

Diagnóstico sobre el estado de la medición individual de **Energía Eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional** 2023

Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible
Dirección Técnica de Gestión de Energía
OCTUBRE 2024





Omar Camilo López López

Director técnico de gestión de energía

Nelson Yesid González Castro

Coordinador Grupo de Gestión Comercial en el Sistema Interconectado Nacional

ELABORÓ

Nelson Yesid González Castro

Coordinador Grupo de Gestión Comercial en el Sistema Interconectado Nacional

Christian Andrés Alarcón Guevara

Contratista

Fecha de publicación: octubre de 2024



CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	14
1 ACTUALIDAD NORMATIVA	16
1.1 NORMATIVIDAD REFERENTE A LA MEDICIÓN.....	16
1.2 DEL CAMBIO DE MEDIDOR.....	21
1.2.1 Cambio de medidor por mal funcionamiento.....	22
1.2.2 Cambio de medidor por mejora tecnológica.....	26
1.2.3 Cambio de medidor dentro de la Infraestructura de Medición Avanzada.....	27
1.3 DE LA SUSