/kWh equivalente a -8,11 %, respecto al último mes del segundo trimestre de 2024, y la demanda energética del trimestre cerró con un aumento del **3,83%**.

Ahora, en la Tabla 22, se muestra el cálculo detallado del componente de Transmisión para el cuarto trimestre del 2024:

Tabla 24. Cálculo Componente Transmisión - 4T

CONCEPTO	oct-24	nov-24	dic-24
Ingreso Regulado Mensual (antes de compensaciones (COP))	369.017.292.608	375.814.858.539	377.266.844.912
Ingreso Variante Guatapé (\$)	226.238.446	224.935.325	226.573.064
Otros Conceptos (\$)	372.651.232	394.956.380	405.646.331
Ingreso Regulado Bruto que pagan los comercializadores (\$)	368.418.402.930	375.194.966.834	376.634.625.517
Ingreso a Compensar (\$)	54.228.776	47.946.671	597.172.252
Ingreso Regulado Neto que pagan los Participantes del Mercado (\$)	368.364.174.154	375.147.020.163	376.037.453.265
Energía del SIN (kWh)	6.953.724.208	6.891.537.951	6.613.112.732
ΔT (\$/kWh)	-0,704	0,933	1,330
Componente T (\$/kWh)	52,27	55,37	58,19

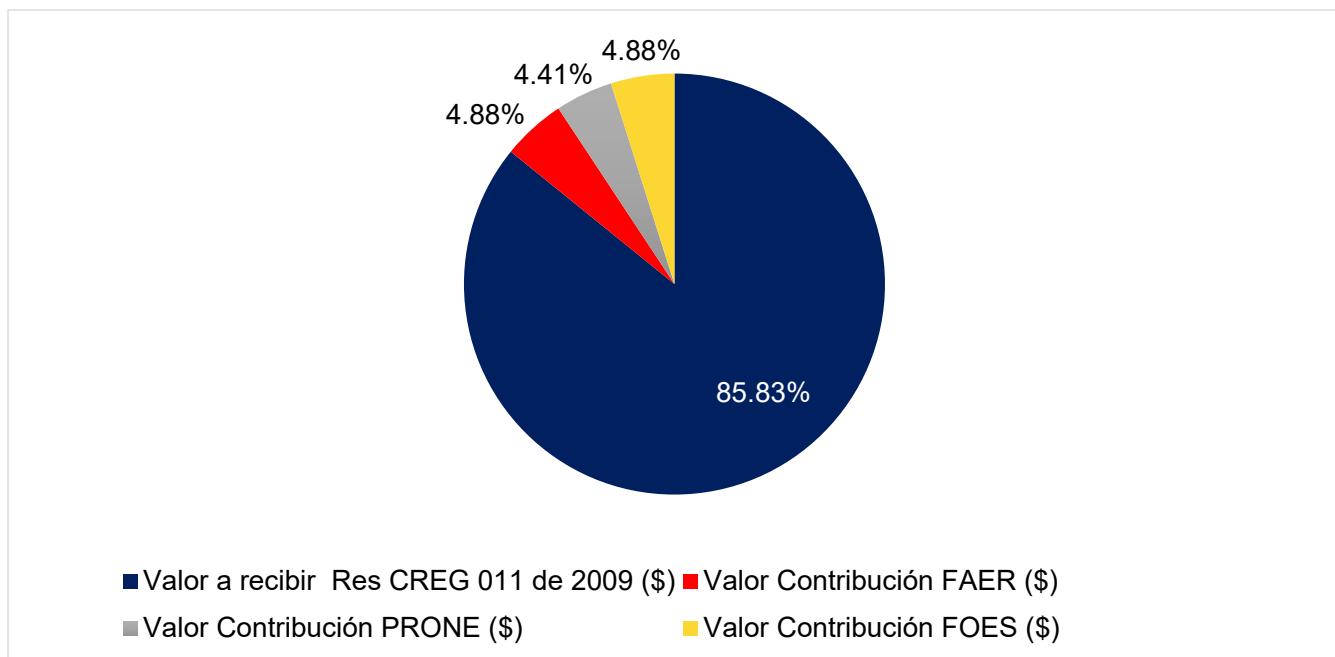
Fuente: Cálculo a partir de información de XM⁸ – elaboración DTGE 2025

⁸ Información extraída del portal privado de XM S.A. E.S.P. y descargar la liquidación de cargos estimados del STN de cada uno de los meses del trimestre siguiendo la siguiente ruta: ir al portal privado > Transacciones > Liquidaciones > Liquidación LAC > STN > Liquidación STN - Cargos estimados STN.

Para este trimestre de 2024, el valor promedio del componente de transmisión (STN_MO) se ubicó en **55,28 (\$/kWh)** lo que representó un aumento del **+2,60%** respecto al trimestre anterior. El trimestre cerró con de **58,19 \$/kWh**, reflejando un aumento de **+9,64 \$/kWh** respecto al último mes del tercer trimestre. Y la demanda energética del trimestre cerro con una disminución del **-6,94%** repescto al último mes del segundo trimestre de 2024.

Para el cuarto trimestre de 2024 el Ingreso Regulado Mensual (antes de compensaciones (COP) presento una variación del **+2,86%** respecto al trimestre anterior. En la figura 21, se identifica que el Ingreso Regulado Neto que pagan los comercializadores está conformado no solo por la remuneración de los transportadores, sino por la inclusión dentro de este ingreso de los cobros para los fondos para el sector eléctrico denominados FAER, FOES y PRONE.

Figura 21. Conformación del Ingreso Regulado Neto que paga el comercializador



Fuente: Información XM - Liquidación STN - Cargos estimados STN

3.3. Distribución (Dt)

Para el análisis del componente de Distribución es importante anotar que mediante el Decreto 388 de 2007, modificado por los Decreto 1111 de 2008, 3451 de 2088 y 2492 de 2014 , el Gobierno Nacional estableció las políticas y directrices relacionadas con el aseguramiento de la cobertura del servicio de electricidad, ordenando a la CREG conformar dentro de la metodología que establece la remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, Áreas de

Distribución (ADD) las cuales se definen como el “Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley”, y se establece que debe existir un cargo único por Nivel de Tensión por cada ADD.

En consecuencia, mediante la Resolución 58 de 2008, la CREG estableció cuatro Áreas de Distribución de Energía Eléctrica (ADD), conformadas por el conjunto de redes de Distribución Local destinadas a la prestación del servicio por parte de los OR. Además, la resolución definió el cargo por uso único según el nivel de tensión, el proceso de reporte de información, la liquidación y determinación de los ingresos de cada OR, así como el recaudo de los cargos unificados de acuerdo con el ADD y el nivel de tensión correspondiente.

Teniendo en cuenta lo anterior, para el análisis de este componente se procedió a agrupar las empresas de acuerdo con su ADD, creando además un grupo denominado ‘sin ADD’, el cual corresponde a las empresas que no pertenecen a ningún Área de Distribución⁹.

Se relaciona a continuación las Áreas de Distribución definidas y las empresas que las conforman:

Tabla 25. Áreas de Distribución

ADD	Departamento	Prestador
Centro	Santander, Norte de Santander, Caldas, Risaralda, Quindío y Antioquia	CENS CHEC EDEQ EPM EEP Pereira ESSA RUITOQUE
Occidente	Valle del Cauca, Cauca y Nariño	CEDENAR CETSA EMEESA CELSIA COLOMBIA VALLE EEP Cartago CEO EMCALI
Oriente	Boyacá, Arauca, Huila, Cundinamarca y Bogotá D.C	ENEL COLOMBIA EBSA ELECTROHUILA CELSIA COLOMBIA TOLIMA ENELAR
Sur	Caquetá, Meta, Putumayo y Casanare.	EEBP ENERCA ELECTROCAQUETA EE PUTUMAYO EMEVASI

⁹ DISPAC S.A. E.S.P.: Chocó; AIR-E: Atlántico, La Guajira, Magdalena, CaribeMar de la Costa: Cesar, Bolívar, Córdoba y Sucre, ENERGUAVIARE E.S.P.: Guaviare; CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.: OR Tolima.

ADD	Departamento	Prestador
		EMSA
Sin ADD	Chocó, Atlántico, La Guajira, Magdalena, Cesar, Bolívar, Córdoba y Sucre, Guaviare	DISPAC AIR-E ENERGUAVIARE CELSIA COLOMBIA

Fuente: Resolución 58 de 2008 – elaboración DTGE 2025

Es importante tener en cuenta que las empresas pertenecientes a un ADD aplican el denominado ‘DtUN’, el cual corresponde al cargo de distribución único por nivel de tensión de cada ADD y es calculado por XM S.A. E.S.P. con la información de los cargos liquidados por el LAC y la energía facturada certificada en el Formato TC3 del SUI. Por su parte, las empresas que no se encuentran dentro de un ADD aplican su cargo de distribución (cargo por uso) publicado por el LAC en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018.

Para este trimestre, el LAC calcula los cargos por uso de 26 operadores de red correspondiente a 28 mercados de comercialización que se encontraban con aprobación de ingresos en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018:

Tabla 26. Operadores de Red y mercados

Operador de Red	Mercado
AIR-E	Caribe Sol
CARIBE MAR DE LA COSTA	Caribe Mar
CELSIA COLOMBIA	Celsia Valle del Cauca
CELSIA COLOMBIA	Tolima
CHEC	Caldas
CEDENAR	Nariño
CENS	Norte de Santander
CETSA	Tuluá
CEO	Cauca
ESSA	Santander
ELECTROCAQUETÁ	Caquetá
ELECTROHUILA	Huila
EMSA	Meta
ENELAR	Arauca
EBSA	Boyacá
ENERCA	Casanare
EEP	Pereira
EEP	Cartago
EDEQ	Quindío
EEBP	Bajo Putumayo
EEPUTUMAYO	Putumayo
ENERGUAVIARE	Guaviare
DISPAC	Chocó
EMEESA	Popayán Puracé
EMCALI	Cali
EPM	Antioquia

Operador de Red	Mercado
ENEL COLOMBIA	Bogotá Cundinamarca
RUITOQUE	Ruitoque

Fuente: Elaboración DTGE 2025

Se aclara que, si bien la empresa de Energía del Valle de Sibundoy (Sibundoy) cuenta con aprobación de ingresos a través de la Resolución CREG 501 037 de 2022, el LAC no ha podido realizar los cálculos del componente de distribución por cuanto no han remitido la información necesaria para tal fin. La Dirección Técnica de Gestión de Energía a través del Grupo de Gestión Operativa en el SIN se encuentra haciendo seguimiento a esta situación.

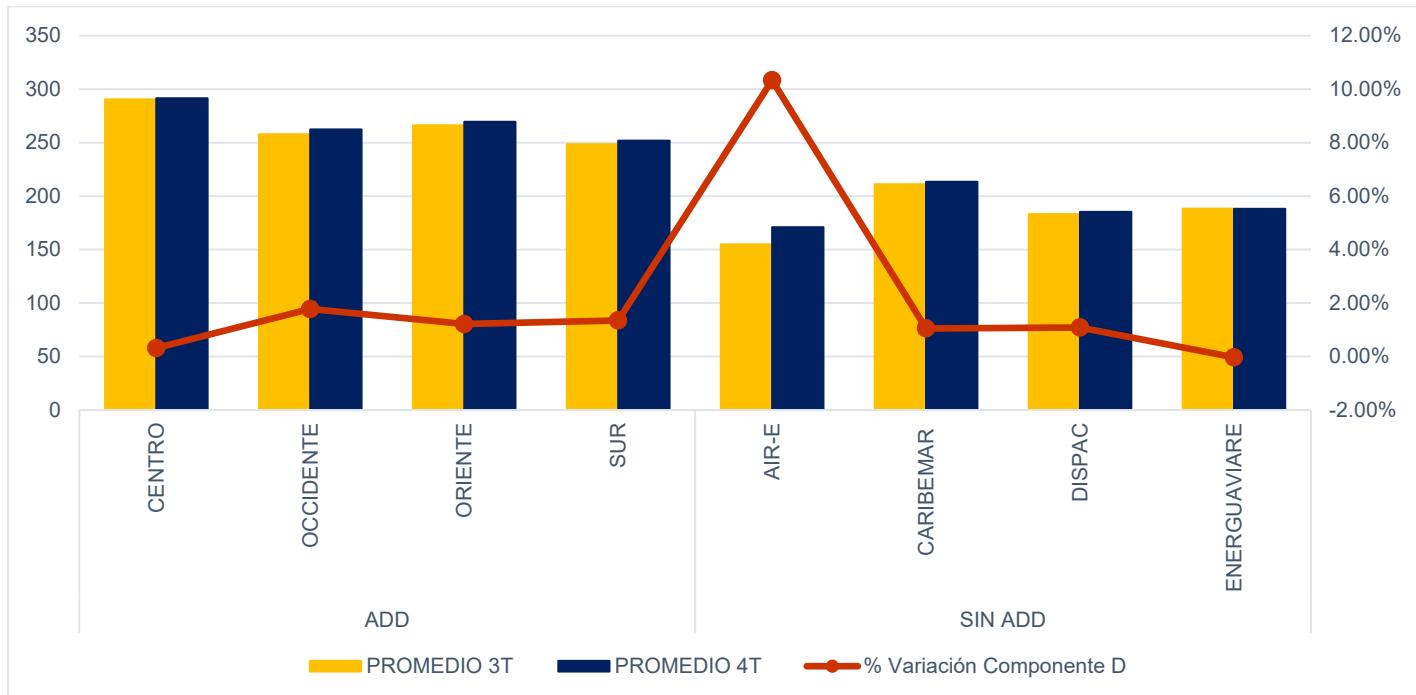
Tabla 27. Variación Componente de Distribución por ADD

ADD	PROMEDIO 3T	PROMEDIO 4T	% Variación Componente D
CENTRO	290,56	291,48	0,32%
	257,85	262,43	1,78%
	266,25	269,49	1,21%
	248,59	251,94	1,35%
SI	AIR-E	154,94	10,33%
N	CARIBEMAR	211,17	1,05%
A	DISPAC	183,26	1,09%
D	ENERGUAVIARE	188,29	-0,03%

Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – cálculos DTGE 2025

De acuerdo con la Tabla 27. Para el cuarto trimestre de 2024, el valor más alto se presentó para el ADD centro con un valor promedio de 291,48 \$/kWh, por otro lado, el valor menor del componente corresponde a AIRE-E, al igual que el trimestre anterior con valor de 170.95 \$/kW.

Figura 22. Evolución Componente de Distribución 4T Vs 3T 2024



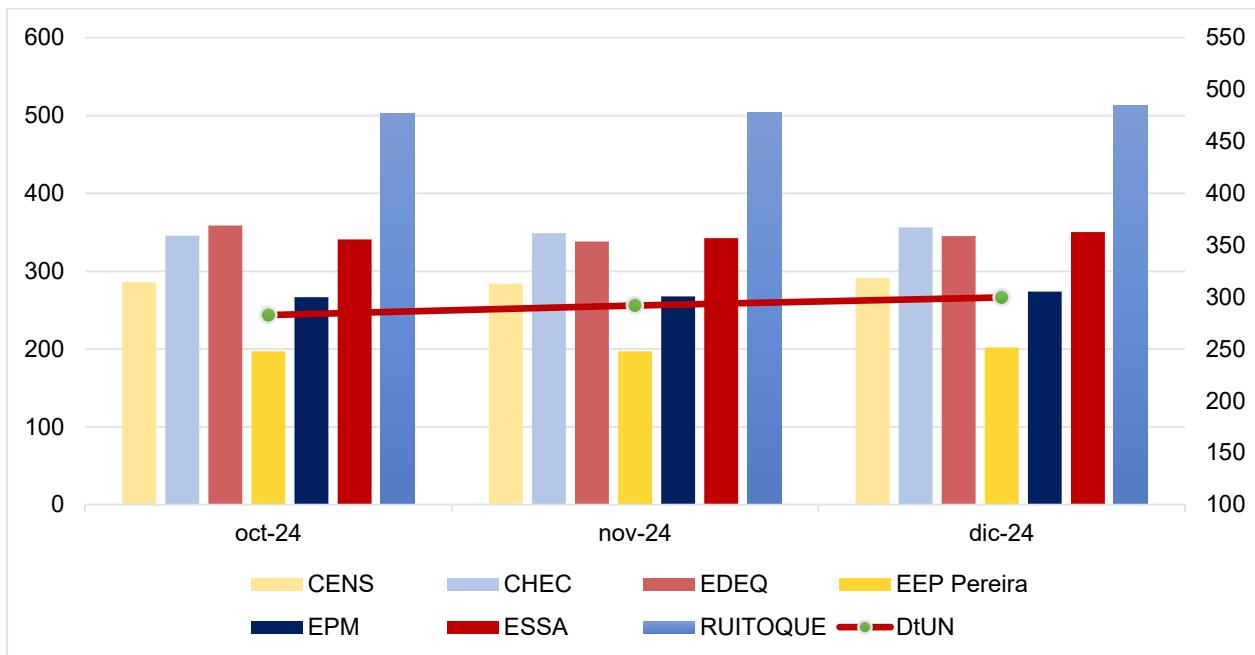
Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – elaboración DTGE 2025

El comportamiento general confirma la estabilidad tarifaria del componente (D) durante los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2024, cuarto trimestre, en un contexto de vigencia plena de los cargos de distribución aprobados por la CREG para el periodo tarifario 2018–2023. Las variaciones observadas se explican principalmente por efectos aritméticos en la ponderación trimestral, asociados a cambios menores en la demanda reportada, y no por modificaciones en los cargos base aprobados.

El componente de distribución (D) mostró una estabilidad general en las ADD del Sistema Interconectado Nacional, con variaciones menores al 2% en la mayoría de las regiones, a excepción de Aire, que presentó un incremento del 10,33% asociado a la actualización de su esquema de distribución.

Con el objeto de ilustrar de mejor manera el impacto positivo que tiene la metodología de las ADD, se plasma mediante gráficas para cada una de las áreas de distribución la comparación del cargo por uso de nivel de tensión 1 (barras) con propiedad de activos del OR de cada distribuidor contra el cargo de distribución unificado DtUN (línea). Ver figura 23, figura 24, figura 25 y figura 26.

Figura 23. Comportamiento DtUN Vs. Dt ADD Centro



Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – elaboración DTGE 2025

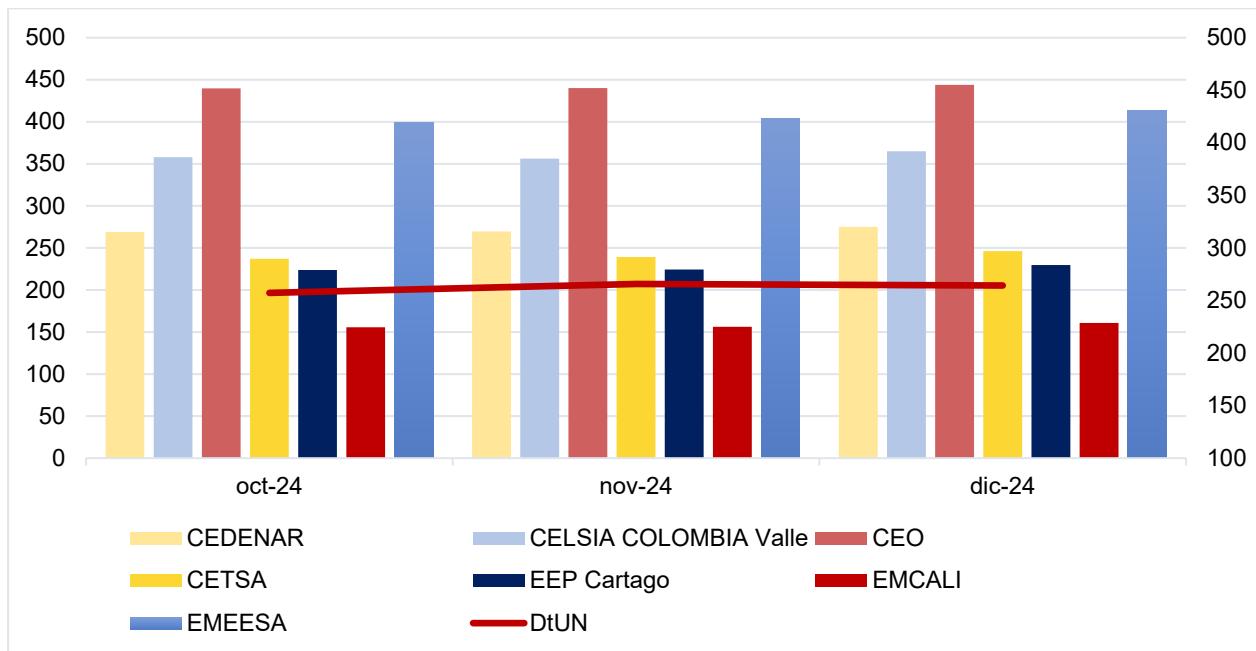
Durante el cuarto trimestre de 2024, el componente de distribución (Dt) en el Área de Distribución (ADD) Centro presentó una tendencia levemente ascendente, pasando de un valor promedio regional (DtUN) de **\$282,74/kWh** en octubre a **\$299,74/kWh** en diciembre, equivalente a un incremento de **6,0%** en el periodo.

El DtUN del ADD Centro presenta una evolución coherente con la metodología de remuneración de distribución definida en la CREG 015 de 2018, que reconoce costos eficientes de inversión, operación y mantenimiento.

Las diferencias entre empresas obedecen principalmente a factores estructurales: extensión de redes, densidad de usuarios, topología del servicio y condiciones geográficas.

RUITOQUE se mantiene como un caso atípico con altos costos unitarios por baja escala operativa, mientras que **EEP Pereira** y **EPM** evidencian los niveles más eficientes de la zona.

Figura 24. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Occidente



Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – elaboración DTGE 2025

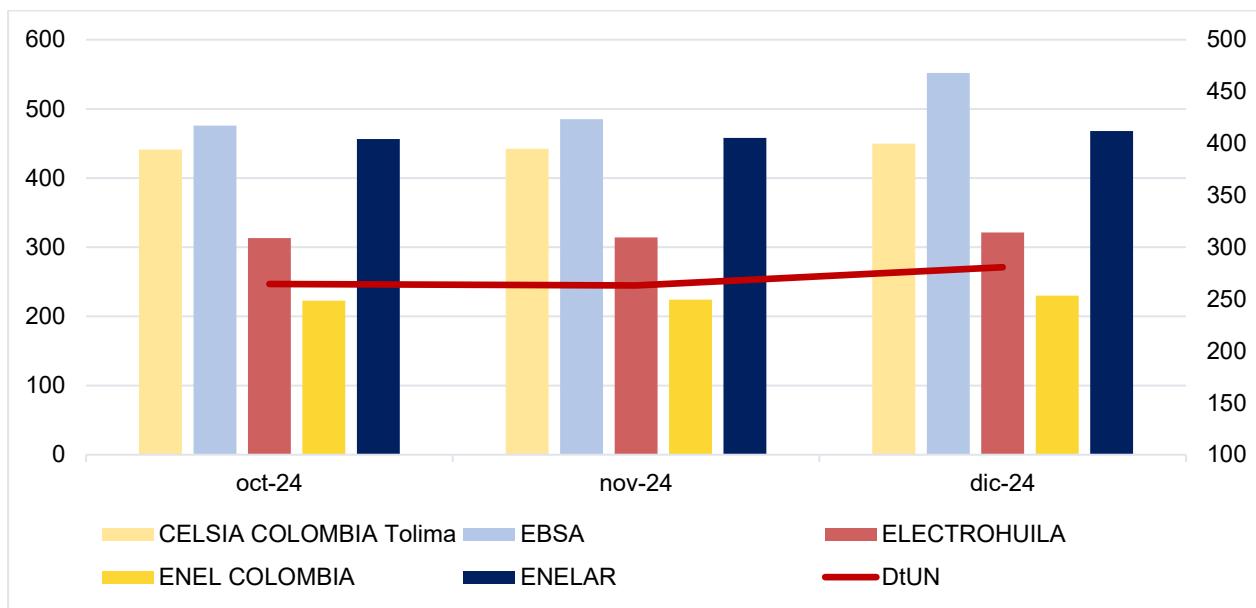
Durante el cuarto trimestre de 2024, el componente de distribución (Dt) en el Área de Distribución (ADD) Occidente mostró un comportamiento estable con leve incremento promedio, al pasar el DtUN de **\$257,25/kWh** en octubre a **\$264,32/kWh** en diciembre, lo que representa una variación de **2,75 %**.

El DtUN del ADD Occidente presenta una variación positiva leve, coherente con los ajustes trimestrales en las bases de energía y los indicadores de pérdidas, sin que se hayan registrado modificaciones regulatorias en los cargos aprobados.

La diferencia entre agentes es el reflejo de las condiciones estructurales y topológicas de los mercados, muestra de esto los valores reflejados por las empresas.

CEO y EMEESA, con cobertura rural y dispersa, enfrentan altos costos fijos unitarios, **EMCALI y EEP Cartago**, en contraste, operan redes urbanas densas con eficiencias técnicas elevadas. Las empresas intermedias (**CETSA, CELSIA y CEDENAR**) se mantienen en rangos estables, contribuyendo a la homogeneidad tarifaria del área.

Figura 25. Comportamiento DtUN Vs. Dt ADD Oriente



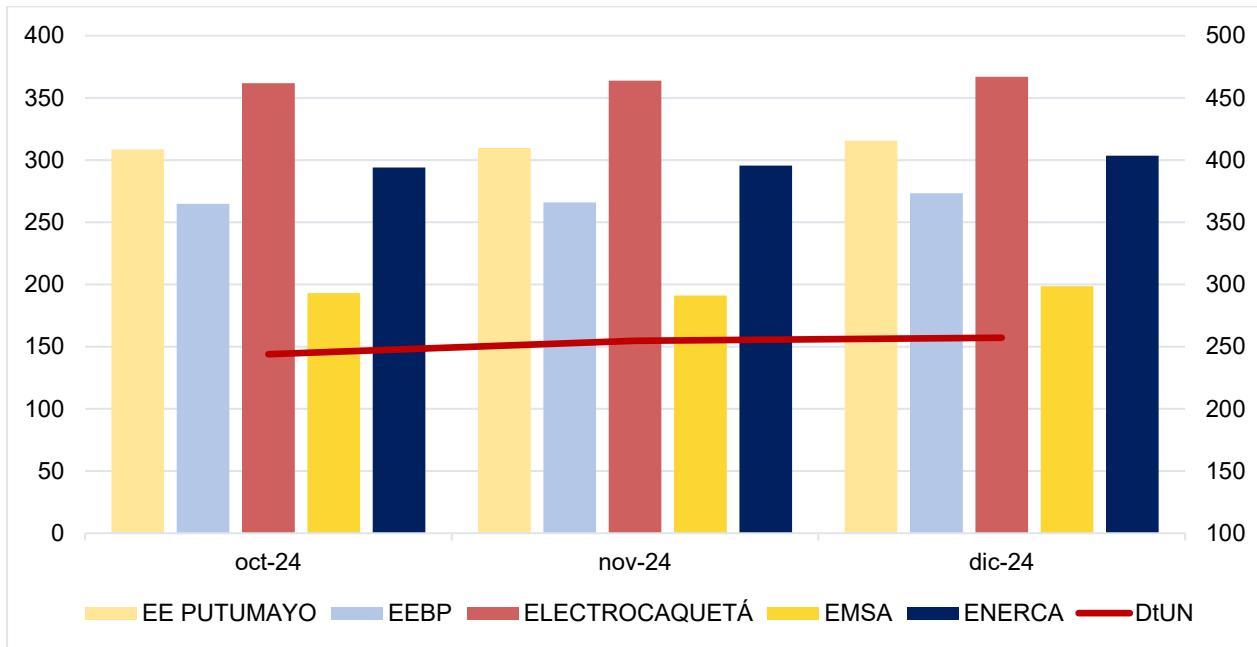
Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – elaboración DTGE 2025

Durante el cuarto trimestre de 2024, el componente de distribución (Dt) en el Área de Distribución (ADD) Oriente presentó una tendencia creciente moderada, al finalizar el año, con el promedio regional al pasar el DtUN de **\$264,60/kWh** en octubre a **\$280,72/kWh** en diciembre, lo que representa una variación de **6,1%**.

Los altos valores de **EBSA** y **ENELAR** reflejan los desafíos de operar en zonas de baja densidad y topología dispersa, donde los costos fijos se reparten entre menos usuarios.

Enel Colombia, en contraste, mantiene los valores más bajos, evidenciando economías de escala y alta eficiencia operativa en redes concentradas.

Figura 26. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Sur



Fuente: Formatos SUI T11 – T12 – elaboración DTGE 2025

Durante el cuarto trimestre de 2024, el componente de distribución (Dt) en el Área de Distribución (ADD) Sur presentó una tendencia creciente moderada, al finalizar el año, con el promedio regional al pasar el DtUN de **\$243,94/kWh** en octubre a **\$257,19/kWh** en diciembre, lo que representa una variación de **5,4%**.

En concordancia con la Resolución CREG 015 de 2018, las diferencias entre los valores individuales de Dt y el promedio regional (DtUN) responden a factores estructurales propios de cada operador, principalmente la topología de red, densidad de usuarios y eficiencia operativa.

Se destaca Electro Caquetá como el operador con el Dt más alto del área, debido a su amplia cobertura rural, y EMSA como el más eficiente, con el Dt más bajo gracias a su red compacta y mayor concentración de usuarios.

Este comportamiento resulta coherente con la metodología de la Resolución CREG 015 de 2018, que remunera la distribución de acuerdo con los costos eficientes y pondera los resultados por la estructura real del mercado. En conjunto, los resultados del trimestre reflejan una estabilidad tarifaria regional y una aplicación uniforme de los criterios regulatorios vigentes.

Sistema de Transmisión Regional STR

De acuerdo con la regulación, el STR es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del OR o el TR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más OR o TR.

Los STR que existen en el país, han sido conformados a través de diferentes actos administrativos expedidos por la Comisión. En un inicio, la Resolución CREG 029 de 2003 creó el Sistema de Transmisión Regional Norte (STR Norte) y el Sistema de Transmisión Regional Centro-Sur (STR Centro-Sur) indicando las empresas que lo conformaban. A la fecha, se encuentra vigente la conformación de los STR definida en el capítulo 8 de la Resolución CREG 015 de 2018.

En la Tabla 17 y la Tabla 18, se presenta el detalle para el cálculo de los cargos por nivel de tensión 4 publicados por el LAC para cada uno de los sistemas:

Tabla 28. Detalle del cálculo cargos CD4 Norte

	CONCEPTO	Promedio 3T	Promedio 4T
STR NORTE	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	79.452.658.085	81.458.993.006
	Compensación total - CAL (COP)	720.111.198	1.782.515.785
	Compensación total - PPA (COP)	0	0
	Compensación total - VTG (COP)	0	0
	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	78.732.546.887	79.676.477.221
	ENERGÍA DEL STR (kWh)	1.766.697.361	1.708.437.914
	ΔSTR (\$/kWh)	0	0,949
	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	44,84	47,70

Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

Para el cuarto trimestre de 2024, en el STR Norte se evidencia un aumento en el cargo CD4 de **5,98% (2,85 \$/kWh)** respecto del trimestre inmediatamente anterior; esta situación, está relacionada con variaciones presentadas en todo el trimestre en las demandas del STR Norte; además, se evidencia que los ingresos mensuales netos de los STR presentaron un aumento del 2,46% respecto al trimestre anterior.

Tabla 29. Detalle del cálculo cargos CD4 Sur

	CONCEPTO	Promedio 3T	Promedio 3T
STR CENTRO SUR	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	155.740.659.155	158.586.467.248
	Compensación total - CAL (COP)	649.285.849	1.273.877.894
	Compensación total - PPA (COP)	215.244.235	217.994.665
	Compensación total - VTG (COP)	0	0
	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	154.876.129.071	157.094.594.688
	ENERGÍA DEL STR (kWh)	4.421.037.555	4.473.270.132
	ΔSTR (\$/kWh)	0,010488404	0,2199

CONCEPTO	Promedio 3T	Promedio 3T
Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	35,07	35,36

Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

En línea con el STR NORTE, en la Tabla 29 se muestra el cargo CD4 en el STR CENTRO SUR el cual aumentó en un **0,81% (0,29 \$/kWh)** respecto al trimestre anterior. Y, en cuanto a los ingresos se evidenció un aumento de **2.699 millones (1,79%)**.

3.4. Comercialización (C)

El componente de comercialización (C) representa el costo asociado a la gestión administrativa, operativa y de atención al usuario que realizan los comercializadores minoristas en la prestación del servicio público de energía eléctrica.

Hace parte del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) que pagan los usuarios regulados y corresponde a la remuneración reconocida por las actividades de atención al cliente, medición, facturación, recaudo y gestión comercial.

Este valor, definido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), se expresa en \$/kWh y se mantiene como un cargo fijo dentro del CU, conforme a lo dispuesto en la Resolución CREG 180 de 2010¹⁰, que establece la metodología de remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica para usuarios regulados.

Es importante mencionar que el cálculo del componente C depende, en gran medida, de las resoluciones particulares de aprobación del costo base de comercialización y del riesgo de cartera emitidas por la CREG para cada empresa comercializadora integrada al Operador de Red (OR). Dicha situación explica las diferencias observadas entre los valores del componente C en las distintas Áreas de Distribución (ADD), ya que los costos reconocidos varían según las condiciones operativas, la dispersión geográfica de los usuarios, los niveles de pérdida y las estrategias de gestión comercial aplicadas por cada operador.

Asimismo, el comportamiento reciente del componente C se ha visto influenciado por los procesos de normalización de los saldos de la Opción Tarifaria (COT), conforme a las resoluciones CREG 101 028 de 2023 y CREG 101 029 de 2024¹¹, que definieron los mecanismos de reconocimiento y compensación de dichos saldos, afectando temporalmente los valores reportados en los trimestres analizados.

El presente análisis se desarrolla con base en la información reportada por los comercializadores en el Formato T7 – Costo Unitario de Prestación del Servicio (SUI), comparando los resultados del tercer y cuarto trimestre de 2024, con el fin de identificar el comportamiento del componente

¹⁰ Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Distribuidores y Comercializadores Minoristas establecer los costos de prestación del servicio de Gas Licuado de Petróleo - GLP, a usuarios regulados.

¹¹ CREG (2023, 2024). Resoluciones 101 028 de 2023 y 101 029 de 2024, "Por las cuales se regulan los mecanismos de reconocimiento y compensación de los saldos de la Opción Tarifaria (COT).

de comercialización por Área de Distribución (ADD), tipo de agente (C-OR y C-PURO) y grupo de tamaño según número de usuarios atendidos.

Durante el cuarto trimestre de 2024, el valor promedio del componente de Comercialización (C) correspondiente a los Operadores de Red (C-OR) del Sistema Interconectado Nacional (SIN) presentó un comportamiento estable, con variaciones leves entre las diferentes Áreas de Distribución (ADD).

En términos generales, se evidenció una leve disminución global del **0,4%**, lo que refleja la estabilidad del componente dentro del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU).

Tabla 30. Variación Componente C 4T vs 3T

TIPO	ADD	C promedio (\$/kWh)		Variación trimestral (%)
		TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 4	
C-OR	CENTRO	98,17	95,97	-2,24%
	OCCIDENTE	105,24	104,25	-0,94%
	ORIENTE	120,81	120,94	0,11%
	SIN ADD	161,89	129,77	-19,84%
	SUR	132,61	132,02	-0,45%
C-PURO	CENTRO	61,41	51,33	-16,41%
	OCCIDENTE	59,09	46,28	-21,67%
	ORIENTE	62,34	45,91	-26,36%
	SIN ADD	126,96	65,74	-48,22%
	SUR	55,00	37,03	-32,68%

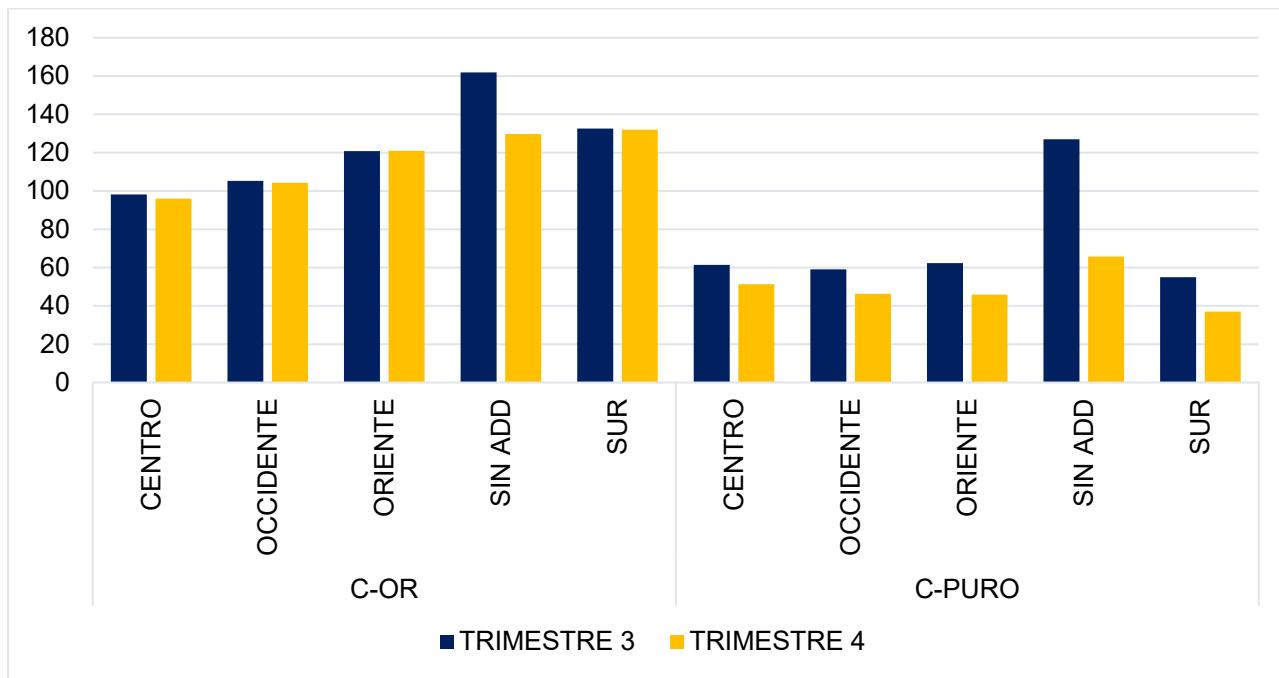
Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Por ADD, las variaciones oscilaron entre **2,24 %** en el Centro y **0,11 %** en Oriente, mientras que en la zona Sin ADD se observó una reducción más marcada (**19,84%**) asociada a ajustes de saldos de la opción tarifaria (COT) en comercializadores con operación independiente del esquema de ADD.

Este comportamiento evidencia que los comercializadores integrados al Operador de Red mantienen niveles de eficiencia y sostenibilidad en sus costos administrativos, en línea con los parámetros definidos por la Resolución CREG 180 de 2010.

Por el contrario, los comercializadores puros (C-PURO) registraron disminuciones significativas en todas las áreas de distribución, con reducciones promedio cercanas al **-29%** explicadas por la compensación de los saldos de la opción tarifaria (COT) y los ajustes administrativos reportados en el Formato T7 del SUI.

Figura 27. Promedio Componente Comercialización 4T Vs 3T (\$/kWh)



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

En contraste, los comercializadores puros presentaron reducciones significativas del componente C en todas las Áreas de Distribución, con una disminución promedio nacional cercana al 29 % entre el tercer y cuarto trimestre de 2024.

Las mayores caídas se registraron en los mercados Sin ADD (48,22 %), Sur (32,68 %) y Oriente (26,36 %), seguidas por Occidente (21,67 %) y Centro (16,41 %).

Estas variaciones reflejan la normalización de los saldos de la opción tarifaria (COT) que habían sido incorporados en trimestres anteriores por varios comercializadores puros principalmente los que operan en las regiones Caribe y Sur conforme a la aplicación de las resoluciones CREG 101 028 de 2023 y CREG 101 029 de 2024, las cuales establecieron los mecanismos para la recuperación y compensación de los saldos acumulados.

En conjunto, los resultados reflejan una normalización progresiva del componente de comercialización y una convergencia hacia niveles de eficiencia regulatoria, en coherencia con los principios de suficiencia financiera establecidos en la Ley 142 de 1994 y la Resolución CREG 180 de 2010.

Siguiendo la metodología utilizada para el análisis del componente de generación, el estudio del componente de comercialización se realizará por grupo de tamaño de comercializador, según su número de usuarios, con el propósito de comparar entre empresas de condiciones similares la eficiencia en la gestión de la actividad comercial. Por lo anterior, para este componente se emplearán los mismos grupos definidos en el análisis del componente de generación.

De acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 180 de 2014, el margen de comercialización se define como un costo máximo regulado, por lo que los comercializadores pueden aplicar valores inferiores, siempre que estén debidamente sustentados y en concordancia con el régimen de libertad regulada previsto en el artículo 14.10 de la Ley 142 de 1994 y el artículo 5 de la Resolución CREG 031 de 1997.

Por lo anterior se presenta el análisis de la variación del Componente C de los diferentes grupos según su número de usuarios del tercer trimestre comparado al cuarto trimestre de 2024.

Variación Componente de Comercialización - Grupo 1 empresas con más de 750.000 usuarios

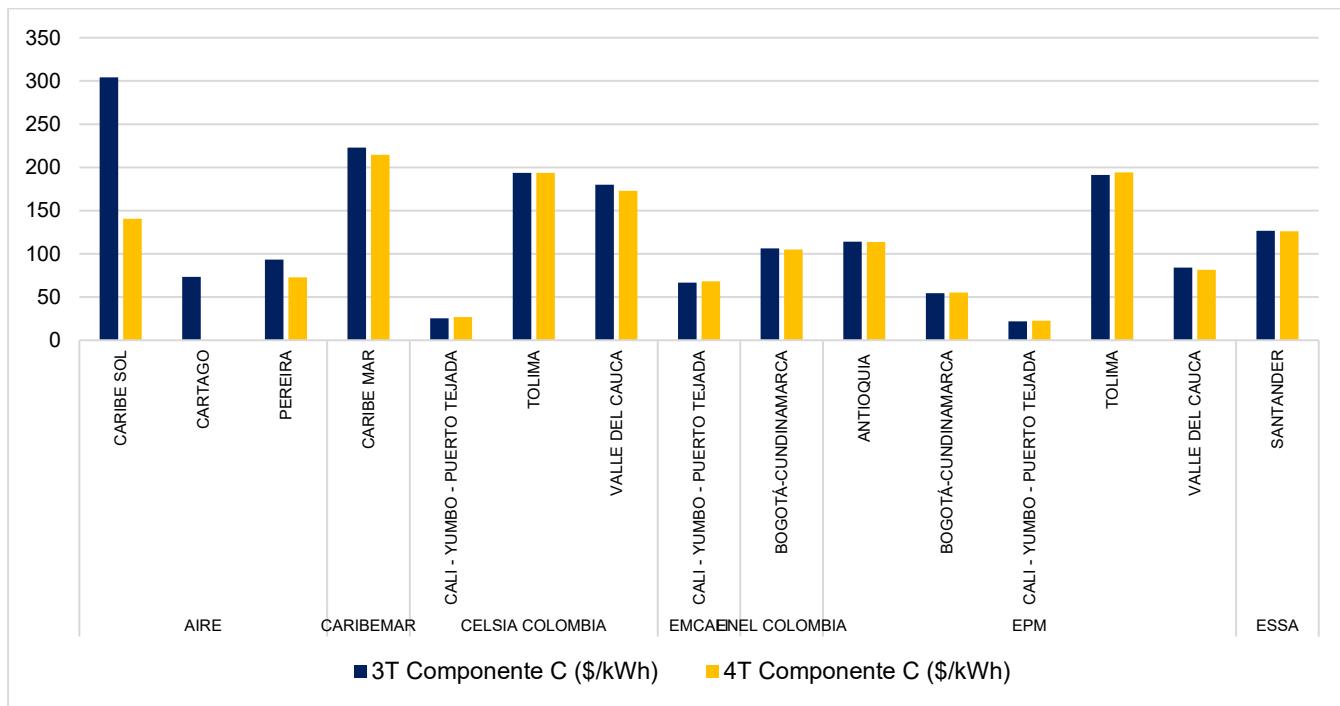
Durante el cuarto trimestre de 2024, los comercializadores del Grupo 1 mostraron una reducción promedio del **10,5%** en el componente de comercialización (C), con respecto al trimestre anterior.

Tabla 31. Variación Componente de Comercialización - Grupo 1

EMPRESA	MERCADOS	3T Componente C (\$/kWh)	4T Componente C (\$/kWh)	% VARIACIÓN Componente C (\$/kWh)
AIR-E	CARIBE SOL	304,23	140,46	-53,83%
	CARTAGO	73,29	-	-
	PEREIRA	93,31	72,84	-21,94%
CARBEMAR	CARIBE MAR	222,83	214,51	-3,73%
CELSIA COLOMBIA	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	25,36	26,92	6,14%
	TOLIMA	193,63	193,63	0,00%
	VALLE DEL CAUCA	180,00	172,88	-3,96%
EMCALI	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	66,64	68,11	2,21%
ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	106,20	105,02	-1,11%
	ANTIOQUIA	114,13	113,61	-0,46%
	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	54,50	55,23	1,33%
EPM	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	21,91	22,52	2,79%
	TOLIMA	191,18	194,27	1,62%
	VALLE DEL CAUCA	84,01	81,39	-3,12%
ESSA	SANTANDER	126,62	126,03	-0,46%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE

Figura 28. Grupo 1. Variación Componente Comercialización 4T Vs 3T 2024



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

La reducción estuvo determinada principalmente por los descensos observados en los mercados **Caribe Sol y CaribeMar**, donde los comercializadores **Air-e y CaribeMar de la Costa (Afinia)** aplicaron los ajustes derivados de la normalización de los saldos de la Opción Tarifaria (COT), conforme a lo dispuesto en las resoluciones CREG 101 028 de 2023 y CREG 101 029 de 2024.

Estas normas modificaron las condiciones de reconocimiento de dichos saldos dentro del componente de comercialización, permitiendo la compensación de los valores acumulados en períodos anteriores.

Como resultado, el valor promedio del componente C en los mercados Caribe Sol y Caribe Mar presentó una reducción significativa frente al trimestre anterior, reflejando la disminución de los costos asociados a la recuperación de los saldos COT y el retorno a niveles regulares de remuneración por actividad comercial.

Por su parte, las demás empresas del Grupo 1 **EPM, Enel Colombia, Celsia, ESSA y EMCALI** mantuvieron niveles estables del componente C, con variaciones inferiores al 2 % entre el tercer y cuarto trimestre de 2024.

Este comportamiento evidencia la estabilidad en los costos administrativos y operativos asociados a la gestión comercial, demostrando eficiencia operativa y sostenibilidad financiera dentro de los márgenes reconocidos por la regulación vigente.

La estabilidad observada se encuentra en concordancia con la metodología definida en la Resolución CREG 180 de 2010, la cual establece el margen máximo de comercialización (\$/kWh)

y los parámetros de eficiencia aplicables a la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados.

Este marco regulatorio tiene como objetivo garantizar la suficiencia financiera del servicio y promover que los costos reconocidos correspondan a una gestión eficiente, acorde con las condiciones técnicas y de mercado de cada operador.

Variación Componente de Comercialización - Grupo 2: empresas con número de usuarios entre 200.000 y 749.999

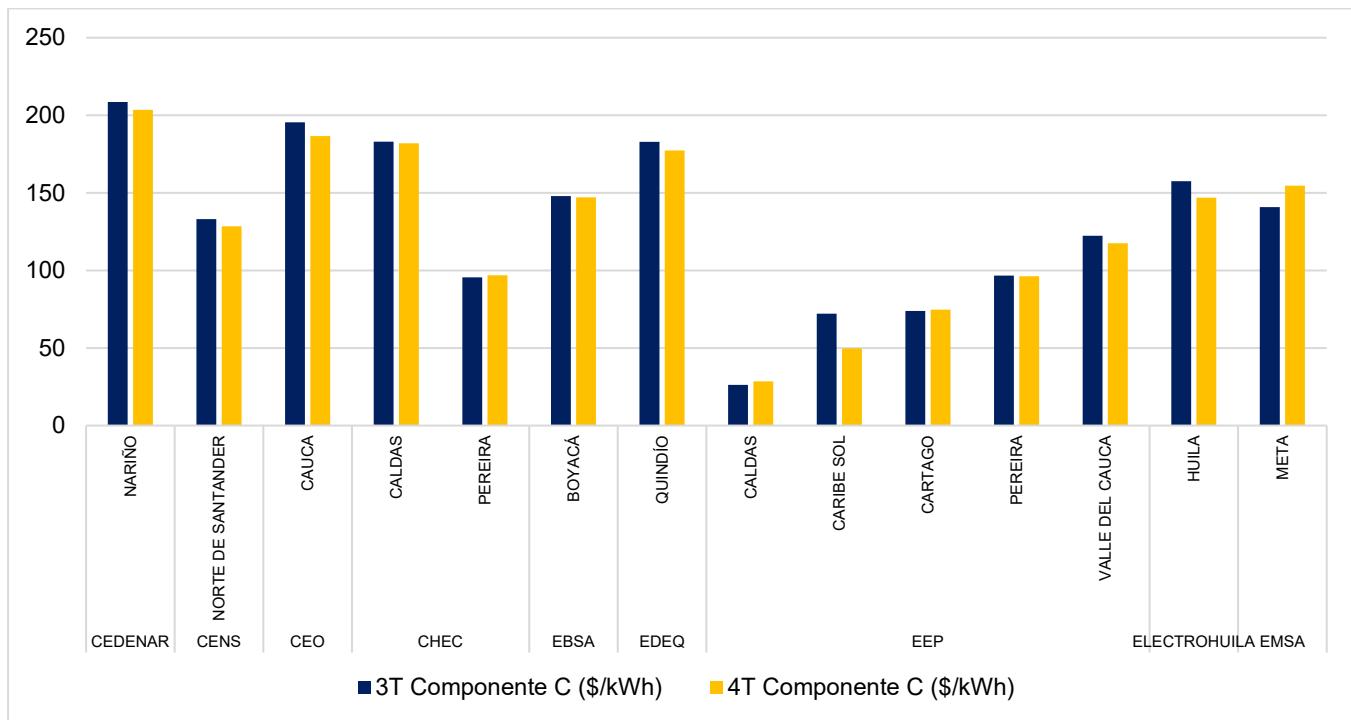
Durante el cuarto trimestre de 2024, el componente de comercialización (C) para las empresas clasificadas en el Grupo 2 presentó una reducción promedio del **3%** frente al trimestre anterior.

Tabla 32. Variación Componente de Comercialización - Grupo 2

EMPRESA	MERCADOS	3T Componente C (\$/kWh)	4T Componente C (\$/kWh)	% VARIACIÓN Componente C (\$/kWh)
CEDENAR	NARIÑO	208,59	203,47	-2,45%
CENS	NORTE DE SANTANDER	133,07	128,46	-3,47%
CEO	CAUCA	195,52	186,62	-4,55%
CHEC	CALDAS	183,02	181,92	-0,60%
	PEREIRA	95,52	96,89	1,43%
EBSA	BOYACÁ	147,95	147,07	-0,59%
EDEQ	QUINDÍO	182,89	177,28	-3,07%
EEP	CALDAS	26,19	28,53	8,94%
	CARIBE SOL	72,15	49,75	-31,05%
	CARTAGO	73,92	74,67	1,01%
	PEREIRA	96,70	96,23	-0,49%
	VALLE DEL CAUCA	122,30	117,48	-3,94%
ELECTROHUILA	HUILA	157,53	146,90	-6,75%
EMSA	META	140,85	154,58	9,75%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Figura 29. Grupo 2. Variación Componente Comercialización 4T Vs 3T 2024



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Las reducciones más significativas del componente C se registraron en EEP (**31,05 % en Caribe Sol**, **Electrohuila (6,75 %)**, **CEO (4,55 %)** y **EDEQ (3,07 %)**), asociadas principalmente a ajustes en los costos administrativos y operativos reportados en el Formato T7 del SUI, así como a la finalización de la recuperación de saldos de la Opción Tarifaria (COT) en varios mercados regionales; de igual manera en los demás comercializadores se evidenciaron reducciones moderadas, lo que refleja una tendencia general descendente del componente C dentro del grupo

El único incremento relevante correspondió a **EMSA (9,75 %)**, explicado por ajustes en los gastos de gestión comercial y atención al usuario reportados para el mercado del Meta.

En general, los comercializadores del grupo mantienen valores estables y coherentes con los márgenes de eficiencia establecidos por la Resolución CREG 180 de 2010, lo que evidencia sostenibilidad tarifaria y equilibrio financiero en su gestión comercial.

Variación Componente de Comercialización - Grupo 3: empresas con número de usuarios entre 50.000 y 199.999

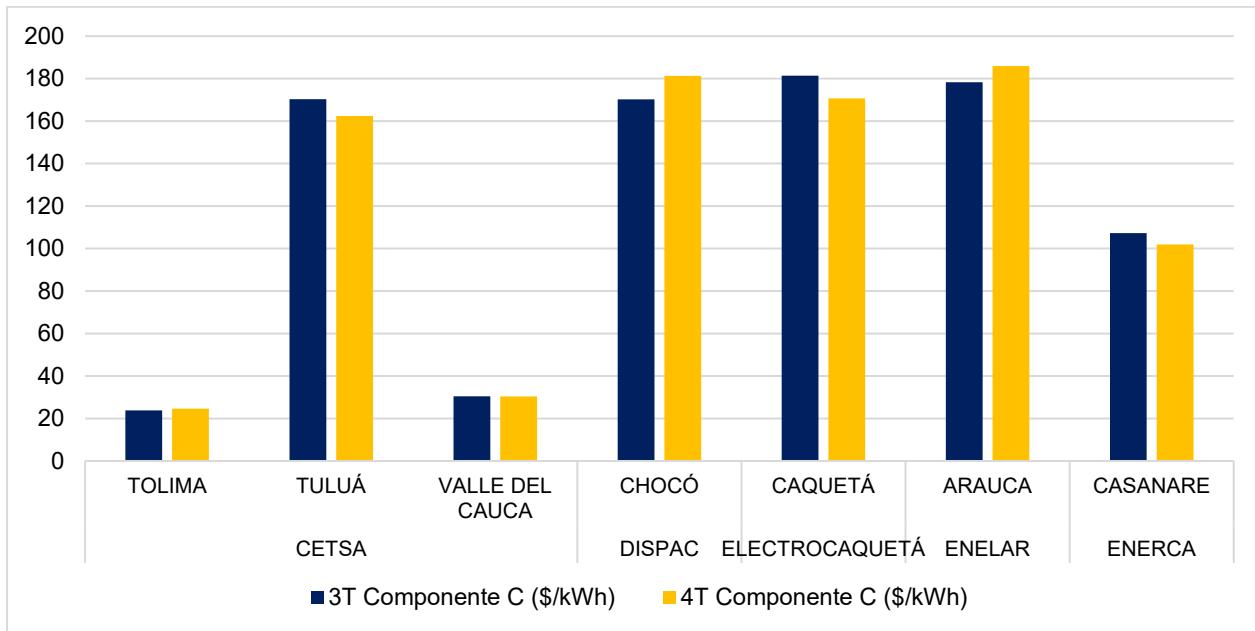
Durante el cuarto trimestre de 2024, el componente de comercialización (C) para las empresas del Grupo 3 mostró un comportamiento estable, con una variación promedio de **0,2 % frente al trimestre anterior**.

Tabla 33. Variación Componente de Comercialización - Grupo 3

EMPRESA	MERCADOS	3T Componente C (\$/kWh)	4T Componente C (\$/kWh)	% VARIACIÓN Componente C (\$/kWh)
CETSA	TOLIMA	23,80	24,61	3,42%
	TULUÁ	170,27	162,37	-4,64%
	VALLE DEL CAUCA	30,43	30,34	-0,31%
DISPAC	CHOCÓ	170,20	181,31	6,53%
ELECTROCAQUETÁ	CAQUETÁ	181,36	170,69	-5,89%
ENELAR	ARAUCA	178,29	185,91	4,27%
ENERCA	CASANARE	107,23	101,94	-4,94%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Figura 30. Grupo 3. Variación Componente Comercialización 4T Vs 3T 2024



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Las reducciones observadas se relacionan con procesos de eficiencia interna y la finalización de ajustes asociados a la Opción Tarifaria (COT) conforme a las Resoluciones CREG 101 028 de 2023 y 101 029 de 2024, mientras que los incrementos responden a mayores costos de atención y logística comercial en territorios de difícil cobertura.

El resultado consolidado se mantiene dentro de los márgenes de eficiencia definidos por la Resolución CREG 180 de 2010, que fija la metodología para la remuneración del componente C, garantizando la suficiencia financiera y la estabilidad en la prestación del servicio.

DISPAC (6,53%), ENELAR (4,27%) y CETSA (Tolima 3,42%) presentaron incrementos moderados, asociados a ajustes en los costos de gestión comercial, atención al usuario y

facturación, así como a la actualización de gastos operativos derivados del mantenimiento de redes en zonas de difícil acceso.

En contraste, **Electrocaquetá (5,89%), ENERCA (4,94%) y CETSA (Tuluá 4,64%)** registraron reducciones, vinculadas a la optimización de los procesos administrativos y la disminución de los costos de facturación y cartera, reflejados en los reportes del Formato T7 del SUI.

El componente C del Grupo 3 refleja una estabilidad tarifaria en los comercializadores de tamaño medio, con ajustes menores que responden principalmente a diferencias operativas y administrativas entre empresas regionales, en el CU.

Variación Componente de Comercialización - Grupo 4: empresas con menos de 49.999 usuarios

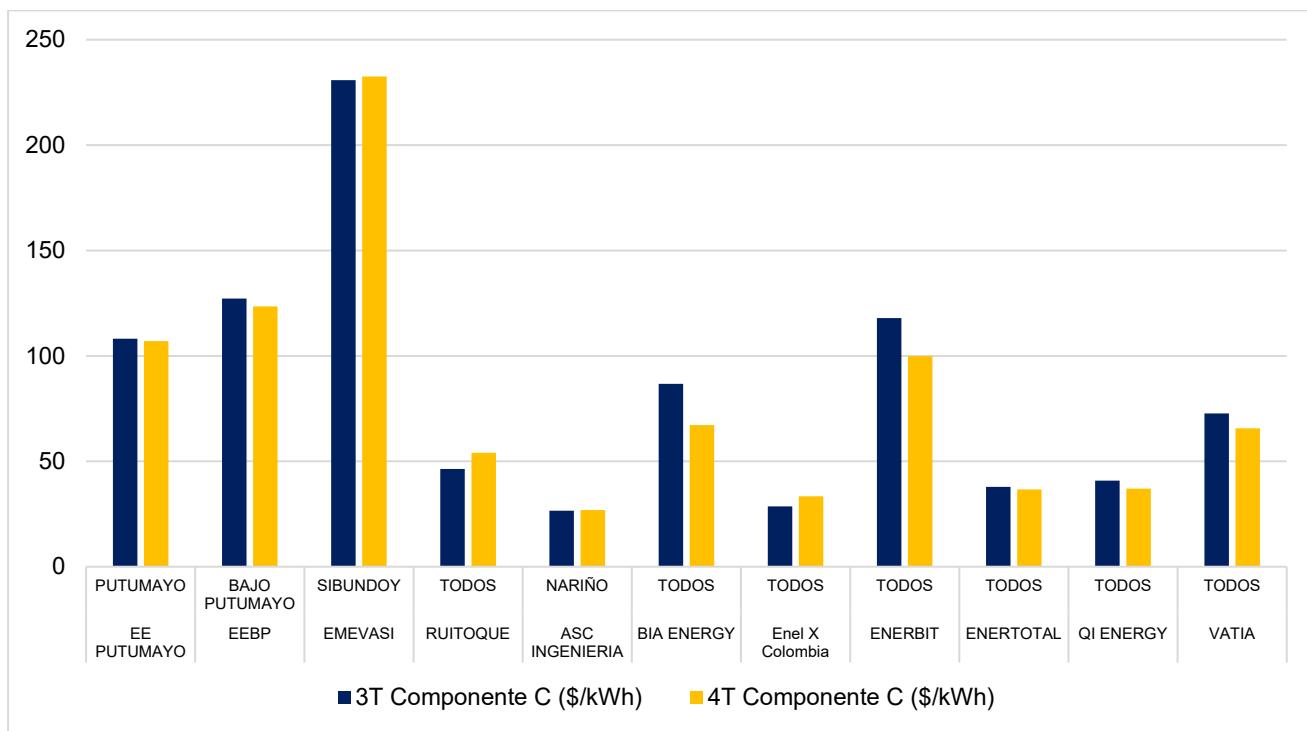
Durante el cuarto trimestre de 2024, las empresas del Grupo 4 aquellas con menos de 49.999 usuarios, presentaron una reducción promedio del **2,6%** en el componente de comercialización (C) respecto al trimestre anterior.

Tabla 34. Variación Componente de Comercialización - Grupo 4

EMPRESA	MERCADOS	3T Componente C (\$/kWh)	4T Componente C (\$/kWh)	% VARIACIÓN Componente C (\$/kWh)
EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	108,20	107,03	-1,08%
EEBP	BAJO PUTUMAYO	127,23	123,50	-2,94%
EMEVASI	SIBUNDOY	230,79	232,53	0,75%
RUITOQUE	TODOS	46,40	54,04	16,48%
ASC INGENIERIA	NARIÑO	26,60	26,84	0,90%
BIA ENERGY	TODOS	86,72	67,20	-22,52%
Enel X Colombia	TODOS	28,58	33,41	16,89%
ENERBIT	TODOS	117,99	99,87	-15,36%
ENERTOTAL	TODOS	37,84	36,64	-3,18%
QI ENERGY	TODOS	40,85	37,04	-9,34%
VATIA	TODOS	72,68	65,66	-9,65%

Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Figura 31. Grupo 4. Variación Componente Comercialización 4T Vs 3T 2024



Fuente: Formato SUI T7, cálculos DTGE 2025

Las mayores reducciones se observaron en BIA Energy (**22,52%**), **ENERBIT (15,36%)**, **Vatia (9,65%)** y **QI Energy (9,34%)**, explicadas por ajustes contables y normalización de costos asociados a la gestión comercial, así como por la disminución de la actividad de facturación en mercados con baja demanda.

Por el contrario, se registraron incrementos importantes en **Ruitoque (16,48%)** y **Enel X Colombia (16,89%)**, relacionados con nuevas operaciones comerciales, expansión de la base de usuarios no regulados y mayores gastos en plataformas tecnológicas y atención digital.

Las empresas EE Putumayo (**1,08 %**), **EEBP (2,94 %)**, **EMEVASI (0,75 %)** y **ASC Ingeniería (0,90 %)** mostraron estabilidad relativa, reflejando la madurez de sus estructuras tarifarias y la eficiencia operativa alcanzada

Las reducciones observadas responden principalmente a procesos de normalización de saldos y ajustes de costos reportados al SUI, mientras que los incrementos reflejan reconfiguración de operaciones y expansión comercial.

A pesar de la heterogeneidad, el valor promedio del grupo se mantiene dentro de los márgenes de eficiencia y sostenibilidad definidos por la Resolución CREG 180 de 2010¹, que regula la remuneración del componente C y los costos máximos de gestión comercial.

Ahora bien, es importante reiterar lo señalado en el capítulo de actualidad tarifaria de este documento, en el cual se indicó que a partir del mes de diciembre de 2023 se registró un

incremento en el valor del componente C. Esto se debe a la entrada en vigor de la Resolución CREG 101 028 de 2023, que transforma los saldos acumulados en la variable COT, con el objetivo de mantener la misma senda de costos unitarios que los usuarios venían pagando, pero eliminando por completo la acumulación de dichos saldos. La variable COT debe ser calculada por cada comercializador según la fórmula establecida por la regulación, y luego el CAC se encarga de calcular un COT de mercado que es el que se aplica por todos los comercializadores dependiendo del mercado. El valor resultante de esta aplicación se suma al componente de comercialización del costo unitario de prestación del servicio, lo que genera un impacto significativo en su valor.

De acuerdo con lo anterior, en la Tabla 35 se muestra el listado de comercializadores de energía eléctrica que se acogieron a lo establecido en el parágrafo del Artículo 3 de la Resolución CREG 101 028 de 2023, la cual fue comunicada mediante la Circular CREG n.º 095 de 2023, y en la Tabla 32 se muestra los comercializadores que no se acogieron a dicha Resolución.

Tabla 35. Listado de Comercializadores acogidos al COT

Agente	Tipo (C-OR/C) ¹²
Air-e S.A.S. E.S.P.	C-OR
Celsia Colombia S.A. E.S.P. - Mercado Tolima	C-OR
Celsia Colombia S.A. E.S.P. - Valle del Cauca	C-OR
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	C-OR
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	C-OR
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	C-OR
Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.	C-OR
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	C-OR
Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.	C-OR
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	C-OR
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	C-OR
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	C-OR
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	C-OR
Empresa de Energía del Casanare SA ESP	C-OR
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.	C-OR
Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare SA ESP	C-OR
Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.	C-OR
Empresas Públicas de Medellín - EPM	C-OR
Enel Colombia S.A. E.S.P.	C-OR
QI Energía SAS ESP	C
Vatia S.A. E.S.P.	C

Fuente: Circular CREG 095 de 2023

¹² C-OR: Comercializadores Integrados al OR - C: Comercializadores puros

Tabla 36. Listado de Comercializadores NO acogidos al COT

Agente	Tipo (C-OR/C) ¹³
Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P.	C-OR
Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P.	C-OR
Ruitoque S.A. E.S.P.	C-OR

Fuente: Circular CREG 095 de 2023

En la siguiente tabla se presentan los valores promedio del saldo de la Opción Tarifaria (COT) reportados por los comercializadores del Sistema Interconectado Nacional (SIN) durante el cuarto trimestre de 2024, calculados a partir de la información del Formato T7 del Sistema Único de Información (SUI).

Tabla 37. Valores promedio COT 4T

Agente	COT PROMEDIO 4T
Air-e S.A.S. E.S.P.	12,84
Celsia Colombia S.A. E.S.P. - Mercado Tolima	92,54
Celsia Colombia S.A. E.S.P. - Valle del Cauca	53,61
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	71,91
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	40,59
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	48,20
Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.	80,14
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	39,91
Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.	31,50
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	33,13
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	50,51
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	23,01
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	-
Empresa de Energía del Casanare SA ESP	24,06
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.	80,61
Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare SA ESP	28,83
Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.	40,78
Empresas Públicas de Medellín - EPM	45,53
Enel Colombia S.A. E.S.P.	30,87
QI Energía SAS ESP	-
Vatia S.A. E.S.P.	-

Fuente: Histórico de Mercados-COT 2024

¹³ C-OR: Comercializadores Integrados al OR - C: Comercializadores puros

Durante el cuarto trimestre de 2024, se observa una dispersión significativa en los valores promedio del COT entre los distintos agentes, con un rango que oscila entre **12,84 \$/kWh (Air-e)** y **92,54 \$/kWh (Celsia – Tolima)**.

Esta diferencia obedece principalmente a la etapa de avance en la normalización de saldos COT, la estructura tarifaria de cada mercado y las condiciones particulares de aplicación de la opción tarifaria durante los períodos de diferimiento.

3.5. Pérdidas (PR)

El componente de Pérdidas incluye i) el costo de las pérdidas eficientes de energía; ii) los costos del transporte de las pérdidas eficientes de energía; y iii) los costos del Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas de energía, respectivamente, se encuentra definida en la Resolución CREG 119 de 2007, modificada por la Resolución CREG 173 de 2011 de la siguiente manera

$$PR_{m,n,i,j} = G_{m,i,j} \frac{IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1}}{1 - (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1})} + T_m \frac{IPR_{n,m,j}}{1 - IPR_{n,m,j}} + CPROG_{i,j}$$

Donde

$G_{m,i,j}$	<i>Costos de compra de energía (\$/kWh) del Comercializador Minorista i, en el Mercado de Comercialización j, para el mes m determinados conforme se establece en el Capítulo III de la presente resolución.</i>
$IPRSTN_{m-1}$	<i>Fracción que corresponde a las pérdidas de energía por uso del Sistema de Transmisión Nacional asignadas por el ASIC durante el mes $m-1$, conforme a la metodología vigente.</i>
$IPR_{n,m,j}$	<i>Fracción de las pérdidas de energía eficientes reconocidas por la CREG, para el Mercado de Comercialización j, en el mes m, acumulados hasta el nivel de tensión n del Sistema de Distribución respectivo.</i>
T_m	<i>Cargos por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) para el mes m determinados conforme al artículo 9º de la presente resolución.</i>
$CPROG_{j,m}$	<i>Cargo en \$/kWh por concepto del Plan de Pérdidas, del Mercado de Comercialización j, en el mes m.</i>

De esta se destacan dos factores que son importantes tener presente: la fracción de pérdidas de energía eficientes reconocidas por la CREG (IPR) y el cargo por concepto del plan de pérdidas (CPROG), cuyo cálculo está definido por la metodología de remuneración de la actividad de distribución vigente, la Resolución CREG 015 de 2018, en particular el Capítulo 7 de su anexo general.

Por un lado, la fracción de pérdidas de energía eficientes reconocidas por la CREG (IPR) corresponde a los factores para referir medidas de energía por nivel de tensión (PR), cuyo cálculo está definido la mencionada resolución y depende de los índices de pérdidas reconocidas por nivel de tensión ($P_{j,n}$). Por otro lado, el CPROG corresponde a la remuneración por los planes de gestión de pérdidas aplicados en los sistemas de distribución.

A continuación, se presenta un resumen de las diferentes consideraciones respecto a cada una de estas variables

CPROG

- El CPROG se calcula primordialmente con base a los costos anuales del plan (CAP) de gestión de pérdidas aprobado por la CREG a los operadores de red y cuyo cálculo se basa en un modelo de costos eficientes. Este costo se mantiene constante en un horizonte de diez años y están dados en pesos de diciembre de 2017. Las variables que dan la variabilidad de este cargo corresponden a la indexación de los costos, y los flujos de energía que normalizan el cargo a unidades de \$/kWh.
- El CAP se compone de dos costos: el costo por administración, mantenimiento y operación de las pérdidas (AOMP) e inversión en activos que no son clasificables como unidades constructivas (INVNUC); es decir, una componente de mantenimiento y otra de inversión. La componente de mantenimiento se reconoce para todos los operadores de red, mientras que la componente de inversión corresponde a aquellos operadores de red que tienen un plan de reducción aprobado y que este costo fuera aprobado diferente de cero por parte de la CREG.
- Dependiendo del estado del plan de reducción, el reconocimiento del INVNUC puede cambiar:
 - Activos: se reconoce la totalidad del INVNUC aprobado.
 - Suspensión: esta variable tendrá un valor de cero por un periodo de un año.
 - Cancelación: se deja de reconocer INVNUC y el prestador deberá devolver en un periodo de doce (12) meses lo recibido durante el periodo que incumplió las metas de reducción con intereses, pero sin indexación.

Es de resaltar que la causa principal para la suspensión o cancelación de un plan de reducción de pérdidas es el incumplimiento durante un periodo o dos periodos consecutivos de la senda de reducción de pérdidas por parte del operador. La única excepción se dio en la Resolución CREG 167 de 2020, la cual relajó estas condiciones debido a la emergencia sanitaria por COVID-19 pero cuyas disposiciones ya no se encuentran vigentes.

- El estado anual del plan de reducción de pérdidas es resultado de la evaluación del plan de reducción de pérdidas que realiza el LAC durante el mes de marzo de cada año. En este primordialmente el LAC calcula el índice de pérdidas totales de los mercados para los cuales aún no tengan el plan cancelado, compara el resultado con las metas anuales de reducción aprobadas por la CREG, y determina el estado del plan acorde con disposiciones regulatorias dadas en la Resolución CREG 015 de 2018.

Bajo las anteriores consideraciones, aclarado lo anterior, en la Tabla 38 se muestra el resumen de los CAP de cada uno de los OR y el estado del plan, ya que a la fecha existen OR que tienen suspendido el reconocimiento de la inversión. Se aclara que el plan de reducción y mantenimiento de pérdidas se evalúa en abril de cada año.

Tabla 38. CAP por OR existentes

Res. CREG	OR	PR P	CAPj (\$)	INVNUCj,t (\$)	AOMPj,t (\$)
123- 2020	EEP CARTAGO	SI	\$ 424.187.756	\$ 152.200.000	\$ 271.987.756
148- 2020	EMCALI	SI	\$ 10.722.816.697	-	\$ 10.722.816.697
141- 2019	CEO	SI	\$ 4.566.244.737	-	\$ 4.566.244.737
159- 2019	CENS	SI	\$ 6.763.754.473	-	\$ 6.763.754.473
001- 2020	CELSIA COLOMBIA Tolima	SI	\$ 6.589.880.869	-	\$ 6.589.880.869
137- 2019	CELSIA COLOMBIA Valle	SI	\$ 7.399.457.553	\$ 963.868.010	\$ 6.435.589.543
223- 2020	DISPAC	SI	\$ 1.350.754.455	-	\$ 1.350.754.455
072- 2021	ELECTROHUILA	SI	\$ 5.240.552.443	-	\$ 5.240.552.443
078- 2021	AIRE	SI	\$ 87.410.184.440	\$ 76.732.400.000	\$ 10.677.784.440
079- 2021	CARIBEMAR	SI	\$ 90.911.753.943	\$ 58.210.790.981	\$ 32.700.962.962
027- 2021	ELECTROCAQUETA	SI	\$ 1.117.600.000	\$ 931.156.512	\$ 186.443.488
140- 2021	ENERGUAVIARE	SI	\$ 232.340.767	\$ 225.350.418	\$ 6.990.349
157- 2019	CHEC	NO	\$ 7.088.747.504	-	\$ 7.088.747.504
193- 2019	CEDENAR	NO	\$ 2.644.569.634	-	\$ 2.644.569.634
122- 2020	CODENSA	NO	\$ 39.973.464.528	-	\$ 39.973.464.528
004- 2020	CETSA	NO	\$ 453.982.217	-	\$ 453.982.217
158- 2019	ESSA	NO	\$ 8.015.441.240	-	\$ 8.015.441.240

Res. CREG	OR	PR P	CAPj (\$)	INNUCj,t (\$)	AOMPj,t (\$)
139- 2021	EMSA	NO	\$ 7.297.802.102	-	\$ 7.297.802.102
199- 2020	ENELAR	NO	\$ 91.853.750	-	\$ 91.853.750
119- 2020	EBSA	NO	\$ 2.677.470.146	-	\$ 2.677.470.146
020- 2020	EDEQ	NO	\$ 1.672.018.277	-	\$ 1.672.018.277
017- 2021	EEP PUTUMAYO	NO	\$ 63.093.651	-	\$ 63.093.651
156- 2019	EPM	NO	\$ 31.852.970.795	-	\$ 31.852.970.795
165- 2020	RUITOQUE	NO	\$ 0	-	\$ 0
178- 2019	EEP PEREIRA	NO	\$ 3.028.500.000	-	\$ 3.028.500.000

Fuente: Resoluciones CREG, XM S.A. E.S.P.

Durante el mes de marzo del año 2024, XM publicó los resultados de la evaluación del plan de reducción de pérdidas para los operadores de red que aún contaban con este plan vigente. En la Tabla se presentan los resultados de esta evaluación.

Tabla 39. Evaluación Plan de reducción de pérdidas.

	Mercado	Estado plan	Efecto CAP
AIR-E	CARIBE SOL	Activo	Ninguno
AFINIA	CARIBE MAR	Suspendido	Pierde INNUC entre mayo de 2024 y abril de 2025
CELSIA COLOMBIA	VALLE	Suspendido	Pierde INNUC entre mayo de 2024 y abril de 2025
EEP	CARTAGO	Activo	Ninguno
EMCALI	CALI	Suspendido	Ninguno. Plan aprobado con INNUC 0
CEO	CEO	Cancelado	Ninguno. Plan aprobado con INNUC 0. No debe retornar el ingreso recibido.
CENS	NORTE DE SANTANDER	Suspendido	Ninguno. Plan aprobado con INNUC 0
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	Activo	Ninguno. Plan aprobado con INNUC 0

DISPAC	CHOCÓ	Suspendido	Ninguno. Plan aprobado con INVNUC 0
ELECTROHUILA	HUILA	Cancelado	Ninguno. Plan aprobado con INVNUC 0. No debe retornar el ingreso recibido.
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	Activo	Ninguno.

Fuente: Elaboración propia basado en información publicada por XM.

Resultado de lo anterior, en la Tabla 40 muestran los valores de cargos CPR OG (\$/kWh) de cada uno de los OR que cuentan con aprobación de ingresos, liquidado por XM para el cuarto trimestre de 2024:

Tabla 40. Valores CPR OG 4T 2024.

Operador de Red	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
AIRE_CARIBE SOL	17,11	17,45	17,77
CARIBEMAR_CARIBE MAR	5,60	5,68	5,74
CEDENAR_NARIÑO	3,21	3,23	3,25
CELSIA COLOMBIA_TOLIMA	7,43	7,50	7,56
CELSIA COLOMBIA_VALLE DEL CAUCA	4,09	4,15	4,17
CENS_NORTE DE SANTANDER	3,49	3,53	3,56
CEO_CAUCA	7,98	8,07	8,13
CETSA_TULUÁ	3,26	3,29	3,31
CHEC_CALDAS	6,89	6,94	6,99
DISPAC_CHOCÓ	9,90	9,99	10,04
EBSA_BOYACÁ	1,16	1,18	1,18
EDEQ_QUINDÍO	5,14	5,18	5,19
EE PUTUMAYO_PUTUMAYO	0,98	0,99	0,99
EEBP_BAJO PUTUMAYO	2,82	2,85	2,86
EEP_CARTAGO	3,67	3,69	3,70
EEP_PEREIRA	7,14	7,18	7,22
ELECTROCAQUETÁ_CAQUETÁ	1,21	1,22	1,22
ELECTROHUILA_HUILA	7,08	7,12	7,15
EMCALI_CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	4,43	4,47	4,50
EMEESA_POPAYÁN - PURACE	0,00	0,00	0,00
EMSA_META	4,44	4,49	4,48
ENEL COLOMBIA_BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	4,26	4,29	4,33
ENELAR_ARAUCA	0,15	0,15	0,15
ENERCA_CASANARE	16,33	16,42	16,51

Operador de Red	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
ENERGUAVIARE_GUAJIARE	4,87	4,88	5,22
EPM_ANTIOQUIA	5,17	5,21	5,24
ESSA_SANTANDER	3,71	3,75	3,75
RUITOQUE_RUITOQUE	0,00	0,00	0,00

Fuente: Formato SUI T11 – cálculos DTGE 2025.

De lo anterior se destaca el caso del CPROG de CARIBEMAR DE LA COSTA, se informa que en octubre se venció el periodo de seis meses asociado al reintegro de ingreso que fue dejado de reconocer por parte de XM resultado de la reactivación del plan de reducción de pérdidas., y a la suspensión del plan resultado del incumplimiento de la senda de pérdidas para la vigencia 2023. Esto último resultado de derecho de petición radicado por la empresa ante XM en diciembre de 2023 solicitando la reactivación del reconocimiento del INVNUC correspondiente al periodo de abril de 2022 a marzo de 2023. En este, la empresa argumenta que, a pesar del continuo incumplimiento de su senda, su índice de pérdidas totales (IPT) para 2023 mejoró con respecto al 2022; por lo tanto, en aplicación de las disposiciones de la Resolución CREG 167 de 2020 su plan debía ser reactivado. Teniendo en cuenta que, vencido este periodo, el plan se encontraba suspendido, entonces el CPROG de CARIBEMAR DE LA COSTA se reduce de 17,32 \$/kWh en el mes de septiembre a los valores mostrados previamente y corresponde a la remuneración por mantenimiento de pérdidas.

Índices de pérdidas reconocidos

- Bajo la metodología vigente, estas corresponden a la suma entre los índices de pérdidas eficientes y los índices de pérdidas adicionales.
- Los índices de pérdidas eficientes pueden entenderse como el de un umbral a partir del cual el costo de la inversión requerida para reducir las pérdidas de un sistema es más alto que reconocer dichas pérdidas a través de tarifa. Estas fueron actualizadas por la CREG en la aprobación de cargos de cada OR bajo la metodología vigente y se han mantenido constantes a lo largo del periodo tarifario. Para los niveles de tensión 2 al 4, pueden interpretarse como las pérdidas técnicas del sistema, mientras que en el nivel de tensión 1 es la suma de las pérdidas técnicas y una porción de las pérdidas no técnicas.
- Los índices de pérdidas adicionales corresponden a un incentivo adicional introducido por la metodología vigente con el fin de que en un horizonte de 10 años los operadores de red redujeran sus pérdidas de energía de nivel de tensión 1 hasta las pérdidas eficientes. El cálculo de este índice depende primordialmente de las condiciones iniciales de las pérdidas totales en nivel de tensión 1 y el nivel de inversión anual ejecutado por parte del respectivo mercado. Por lo tanto, su cálculo no depende de las condiciones reales de los mercados de comercialización y estos índices decrecen con una tasa constante hasta llegar a cero en un horizonte de diez años.
- Un operador de red que atiende un mercado de comercialización es candidato a pérdidas adicionales si reunió dos condiciones a fecha de corte¹⁴: no contar con resolución

¹⁴ Diciembre de 2017 para todos los operadores de red excepto AIR-E y AFINIA para los cuales, por disposiciones del régimen tarifario especial, corresponde a diciembre de 2020.

particular en el marco de la Resolución CREG 167 de 2011 y tener pérdidas totales de nivel de tensión 1 mayores a las reconocidas. En caso de ser candidato, para poder garantizar un índice de pérdidas adicionales diferente de cero, el operador debe ejecutar anualmente inversiones equivalentes de al menos 4% del Costo de Reposición de Referencia (CRR), y se obtiene el máximo posible con al menos el 7% de este costo.

- Las pérdidas reconocidas son calculadas anualmente por XM y se actualizan durante el mes de marzo de cada año para su aplicación durante el mes de abril. Este cálculo en principio se basa en la información suministrada por los operadores sobre el nivel de inversiones ejecutadas con respecto al CRR.

Durante el ciclo de aplicación de cargos para el año 2024, aplicado o por aplicar entre abril de 2024 y marzo de 2025, en la Tabla 41 se presentan los índices de pérdidas aplicados

Tabla 41. Índices de pérdidas reconocidos de nivel de tensión 1 para los mercados de comercialización.

Comercializador	Abreviación	Candidato Pad	Xr,t	Pj,1	Pej,1	Padj,1
AIR-E	CARIBE SOL	Si	3,13%	11,67%	11,67%	0,00%
AFINIA	CARIBE MAR	Si	7,99%	19,50%	11,67%	7,83%
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	Si	8,01%	10,80%	8,50%	2,30%
CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	Si	8,18%	8,14%	8,14%	0,00%
CHEC	CALDAS	No	2,26%	7,73%	7,73%	0,00%
CEDENAR	NARIÑO	Si	1,76%	9,39%	9,39%	0,00%
CENS	NORTE DE SANTANDER	Si	6,15%	10,93%	9,12%	1,81%
CETSA	TULUA	No	1,65%	7,74%	7,74%	0,00%
CEO	CAUCA	Si	4,04%	10,11%	8,66%	1,45%
ESSA	SANTANDER	No	5,83%	9,96%	9,96%	0,00%
ELECTROCAQUETA	CAQUETA	Si	11,87%	11,59%	9,30%	2,29%
ELECTROHUILA	HUILA	Si	4,02%	10,71%	9,26%	1,45%
EMSA	META	Si	2,07%	7,47%	7,47%	0,00%
ENELAR	ARAUCA	Si	1,05%	7,44%	7,44%	0,00%
EBSA	BOYACÁ	Si	9,12%	11,26%	10,98%	0,28%
ENERCA	CASANARE	Si	4,94%	10,54%	10,18%	0,36%
EEP	CARTAGO	Si	10,26%	11,68%	7,27%	4,41%
EEP	PEREIRA	No	3,48%	7,95%	7,95%	0,00%
EDEQ	QUINDIO	No	7,85%	8,06%	8,06%	0,00%
EEBPSA	BAJO PUTUMAYO	Si	1,67%	6,74%	6,74%	0,00%
EEPSA	PUTUMAYO	Si	6,34%	9,53%	8,92%	0,61%
EMEVASI	SIBUNDOY	Si	0,00%	8,91%	8,91%	0,00%
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	Si	4,05%	7,97%	5,78%	2,19%
DISPAC	CHOCÓ	Si	0,81%	7,63%	7,63%	0,00%

EMEESA	POPAYÁN PURACE	Si	10,47%	7,95%	7,95%	0,00%
EMCALI	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	Si	6,10%	7,79%	6,64%	1,15%
EPM	ANTIOQUIA	No	5,69%	10,41%	10,41%	0,00%
ENEL	BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	No	5,34%	9,58%	9,58%	0,00%
RUITOQUE	RUITOQUE	No	4,61%	9,57%	9,57%	0,00%

Fuente: Elaboración propia basado en información publicada por XM.

Adicionalmente, en la Tabla 42 se presenta el contraste entre las pérdidas reconocidas de los operadores de red para los cuales se presentó novedad en los índices de pérdidas reconocidos entre el ciclo 2023 y 2024.

Tabla 42. Novedades en los índices de pérdidas reconocidas

Comercializador	Mercado	2023		2024		Delta_Pj,1
		Xr,t	Pj,1	Xr,t	Pj,1	
AIR-E	CARIBE SOL	7,26%	22,75%	3,13%	11,67%	-11,08%
AFINIA	CARIBE MAR	7,13%	20,96%	7,99%	19,50%	-1,45%
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	7,88%	11,24%	8,01%	10,80%	-0,44%
CENS	NORTE DE SANTANDER	4,44%	11,38%	6,15%	10,93%	-0,45%
CEO	CAUCA	4,49%	10,39%	4,04%	10,11%	-0,28%
ELECTROCAQUETA	CAQUETA	2,79%	9,30%	11,87%	11,59%	2,29%
ELECTROHUILA	HUILA	3,40%	9,26%	4,02%	10,71%	1,45%
EBSA	BOYACÁ	6,12%	11,30%	9,12%	11,26%	-0,04%
ENERCA	CASANARE	0,79%	8,92%	4,94%	10,54%	1,62%
EEPSA	PUTUMAYO	5,29%	12,60%	6,34%	9,53%	-3,07%
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	4,50%	6,74%	4,05%	7,97%	1,23%
EMCALI	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	1,34%	8,04%	6,10%	7,79%	-0,26%
EEP	CARTAGO	9,16%	12,48%	10,26%	11,68%	-0,80%

Fuente: Elaboración propia basado en información publicada por XM.

De esta manera, se tienen las siguientes observaciones, las cuales aplican desde abril de 2024 y no tienen novedades para este trimestre:

- El prestador AIR-E presentó una reducción significativa en sus pérdidas reconocidas debido a que se dejan de reconocer pérdidas adicionales dado que su ejecución de inversiones para el año 2023 estuvo por debajo del 4% del CRR.
- Se presenta una reducción de las pérdidas reconocidas de los prestadores ADINIA, CELSIA TOLIMA, CENS, CEO, BOYACÁ, EEPSA, EMCALI y EEP CARTAGO debido al decrecimiento de las pérdidas adicionales que se deriva de su formulación.

Se presenta un aumento en las pérdidas reconocidas de los prestadores ELECTROCAQUETÁ, ELECTROHUILA, ENERCA y ENERGUAVIARE por recuperación de las pérdidas adicionales derivado de una ejecución de inversiones por encima del 4% del CRR.

Asimismo, es importante anotar que, en la fórmula definida para el costo de pérdidas, las pérdidas reconocidas influencian en el factor de escala asociado a las componentes de Generación y Transmisión para el mes en que se calculan las tarifas. Por un lado, este factor de escala es de crecimiento exponencial, el cual empieza a presentar diferencias significativas con un crecimiento lineal cuando las pérdidas reconocidas son mayores al 10%, lo que en principio afectó ampliamente a los mercados de la región Caribe desde julio de 2021, y continúa afectado para el mercado de CARIBE MAR. Por otro lado, y continuando con la anterior anotación, la magnitud de la componente de pérdidas tiende a estar sujeta a los valores de la componente tarifaria de Generación y Transmisión, La magnitud del componente de Pérdidas (PR) mantiene una relación directa con los componentes tarifarios de Generación (G) y Transmisión (T), dado que su valorización se realiza a partir de los precios de estos componentes en el mes de aplicación. En términos agregados, el componente de Generación suele explicar la mayor proporción del valor del PR, mientras que el componente de Transmisión tiene una participación menor, sin que dicha relación corresponda a una proporción fija, sino a la estructura de costos y condiciones operativas de cada mercado. Asimismo, la volatilidad de esta componente tiende a estar más asociada a las dinámicas de estas componentes, más que lo que ocurra en el CPROG teniendo en cuenta que esta se remunera con base en un costo anual fijo y, dependiendo de la magnitud de las pérdidas reconocidas, su contribución al costo total de la componente puede no ser tan significativo que aquel asociado a las componentes de Generación y Transmisión.

Adicionalmente, para el caso de los comercializadores integrados al OR que atienden más de un mercado de comercialización, consideramos importante separar el valor del componente de su mercado de comercialización donde es incumbente respecto de los mercados donde es entrante; lo anterior, para evidenciar de manera clara el valor del componente de pérdidas de dicho mercado. Para los comercializadores que son totalmente entrantes o puros, el componente de pérdidas corresponde al promedio simple.

Adicionalmente, para el caso de los comercializadores integrados al OR que atienden más de un mercado de comercialización, consideramos importante separar el valor del componente de su mercado de comercialización donde es incumbente respecto de los mercados donde es entrante; lo anterior, para evidenciar de manera clara el valor del componente de pérdidas de dicho mercado. Para los comercializadores que son totalmente entrantes o puros, el componente de pérdidas corresponde al promedio simple.

Tabla 43. Variación Componente Pérdidas 4T vs 3T

SIGLA	NOMBRE_MERCADO	PROMEDI O 3T	PROMEDI O 4T	% Variación Componente PR
AIRE	CARIBE SOL	104,45	112,45	7,66%
CARIBEMAR	CARIBE MAR	166,25	162,24	-2,41%
CEDENAR	NARIÑO	59,58	60,55	1,62%
CELSIA COLOMBIA	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	58,48	70,94	21,32%
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	85,83	103,94	21,10%
CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	60,42	73,44	21,54%
CENS	NORTE DE SANTANDER	81,30	86,75	6,69%
CEO	CAUCA	88,37	89,89	1,73%
CETSA	TULUÁ	53,52	64,00	19,59%
CHEC	CALDAS	65,20	67,12	2,95%
DISPAC	CHOCÓ	66,54	74,59	12,10%
EBSA	BOYACÁ	69,43	78,97	13,73%
EDEQ	QUINDÍO	59,60	72,41	21,48%
EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	71,11	83,94	18,03%
EEBP	BAJO PUTUMAYO	61,63	63,24	2,60%
EEP	CARTAGO	79,27	87,65	10,56%
EEP	PEREIRA	57,50	63,31	10,11%
ELECTROCAQUETÁ	CAQUETÁ	99,32	101,58	2,27%
ELECTROHUILA	HUILA	95,77	96,58	0,85%
EMCALI	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	61,82	73,80	19,38%
EMEVASI	SIBUNDOY	82,31	81,26	-1,27%
EMSA	META	58,58	70,16	19,76%
ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	65,27	69,19	5,99%
ENELAR	ARAUCA	66,02	69,09	4,64%
ENERCA	CASANARE	94,83	80,95	-14,64%
EPM	ANTIOQUIA	62,60	71,66	14,46%
ESSA	SANTANDER	82,98	84,19	1,46%
RUITOQUE	RUITOQUE	58,72	65,82	12,08%
AIRE	OTROS MERCADOS	65,97	67,68	2,58%
CETSA	OTROS MERCADOS	69,20	82,11	18,65%
EEP	OTROS MERCADOS	71,12	78,08	9,80%
EPM	OTROS MERCADOS	65,62	71,99	9,71%
RUITOQUE	OTROS MERCADOS	87,33	94,96	8,74%
CHEC	PEREIRA	57,91	57,91	-0,01%
ASC INGENIERIA	TODOS	64,84	66,98	3,30%

SIGLA	NOMBRE_MERCADO	PROMEDI O 3T	PROMEDI O 4T	% Variación Componente PR
BIA ENERGY	TODOS	93,60	67,03	-28,39%
Enel X Colombia	TODOS	84,18	86,29	2,51%
ENERBIT	TODOS	85,49	88,00	2,94%
ENERTOTAL	TODOS	88,17	87,86	-0,34%
QI ENERGY	TODOS	88,46	98,74	11,62%
VATIA	TODOS	76,20	83,72	9,87%

Fuente: Formato SUI T7 – cálculos DTGE 2025

Durante el cuarto trimestre de 2024, el valor del Componente de Pérdidas (PR) presentó variaciones frente al trimestre anterior en la mayoría de los mercados analizados. Dichas variaciones no obedecen a cambios en los niveles de pérdidas eficientes reconocidas, los cuales permanecen constantes a lo largo del periodo tarifario vigente conforme a la metodología de la CREG, sino a la valorización del PR a partir de los componentes de Generación y Transmisión del mes m.

En este sentido, las diferencias observadas entre mercados reflejan principalmente la estructura tarifaria de cada sistema y la incidencia de los costos de G y T sobre la valorización del componente, más que modificaciones en la realidad física de las pérdidas de energía. En el caso particular de CARIBE MAR, la reducción observada se asocia a ajustes específicos en el CPROG, derivados del vencimiento del periodo de reintegro de ingresos y la suspensión del plan de reducción de pérdidas desde abril de 2024.

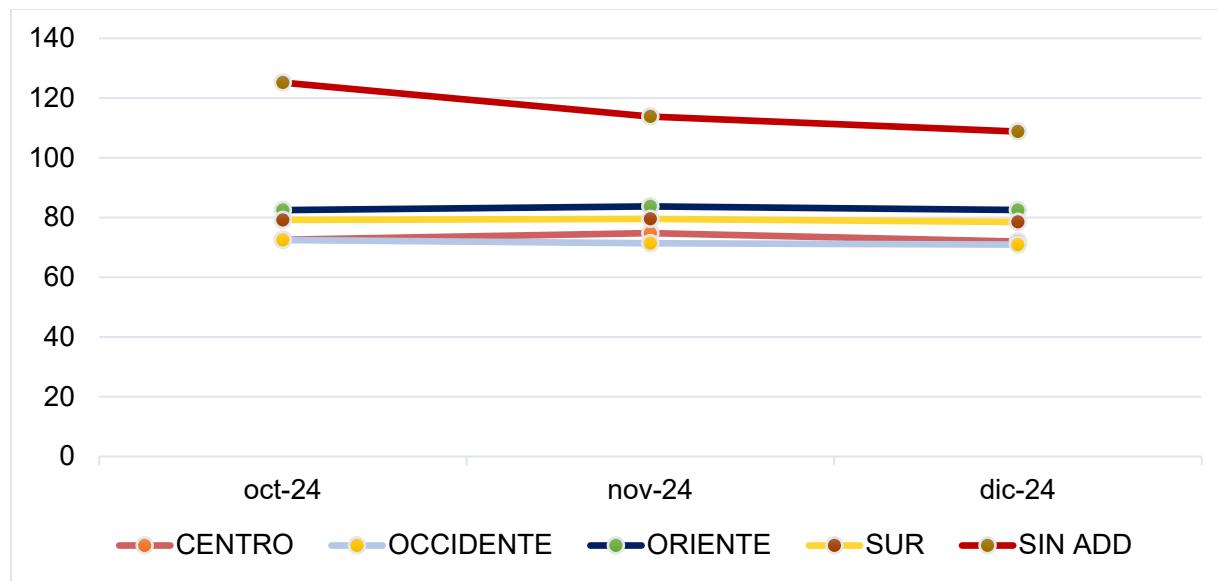
En conjunto, el comportamiento del PR durante el cuarto trimestre de 2024 confirma que las variaciones intertrimestrales responden principalmente a la señal económica del mercado mayorista, materializada a través de los costos de Generación y Transmisión, así como a eventos regulatorios puntuales que afectan la valorización del componente, sin implicar cambios en los niveles de pérdidas técnicas reconocidas.

Tabla 44. Comportamiento Componente Pérdidas 4T

ADD	Octubre (\$/kWh)	Noviemb re (\$/kWh)	Octub re (\$/kW h)
CENTRO	72,56	74,79	71,96
OCCIDENTE	72,48	71,40	70,95
ORIENTE	82,50	83,73	82,53
SUR	79,18	79,54	78,52
SIN ADD	125,18	113,82	108,79

Fuente: Formato SUI T7 – cálculos DTGE 2025

Figura 32. Comportamiento Componente Perdidas 4T 2024



Fuente: Formato SUI T7 – cálculos DTGE 2025

En el cuarto trimestre de 2024, el componente de pérdidas (PR) evidenció un comportamiento estable en las ADD Centro, Occidente, Oriente y Sur, con variaciones mensuales marginales. Este comportamiento es consistente con la ausencia de cambios en los niveles de pérdidas eficientes reconocidos para estos mercados, los cuales se encuentran definidos de manera ex ante en la metodología establecida por la Resolución CREG 015 de 2018 y permanecen constantes a lo largo del periodo tarifario vigente. En consecuencia, los ajustes observados se mantienen dentro de rangos operativos esperados y guardan coherencia con la variación trimestral previamente analizada entre el 3T y el 4T de 2024.

En contraste, la categoría Sin ADD presentó una disminución significativa del PR, pasando de 125,18 \$/kWh a 108,79 \$/kWh, comportamiento que reafirma la reducción trimestral observada. Esta caída está asociada a la normalización del balance energético responde a la evolución de los componentes de Generación y Transmisión utilizados en la valorización del PR, sin que de este análisis sea posible inferir cambios en las pérdidas reales de los mercados involucrados

3.6. Restricciones

El componente de Restricciones (R) corresponde a los sobrecostos asociados a la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) cuando, por razones técnicas o de seguridad, se requiere realizar despachos de energía que se encuentran fuera del mérito económico. Estos sobrecostos son imputados a la demanda de acuerdo con el esquema metodológico definido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Históricamente, este componente adquirió relevancia tras los ataques a la infraestructura de transmisión ocurridos en 2000 y 2001, eventos que incrementaron de forma significativa el costo de las restricciones. En condiciones normales, estos costos son marginales; sin embargo, las contingencias de ese periodo llevaron a la CREG a establecer topes y reglas específicas de

reconocimiento para evitar incrementos tarifarios desproporcionados y asegurar la sostenibilidad del sistema.

La metodología de cálculo vigente está definida en la Resolución CREG 119 de 2007, la cual establece que el valor trasladado a los usuarios corresponde al cociente entre el costo de restricciones asignado por el ASIC al comercializador minorista (CRS) y las ventas totales de energía del agente en el mes m-1.

El CRS está conformado por:

- Restricciones aliviadas, resultantes de descontar de las restricciones totales conceptos regulatoriamente definidos como: costos del programa Apagar Paga, cargos asociados a la planta de regasificación de Cartagena (SPEC), compensaciones por la opción del precio de escasez, entre otros.
- Desviaciones, derivadas de diferencias entre energías programadas y entregadas.
- Costo de remuneración del activo del STN correspondiente a la variante Guatapé, reconocido bajo una regulación especial.

Las restricciones totales asignadas por el ASIC a los comercializadores tienen su fundamento en la Resolución CREG 034 de 2001, modificada por las resoluciones CREG 044 de 2020 y CREG 063 de 2020, aplicando el esquema de reconciliaciones vigente.

Los conceptos asociados a restricciones son las que se encuentran en la figura 33.

Figura 33. Fórmula Restricciones



Fuente: Elaboración DTGE 2025

A continuación, se presenta el comportamiento del **componente de Restricciones (R)** correspondiente al tercer y cuarto trimestre de 2024 para los comercializadores del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Este componente refleja el costo por restricciones operativas del Sistema de Transmisión Nacional (STN) asignado por el ASIC a cada comercializador, en aplicación del esquema de reconciliaciones definido en la regulación vigente.

En la tabla 41 se relacionan los valores en \$/kWh para cada agente, así como la variación porcentual trimestral, permitiendo identificar la magnitud de los ajustes derivados de la operación del sistema y de la normalización de los saldos del Costo de Restricciones del Sistema (CRS).

Tabla 45. Variación Componente Restricciones 4T vs 3T

EMPRESA	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 4	% Variación Componente R
AIRE	29,70	4,82	-83,78%
ASC INGENIERIA	19,94	4,95	-75,17%
BIA ENERGY	19,33	6,48	-66,49%
CARIBEMAR	31,00	5,24	-83,10%
CEDENAR	25,75	4,45	-82,72%
CELSIA COLOMBIA	22,75	4,42	-80,59%
CENS	25,34	3,52	-86,10%
CEO	24,26	4,44	-81,69%
CETSA	22,65	3,82	-83,12%
CHEC	24,51	4,24	-82,72%
DISPAC	36,68	5,15	-85,97%
EBSA	23,96	4,29	-82,10%
EDEQ	22,34	3,04	-86,38%
EE PUTUMAYO	23,93	3,41	-85,75%
EEBP	23,21	-0,28	-101,23%
EEP	23,21	3,58	-84,59%
ELECTROCAQUETÁ	26,64	4,44	-83,32%
ELECTROHUILA	24,44	4,26	-82,57%
EMCALI	23,04	4,59	-80,07%
EMEVASI	23,87	2,70	-88,68%
EMSA	24,64	7,26	-70,53%
ENEL COLOMBIA	22,67	3,45	-84,79%
Enel X Colombia	22,10	3,97	-82,06%
ENELAR	31,29	5,42	-82,68%
ENERBIT	11,77	5,21	-55,71%
ENERCA	28,88	9,28	-67,88%
ENERGUAVIARE	30,77	5,87	-80,91%
ENERTOTAL	22,15	4,41	-80,07%

EMPRESA	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 4	% Variación Componente R
EPM	23,12	3,90	-83,14%
ESSA	24,11	3,56	-85,22%
PEESA	19,02	0,00	-100,00%
QI ENERGY	21,79	8,30	-61,89%
RUITOQUE	21,56	14,87	-31,01%
VATIA	22,83	10,01	-56,17%

Fuente: Formato SUI T7, Reporte XM – cálculos DTGE 2025

Durante el cuarto trimestre de 2024 se evidenció una reducción generalizada y significativa en el componente de restricciones (R) trasladado a los usuarios regulados del Sistema Interconectado Nacional (SIN). En términos globales, todos los comercializadores registraron disminuciones en este componente frente al trimestre anterior, con reducciones que, en la mayoría de los casos, superaron el 70%, e incluso alcanzaron valores superiores al 85% en varios agentes.

Este comportamiento está asociado a la disminución del Costo de Restricciones del Comercializador (CRS) asignado por el ASIC, como resultado de menores despachos de generación fuera del mérito económico, menores costos asociados al servicio de AGC y de los ajustes derivados del esquema de reconciliaciones definido por la regulación vigente. En particular, la aplicación de las Resoluciones CREG 034 de 2001¹⁵ y CREG 063 de 2020¹⁶ contribuyó a la normalización y compensación de las restricciones a nivel del STN, traduciéndose en menores valores a trasladar a los comercializadores.

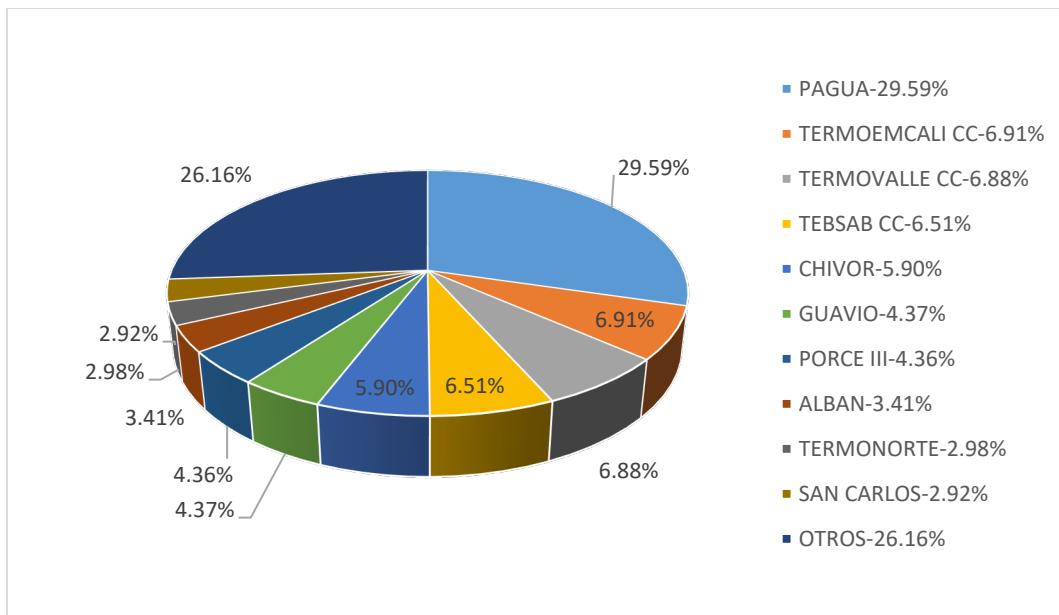
En conjunto, los resultados del trimestre muestran una disminución estructural del componente de restricciones, lo cual contribuye a reducir el impacto de este cargo dentro del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU), generando una mayor estabilidad en la tarifa final para los usuarios regulados.

De esta manera, la Superintendencia profundizará inicialmente en la conformación de las reconciliaciones positivas. En una primera aproximación, en la Grafica 34 se presenta la participación en las reconciliaciones positivas pagadas a los agentes (\$) en el periodo de octubre, noviembre y diciembre de 2024.

Figura 34. Participación de Los Generadores en Reconciliaciones Positivas (+)

¹⁵ **Resolución CREG 034 de 2001:** Establece el esquema de asignación y aliviación de las restricciones operativas del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y define el tratamiento regulatorio aplicable a las reconciliaciones derivadas del despacho económico.

¹⁶ **Resolución CREG 063 de 2020:** Modifica el esquema de reconciliaciones de restricciones y actualiza los parámetros de cálculo de las desviaciones, compensaciones y ajustes aplicables al Costo de Restricciones del Sistema (CRS) asignado por el ASIC.



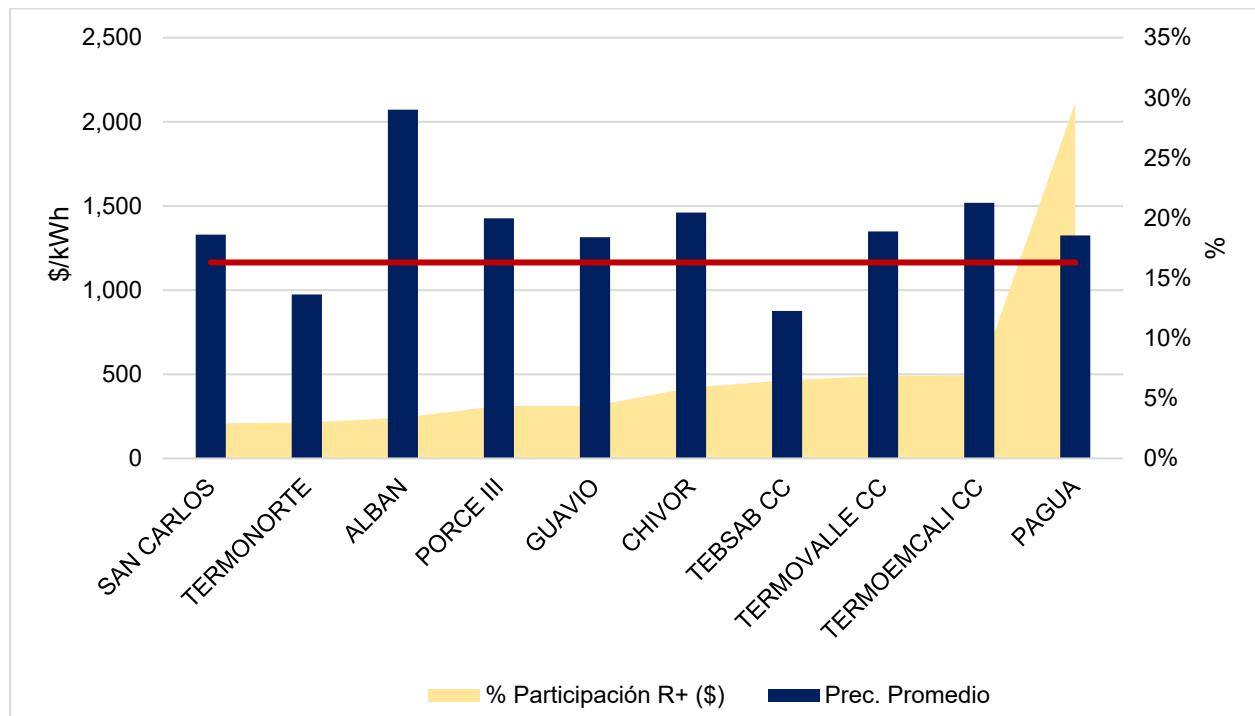
Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

En comparación con el análisis realizado en el Boletín Tarifario del tercer trimestre de 2024, se presentó una variación en la participación de los agentes; para este trimestre el generador con la mayor participación en las reconciliaciones positivas con aproximadamente el 29.59% de las mismas fue PAGUA.

Asimismo, se calculó el precio aproximado en \$/kWh al que fue reconocido a los generadores el concepto de reconciliaciones positivas. Este valor se obtuvo como el cociente entre el valor total en pesos de las reconciliaciones sobre el valor total de la energía generada por reconciliaciones positivas para el periodo octubre, noviembre y diciembre de 2024. Este cálculo es comparado con el precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas.

En la gráfica 35 puede observarse cada uno de los precios de los generadores (barras azules) y el precio promedio total calculado por la SSPD (línea roja); en el eje Y secundario se graficó la participación de los agentes en las reconciliaciones positivas indicadas en el diagrama circular. Es importante anotar que el gráfico de barras muestra los agentes que tienen alrededor del 73.8% de la participación en las reconciliaciones positivas en pesos.

Figura 35. Precio Promedio de reconciliación Vs. Precio Promedio de reconciliaciones Totales



Fuente: Elaboración DTGE 2025 a partir de información de XM

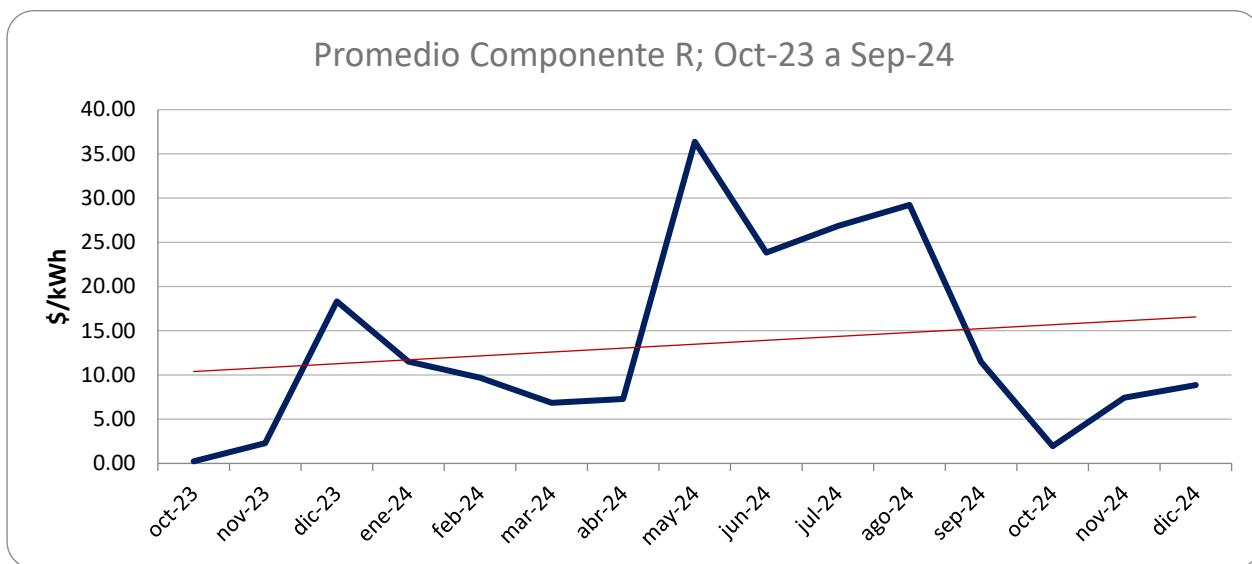
Durante el cuarto trimestre de 2024, PAGUA concentró el 29,59 % de la reconciliación positiva, impulsado por un volumen significativo de energía reconciliada y un precio promedio (1.325,60 \$/kWh) superior al valor de referencia del sistema (1.164,55 \$/kWh). En contraste, San Carlos registró la menor participación (2,92%), pese a exhibir uno de los precios más altos dentro del grupo, debido a su menor volumen efectivo de energía involucrado en la reconciliación.

En general, los recursos con mayor aporte al R (+) presentaron precios promedio superiores al nivel sistémico, lo cual evidencia que su participación está asociada tanto a despachos fuera de mérito derivados de condiciones operativas del STN como al diferencial entre sus precios individuales y el precio promedio aplicado en el proceso de liquidación.

El precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas para este trimestre fue de 1164,55 \$/kWh, presentando un aumento del 37,08% correspondiente a 314,99 \$/kWh respecto del valor del trimestre anterior igual a 849.57 \$/kWh.

En lo que corresponde al componente de Restricciones trasladado a la tarifa, en la Gráfica, se muestran los valores mensuales promedio del componente de todas las empresas comercializadoras de energía eléctrica, a partir del mes de octubre de 2023 a diciembre de 2024, en donde se puede evidenciar que el valor del componente presenta variaciones significativas.

Figura 36. Promedio Componente R 4T 2024 (\$/kWh)



Fuente: Elaboración DTGE 2025- a partir del formato SUI T7

Tabla 46.Promedio componente R 4T 2024

Mes	Promedio Componente R (\$/kWh)
oct-23	0,24
nov-23	2,29
dic-23	18,31
ene-24	11,51
feb-24	9,69
mar-24	6,85
abr-24	7,28
may-24	36,37
jun-24	23,84
jul-24	26,84
ago-24	29,22
sep-24	11,47
oct-24	1,95
nov-24	7,44
dic-24	8,85

Fuente: Formato SUI T7

El componente de Restricciones (R) no se limita exclusivamente a los costos asociados a la generación despachada fuera de mérito económico para resolver congestiones o atender criterios de seguridad operativa del STN. En cumplimiento del marco regulatorio vigente, la CREG ha incorporado dentro de este componente otros conceptos regulados que también hacen parte del Costo de Restricciones del Sistema (CRS) liquidado por el ASIC.

Entre estos conceptos se encuentran mecanismos complementarios diseñados para garantizar la confiabilidad del suministro, tales como la opción del precio de escasez, los ingresos regulados para plantas térmicas respaldadas con Gas Natural Importado (GNI), y otros ajustes definidos en la regulación. Estos cargos, aun cuando no corresponden a restricciones técnicas propiamente dichas, son trasladados al componente R por tratarse de costos sistémicos obligatorios reconocidos en la operación del SIN.

4. TARIFAS APLICADAS

Se relaciona la segmentación de la aplicación de las tarifas:

Tabla 47. Aplicación de Subsidios

Segmento / Usuario	Esquema Tarifario	Subsidios o Contribuciones
Estratos 1 y 2 (residenciales de bajos ingresos)	Tarifa= CU – Subsidio (máximo ajuste según IPC)	No pagan el costo completo: subsidio mayoritario. Tope de ajuste según IPC.
Estrato 3 (residencial)	Tarifa= CU – Subsidio parcial (hasta 15 %)	Subsidio menor que en estratos 1-2.
Estrato 4 (residencial medio)	Tarifa= CU sin subsidio ni contribución	Paga el CU pleno por el servicio.
Estratos 5 y 6 (residenciales, comerciales, industriales)	Tarifa= CU + Contribución (\approx 20 %)	Contribuyen al subsidio de estratos bajos mediante el pago adicional.
Mercado no regulado	Libre negociación (precio spot* o contratos mayoristas)	No aplica subsidio o contribución tarifaria establecida por CREG.

* Es el precio (\$/kWh o \$/MWh), de la energía eléctrica en el mercado mayorista para una hora específica del día, determinado por la oferta y la demanda en tiempo real o en el despacho diario.

* Es el precio al que los agentes (generadores y comercializadores) compran y venden electricidad en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) para cada hora del día siguiente.

* Lo determina el Centro Nacional de Despacho (CND), con base en la oferta de generación y la demanda pronosticada.

La tarifa de energía eléctrica es el resultado de aplicar al Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) los principios del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso (FSSRI) donde, dependiendo del estrato socioeconómico se aplica un subsidio o una contribución. Como resultado de lo anterior, **los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 (usuarios de menores ingresos), reciben subsidios por concepto del FSSRI de hasta el 60%, hasta el 50% y del 15% respectivamente, sobre el Costo Unitario de Prestación del Servicio, aplicables al denominado Consumo de Subsistencia (CS).**

Dicho Consumo de Subsistencia se encuentra definido por la Ley 143 de 1994 como la cantidad mínima de electricidad utilizada en un mes por un usuario típico para satisfacer necesidades básicas que solamente puedan ser satisfechas mediante esta forma de energía final. Al respecto, mediante Resolución UPME 0355/04, se estableció que para alturas mayores a 1000 m s. n. m el valor del CS será de 130 kWh/mes y para alturas menores a 1000 m s. n. m será de 173 kWh/mes.

El valor del porcentaje aplicado a cada estrato es definido por cada empresa respetando los rangos descritos anteriormente y lo estipulado en la **Resolución CREG 003 de 2021**, y solo hasta el consumo de subsistencia (CS), es decir que, si un usuario con derecho al subsidio consumió en el mes un valor por encima del CS, a partir del CS se le cobrará la energía con la tarifa plena correspondiente a la definida para el estrato 4.

Teniendo en cuenta lo anterior, a continuación, se relacionan las tarifas aplicadas para los estratos 1,2 y 3 por los Operadores de Red – Nivel de Tensión- Propiedad de Activos del OR:

Estratos Residenciales

Tabla 48. Tarifas Aplicadas Estratos Residenciales

GRUPO	SIGLA	Promedio Tarifa Aplicada		
		ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3
Grupo 1	AIRE	423,25	529,06	749,80
	CARIBEMAR	456,75	570,93	869,66
	CELSIA COLOMBIA	402,44	503,05	840,86
	EMCALI	382,57	478,22	744,65
	ENEL COLOMBIA	367,84	459,80	729,76
	EPM	382,01	477,52	757,48
	ESSA	399,39	499,24	815,84
Grupo 2	CEDENAR	413,85	517,31	760,02
	CENS	401,84	502,30	823,11
	CEO	430,76	538,45	856,68
	CHEC	412,45	515,57	812,90
	EBSA	392,10	490,12	781,13
	EDEQ	414,02	517,52	845,75
	EEP	413,27	516,59	721,81
	ELECTROHUILA	412,54	515,67	842,84
	EMSA	381,21	476,52	789,98
Grupo 3	CETSA	373,55	466,93	768,25
	DISPAC	403,14	503,92	787,61
	ELECTROCAQUETÁ	422,56	528,20	866,76
	ENELAR	400,19	500,24	850,41
	ENERCA	388,22	485,28	701,22
Grupo 4	EE PUTUMAYO	361,57	451,96	768,34
	EEBP	400,37	500,47	805,62
	EMEVASI	470,58	588,22	907,65
	ENERGUAVIARE	327,59	409,49	696,14
	RUITOQUE	-	-	-

Fuente: Formato SUI T3 2024

Como se mencionó anteriormente, a partir del CS se le cobrará la energía con la tarifa plena correspondiente a la definida para el estrato 4. Se relaciona a continuación la tarifa a aplicada a los usuarios de estrato 4.

Estratos 4 (CU Pleno)

Tabla 49. Tarifas Aplicadas Estrato 4

GRUPO	SIGLA	Promedio de ESTRATO 4
Grupo 1	AIRE	882,12
	CARIBEMAR	1.023,13
	CELSIA COLOMBIA	989,24
	EMCALI	876,05
	ENEL COLOMBIA	858,55
	EPM	843,80
	ESSA	959,82
Grupo 2	CEDENAR	894,14
	CENS	968,37
	CEO	1.007,86
	CHEC	956,35
	EBSA	918,98
	EDEQ	994,99
	EEP	817,31
	ELECTROHUILA	991,57
	EMSA	929,39
Grupo 3	CETSA	903,83
	DISPAC	926,60
	ELECTROCAQUETÁ	1.019,72
	ENELAR	1.000,48
	ENERCA	824,97
Grupo 4	EE PUTUMAYO	-
	EEBP	-
	EMEVASI	-
	ENERGUAVIARE	818,99
	RUITOQUE	946,11

Fuente: Formato SUI T3 2024

Y, finalmente los usuarios de los estratos 5 y 6 (usuarios residenciales de mayores ingresos), así como los usuarios pertenecientes al sector comercial e industrial, pagan una contribución del 20% sobre el Costo Unitario de Prestación del Servicio (Art. 89.1 Ley 142 de 1994), con destino a cubrir los subsidios otorgados a los usuarios de los estratos 1, 2 y 3.

Estratos Comerciales/industriales

Tabla 50. Tarifas Aplicadas Estratos Comerciales/industriales

GRUPO	SIGLA	Promedio Tarifa Aplicada ESTRATO 5, 6, COMERCIAL / INDUSTRIAL
Grupo 1	AIRE	1.058,55
	CARIBEMAR	1.227,76
	CELSIA COLOMBIA	1.187,09
	EMCALI	1.051,27
	ENEL COLOMBIA	1.030,26
	EPM	1.012,55
	ESSA	1.151,78
Grupo 2	CEDENAR	1.072,97
	CENS	1.162,04
	CEO	1.209,43
	CHEC	1.147,62
	EBSA	1.102,77
	EDEQ	1.193,99
	EEP	980,77
	ELECTROHUILA	1.189,89
	EMSA	1.115,26
Grupo 3	CETSA	1.084,59
	DISPAC	-
	ELECTROCAQUETÁ	1.223,67
	ENELAR	1.200,57
	ENERCA	989,96
Grupo 4	EE PUTUMAYO	-
	EEBP	-
	EMEVASI	-
	ENERGUAVIARE	982,78
	RUITOQUE	1.134,88

Fuente: Formato SUI T3 2024

5. ANÁLISIS USUARIOS NO REGULADOS

La Ley 143 de 1994 definió al usuario no regulado como la persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 2 MW por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente.

Por otra parte, la Resolución CREG 131 de 1998 actualizó los límites para considerarse usuario no regulado, el mercado no regulado (NR) está conformado por aquellos usuarios cuya demanda máxima contratada es igual o superior a 0,1 MW, o cuyo consumo mensual supera los 55 MWh, de acuerdo con los criterios establecidos en la regulación vigente. Estos usuarios pueden negociar libremente las condiciones comerciales del suministro de energía, incluyendo precios, volumen, duración del contrato y demás parámetros, mediante acuerdos bilaterales con cualquier comercializador del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

A diferencia del mercado regulado, las tarifas aplicadas a los UNR no son definidas por la CREG, sino que dependen exclusivamente de los términos pactados entre las partes bajo esquemas de competencia. Esto permite que los precios reflejen señales de mercado, componentes de riesgo, perfil de consumo y condiciones específicas de negociación.

Frente a los componentes regulados de la tarifa de energía eléctrica para usuarios no regulados, la Superintendencia vigila que las partes del contrato sólo puedan negociar los componentes de Generación y Comercialización.

Para hacer un análisis de las tarifas aplicadas a los usuarios no regulados, la SSPD realizó la revisión de la información reportada en el SUI con la información por empresa, mercado, sector, usuario y nivel de tensión para el mismo periodo (el nivel de tensión y sector (condición especial)) se obtiene mediante un cruce del NIU del Formato TC2 con el Formato TC1. De acuerdo con la definición del campo 17 (TC2).

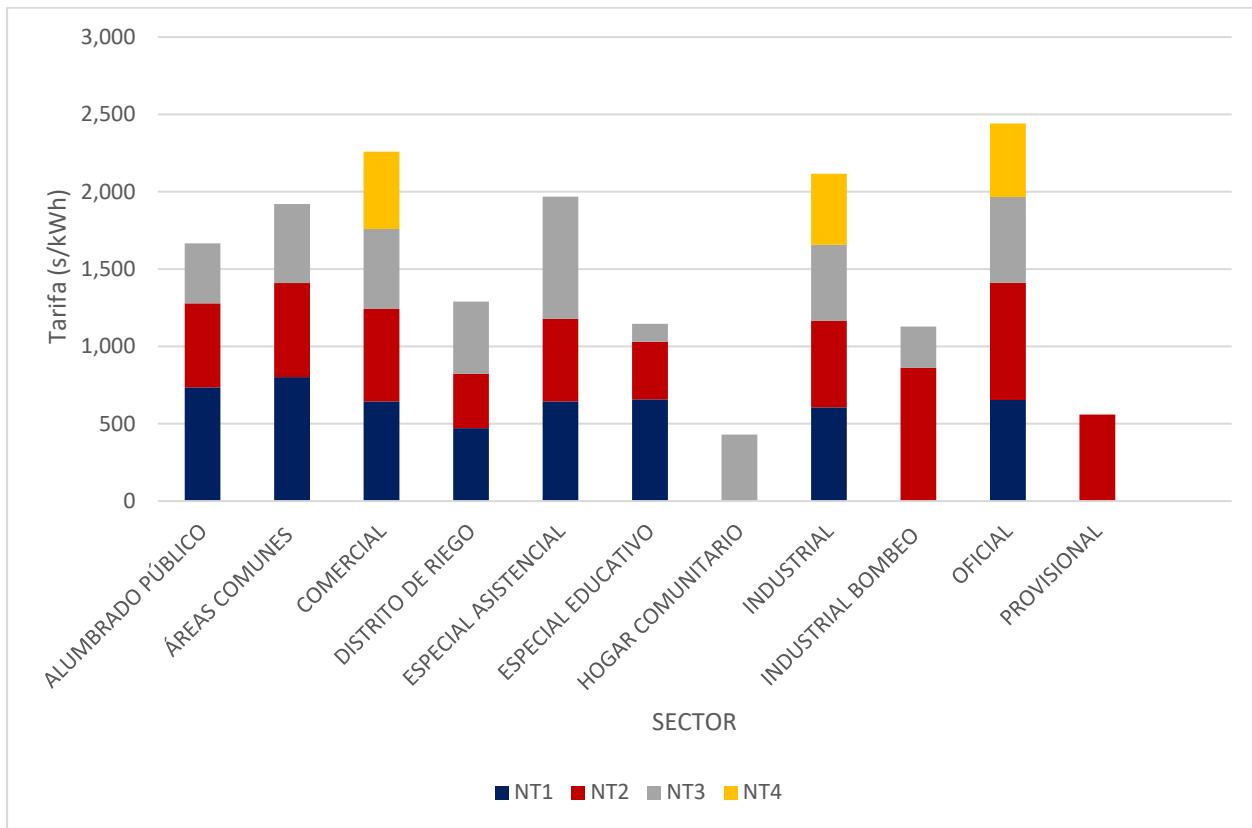
El análisis de la tarifa promedio se realizó con la información reportada por cada una de las empresas el Formato TC2 de la Resolución SSPD 12515 de 2021 para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2024, usando los campos y filtros siguientes:

Resolución SSPD 12515 de 2021

- Campo 1: NIU
- Campo 5: Tipo de factura
- Campo 12: Tipo de Tarifa
- Campo 14: Consumo Usuario (kWh)
- Campo 17: Valor Facturación por Consumo Usuario (\$)
- Campo 45: Tarifa Aplicada (\$/kWh)

Para este cuarto trimestre de 2024, las opciones de estrato utilizadas para el presente informe corresponden a Industrial, Comercial, Oficial, Provisional, Alumbrado Público, Industrial Bombeo, Especial Asistencial, Especial Educativo, Áreas Comunes, Distrito de Riego y Hogar comunitario. Lo anterior, teniendo en cuenta que el análisis realizado por la SSPD corresponde a costos de prestación del servicio y no a tarifas de energía eléctrica, estas últimas dependen de la condición especial que presente el usuario.

Figura 37. Tarifa Usuarios regulados (\$/kWh)



Fuente: Formato SUI TC2, consulta 2025

Del análisis comparativo se observa una marcada heterogeneidad en los valores totales por sector. Esta diferencia responde a la composición y magnitud de los componentes tarifarios NT1–NT4, los cuales representan costos asociados a:

- NT1: Costos del componente de distribución (CD) y parte regulada de comercialización (CRC).
- NT2: Costos de pérdidas reconocidas (PR) e inversión en redes.
- NT3: Costos de restricciones, confiabilidad y componentes específicos según actividad económica.
- NT4: Sobrecostos o cargos adicionales aplicados únicamente a ciertos tipos de usuario según regulación (p. ej., Oficial, Áreas Comunes, Industrial, Comercial).

Este comportamiento permite evidenciar que la variabilidad tarifaria no depende únicamente del consumo, sino de la estructura de costos regulados aplicable a cada categoría.

La tarifa total está altamente influenciada por NT3 y especialmente NT4, lo cual es consistente con la regulación de cargos específicos por sector.

El sector Oficial presenta la tarifa más elevada, debido a una combinación de NT2 alto y un NT4 dominante.

Hogar Comunitario, Provisional y Distrito de Riego presentan las tarifas más bajas, reflejando regímenes tarifarios especiales y la no aplicación de NT4.

La estructura tarifaria muestra coherencia técnica con el marco regulatorio de la CREG y el esquema de reporte T12 del SUI, donde cada componente refleja un costo asociado a la prestación y uso del sistema. El análisis multicomponente evidencia que los sectores no residenciales concentran los mayores cargos, lo que se relaciona con su mayor impacto en el sistema y en los costos totales de operación.

Por otro lado, de analizar para cada nivel de tensión y por ADD, y para efectos del presente documento, la SSPD consulto y analizo la siguiente información:

Tabla 51. Tarifa por tipo de sector en la ADD centro según el nivel de tensión

SECTOR	NT1	NT2	NT3	NT4
Alumbrado Público		589,62		
Áreas Comunes	823,37	566,24	420,91	
Comercial	668,86	609,28	529,23	612,45
Especial Asistencial	741,92	554,42	790,88	
Especial Educativo	657,86	578,95	465,88	
Hogar Comunitario			430,54	
Industrial	587,62	580,68	479,50	476,22
Oficial	702,01	601,93	428,50	

Fuente: Formato SUI TC2, consulta 2025

La ADD Centro presenta una estructura tarifaria relativamente balanceada, con presencia de valores en NT2 y NT3 para la mayoría de sectores, y una participación limitada de NT4, concentrada únicamente en los sectores Comercial e Industrial. Esto genera una dispersión tarifaria moderada, donde los mayores valores se observan en:

- NT3 del sector Especial Asistencial, que constituye el componente más alto de la ADD.
- NT4 de los sectores Comercial e Industrial, los únicos con impacto desde este nivel de tensión.

La distribución evidenciada sugiere que la ADD Centro mantiene un comportamiento tarifario estable, con variaciones sectoriales atribuidas principalmente a los costos de media tensión (NT2–NT3), y un impacto acotado del NT4 debido a su baja presencia en la estructura general.

Tabla 52. Tarifa por tipo de sector en la ADD occidente según el nivel de tensión

SECTOR	NT1	NT2	NT3	NT4
Alumbrado Público	751,15	588,17		
Áreas Comunes		740,43		
Comercial	682,48	604,47	510,97	407,11
Especial Asistencial	771,48	641,24		
Especial Educativo		449,61		
Industrial	430,19	414,47	439,83	437,12
Oficial	493,33	654,05	478,11	

Fuente: Formato SUI TC2, consulta 2025

La ADD Occidente evidencia una estructura tarifaria con valores diferenciados entre sectores, especialmente por la presencia variada de NT1 y NT2. El NT3 actúa como componente intermedio con cargas moderadas, mientras que el NT4 tiene participación limitada pero significativa en sectores como Comercial e Industrial. La dispersión tarifaria se explica por la heterogeneidad en el uso de redes y niveles de tensión, generando un perfil tarifario diversificado dentro del área.

Tabla 53. Tarifa por tipo de sector en la ADD oriente según el nivel de tensión

SECTOR	NT1	NT2	NT3	NT4
Alumbrado Público		593,27		
Áreas Comunes	714,67	530,75	459,31	
Comercial	666,21	641,05	523,47	
Distrito de Riego	471,77	324,83	388,08	
Especial Asistencial	591,51	577,51		
Especial Educativo		599,02		
Industrial	704,71	631,38	541,76	490,54
Industrial Bombeo			266,67	
Oficial		1.111,56	513,78	612,08

Fuente: Formato SUI TC2, consulta 2025

La ADD Oriente muestra una estructura tarifaria marcadamente heterogénea, con participación amplia en NT1–NT3 y una presencia puntual de NT4. Se destacan valores elevados en NT2 y NT3 para sectores como Oficial e Industrial, que concentran la mayor proporción de costos. La composición tarifaria refleja fuertes variaciones derivadas de la asignación de costos por nivel de tensión, generando diferencias notables entre sectores y reforzando un comportamiento tarifario con mayor dispersión en esta ADD.

Tabla 54. Tarifa por tipo de sector en la ADD sur según el nivel de tensión

SECTOR	NT1	NT2	NT3	NT4
Alumbrado Público		896,99		
Áreas Comunes			669,81	
Comercial	823,85	613,29	526,17	
Industrial	1.100,65	863,53	658,74	719,51
Oficial		393,31	387,71	

Fuente: Formato SUI TC2, consulta 2025

La ADD Sur presenta la mayor carga tarifaria total combinada (NT1–NT4), debido a la estructura de costos del sector Industrial, que exhibe valores altos en casi todos los niveles de tensión. La presencia de cargas significativas en NT2 y NT3 incrementa el CU total, mientras que el NT4 complementa una estructura tarifaria robusta y altamente costosa. Esto evidencia costos del sistema elevados y una mayor incidencia de componentes complementarios dentro de esta área.

Tabla 55. Tarifa por tipo de sector sin ADD según el nivel de tensión

SECTOR	NT1	NT2	NT3	NT4
Alumbrado Público	583,45	209,67	388,26	
Áreas Comunes		676,65	503,42	
Comercial	181,96	551,23	488,56	560,50
Distrito de Riego		550,89	632,95	
Especial Asistencial		-		
Especial Educativo		-	-	
Industrial	743,85	567,05	512,50	67,46
Industrial Bombeo		861,53		
Oficial	697,33	650,70	705,27	437,63
Provisional		559,19		

Fuente: Formato SUI TC2, consulta 2025

La categoría Sin ADD presenta una estructura tarifaria altamente diferenciada entre sectores, con variabilidad amplia en NT1–NT3 y un NT4 que actúa como el principal factor de diferenciación tarifaria. Los sectores Comercial y Oficial registran valores elevados en NT4, mientras que el sector Industrial presenta un NT4 extremadamente bajo, lo que modifica sustancialmente la carga tarifaria relativa entre sectores. La heterogeneidad entre niveles de tensión genera diferencias marcadas en el CU final de esta categoría.

6. ESTADO DE REPORTE DE LA INFORMACIÓN

Se relaciona a continuación el estado de reporte de la información antes el SUI para los formatos tarifarios –comerciales durante el periodo de octubre, noviembre y diciembre de 2024.

Tabla 56. Estado Reporte de la Información Formato TC1

TC1. Inventario de Usuarios	CERTIFICADO	PENDIENTE
AIRE	100,00%	0,00%
CARIBEMAR	100,00%	0,00%
CEDENAR	100,00%	0,00%
CELSIA COLOMBIA	100,00%	0,00%
CENS	100,00%	0,00%
CEO	100,00%	0,00%
CETSA	100,00%	0,00%
CHEC	100,00%	0,00%
DISPAC	100,00%	0,00%
EBSA	100,00%	0,00%
EDEQ	100,00%	0,00%
EE PUTUMAYO	100,00%	0,00%
EEBP	100,00%	0,00%
EEP	100,00%	0,00%
ELECTROCAQUETÁ	100,00%	0,00%
ELECTROHUILA	100,00%	0,00%
EMCALI	100,00%	0,00%

TC1. Inventario de Usuarios	CERTIFICADO	PENDIENTE
EMEESA	100,00%	0,00%
EMEVASI	0,00%	100,00%
EMSA	100,00%	0,00%
ENEL COLOMBIA	100,00%	0,00%
ENELAR	100,00%	0,00%
ENERCA	100,00%	0,00%
ENERGUAVIARE	100,00%	0,00%
EPM	100,00%	0,00%
ESSA	100,00%	0,00%
RUITOQUE	100,00%	0,00%

Tabla 57. Estado Reporte de la Información Formato TC2

TC2. Facturación de Usuarios	CERTIFICADO	PENDIENTE
AIRE	66,67%	33,33%
ASC INGENIERIA	100,00%	0,00%
BIA ENERGY	100,00%	0,00%
CARIBEMAR	100,00%	0,00%
CEDENAR	100,00%	0,00%
CELSIA COLOMBIA	100,00%	0,00%
CENS	100,00%	0,00%
CEO	100,00%	0,00%
CETSA	100,00%	0,00%
CHEC	100,00%	0,00%
DISPAC	100,00%	0,00%
EBSA	100,00%	0,00%
EDEQ	100,00%	0,00%
EE PUTUMAYO	100,00%	0,00%
EEBP	100,00%	0,00%
EEP	0,00%	100,00%
ELECTROCAQUETÁ	100,00%	0,00%
ELECTROHUILA	100,00%	0,00%
EMCALI	100,00%	0,00%
EMEESA	100,00%	0,00%
EMEVASI	0,00%	100,00%
EMSA	100,00%	0,00%
ENEL COLOMBIA	100,00%	0,00%
Enel X Colombia	100,00%	0,00%
ENELAR	33,33%	66,67%
ENERBIT	100,00%	0,00%
ENERCA	100,00%	0,00%
ENERGUAVIARE	100,00%	0,00%
ENERTOTAL	0,00%	100,00%
EPM	100,00%	0,00%
ESSA	100,00%	0,00%
PEESA	66,67%	33,33%
QI ENERGY	100,00%	0,00%

TC2. Facturación de Usuarios	CERTIFICADO	PENDIENTE
RUITOQUE	100,00%	0,00%
VATIA	100,00%	0,00%

Tabla 58. Estado Reporte de la Información Formato TC3

TC3. Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores	CERTIFICADO	PENDIENTE
AIRE	66,67%	33,33%
CARIBEMAR	100,00%	0,00%
CEDENAR	100,00%	0,00%
CELSIA COLOMBIA	100,00%	0,00%
CENS	100,00%	0,00%
CEO	100,00%	0,00%
CETSA	100,00%	0,00%
CHEC	100,00%	0,00%
DISPAC	100,00%	0,00%
EBSA	100,00%	0,00%
EDEQ	100,00%	0,00%
EE PUTUMAYO	100,00%	0,00%
EEBP	100,00%	0,00%
EEP	100,00%	0,00%
ELECTROCAQUETÁ	100,00%	0,00%
ELECTROHUILA	100,00%	0,00%
EMCALI	100,00%	0,00%
EMEESA	100,00%	0,00%
EMEVASI	100,00%	0,00%
EMSA	100,00%	0,00%
ENEL COLOMBIA	100,00%	0,00%
ENELAR	100,00%	0,00%
ENERCA	100,00%	0,00%
ENERGUAVIARE	100,00%	0,00%
EPM	100,00%	0,00%
ESSA	100,00%	0,00%
RUITOQUE	100,00%	0,00%

Tabla 59. Estado Reporte de la Información Formato T3

T3. Tarifas Publicadas	OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente
AIRE	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ASC INGENIERIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
BIA ENERGY	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CARIBEMAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%

T3. Tarifas Publicadas	OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente
CEDENAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CELSIA COLOMBIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CENS	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CEO	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CETSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CHEC	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
DISPAC	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EBSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EDEQ	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EE PUTUMAYO	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EEBP	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EEP	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ELECTROCAQUETÁ	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ELECTROHUILA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMCALI	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMEESA	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%
EMEVASI	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENEL COLOMBIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
Enel X Colombia	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENELAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERBIT	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERCA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERGUAVIARE	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERTOTAL	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EPM	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ESSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
PEESA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
QI ENERGY	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
RUITOQUE	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
VATIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%

Tabla 60. Estado Reporte de la Información Formato T6

T6.Opción Tarifaria	OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente
DISPAC	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMEVASI	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENELAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERGUAVIARE			100,00%	0,00%	100,00%	0,00%

T6.Opción Tarifaria	OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente
RUITOQUE	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%

Tabla 61. Estado Reporte de la Información Formato T7

T7. Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 - UR	OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente
AIRE	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ASC INGENIERIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
BIA ENERGY	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CARIBEMAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CEDENAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CELSIA COLOMBIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CENS	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CEO	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CETSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CHEC	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
DISPAC	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EBSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EDEQ	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EE PUTUMAYO	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EEBP	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EEP	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ELECTROCAQUETÁ	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ELECTROHUILA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMCALI	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMEVASI	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENEL COLOMBIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
Enel X Colombia	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENELAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERBIT	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERCA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERGUAVIARE	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERTOTAL	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EPM	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ESSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
PEESA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
QI ENERGY	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
RUITOQUE	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%

T7. Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 - UR	OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente
VATIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%

Tabla 62. Estado Reporte de la Información Formato T9

T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente
AIRE	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ASC INGENIERIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
BIA ENERGY	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CARIBEMAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CEDENAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CELSIA COLOMBIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CENS	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CEO	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CETSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
CHEC	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
DISPAC	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EBSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EDEQ	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EE PUTUMAYO	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EEBP	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EEP	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ELECTROCAQUETÁ	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ELECTROHUILA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMCALI	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMEVASI	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EMSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENEL COLOMBIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
Enel X Colombia	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENELAR	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERBIT	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERCA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERGUAVIARE	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ENERTOTAL	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
EPM	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
ESSA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
PEESA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
QI ENERGY	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%
RUITOQUE	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%

T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente	Certificado	Pendiente
VATIA	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%

7. GLOSARIO

- **Área de Distribución (ADD):** Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley.
- **ASIC:** Entidad encargada del registro de fronteras comerciales y de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos y transacciones de energía en la bolsa, para generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; y del cumplimiento de las tareas necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), de acuerdo con la Regulación vigente.
- **Comercialización de energía eléctrica:** Actividad consistente en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales, conforme a lo señalado en el artículo 1 de la Resolución CREG 024 de 1994.
- **Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU):** Es el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh) y en pesos por factura que resulta de aplicar la fórmula tarifaria general establecida en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique, y que corresponde a la suma de los costos eficientes de cada una de las actividades de la cadena eléctrica.
- **CPROG:** Variable que remunera los planes de reducción y mantenimiento de pérdidas de energía de un OR. Cargo en \$/kWh por concepto del plan, del mercado de comercialización j, aplicable en el mes m.
- **CREG:** La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), es una Unidad Administrativa Especial, con autonomía administrativa, técnica y financiera, sin personería jurídica, adscrita al Ministerio de Minas y Energía. Tiene por objeto regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abusos de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad.
- **DtUN:** Cargo por Uso Único del Nivel de Tensión n aplicado en el mes m en el ADD a.
- **FOES:** El Fondo de Energía Social – FOES – Creado mediante el artículo 118 de la Ley 812 de 2003, lo definió como fondo especial del orden nacional, financiado con los recursos provenientes del ochenta por ciento (80%) de las rentas de congestión calculadas por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, como producto de las exportaciones de energía eléctrica a los países vecinos dentro de los Convenios de la Comunidad Andina de Naciones.
- **LAC:** Entidad encargada de la liquidación y administración de cuentas de los cargos por uso de las redes del SIN que le sean asignadas y de calcular el ingreso regulado de los transportadores, de acuerdo con las disposiciones contenidas en la regulación vigente.

- **Mercado de comercialización:** Conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo STR y/o SDL, servido por un mismo OR. También hacen parte del mercado de comercialización los usuarios conectados directamente al STN del área de influencia del respectivo OR, así como los usuarios conectados a activos de un TR dentro de esta misma área.
- **Nivel de Tensión:** Los STR y SDL se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:
 - **Nivel 4:** sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.
 - **Nivel 3:** sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.
 - **Nivel 2:** sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
 - **Nivel 1:** sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.
- **Operador de Red (OR):** Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen cargos por uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una empresa de servicios públicos domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite cargos por uso corresponde a un municipio
- **SIN:** Sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios, según lo previsto por el artículo 11 de la Ley 143 de 1994. (Fuente: Resolución CREG-042-1999; Art. 1)
- **Sistema de Distribución Local (SDL):** Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en los niveles de tensión 3, 2 y 1 y son utilizados para la prestación del servicio en un mercado de comercialización.
- **Sistema de Transmisión Nacional (STN):** es el sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión.
- **Sistema de Transmisión Regional (STR):** Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del OR o el TR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más OR o TR.
- **Sistema Único de Información (SUI):** El Sistema Único de Información – SUI – es el sistema oficial del sector de servicios públicos domiciliarios del país que recoge, almacena, procesa y publica información reportada por parte de las empresas prestadoras y entidades territoriales.
- **Tarifa de Energía Eléctrica:** Es el valor resultante de aplicar al Costo Unitario de Prestación del Servicio el factor de subsidio o contribución autorizado legalmente. En el caso de los usuarios de estrato

4 y/o usuarios no residenciales que no son beneficiarios de subsidio, ni están sujetos al pago de contribución, la tarifa corresponde al Costo Unitario de Prestación del Servicio.

- **Usuario no regulado:** Para todos los efectos regulatorios, es una persona natural o jurídica con una demanda máxima superior a un valor en MW o a un consumo mensual mínimo de energía en MWh, definidos por la Comisión, por instalación legalizada, a partir de la cual no utiliza redes públicas de transporte de energía eléctrica y la utiliza en un mismo predio o en predios contiguos. Sus compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor.
- **Usuario regulado:** Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

BOLETÍN TARIFARIO

OCTUBRE - DICIEMBRE

2024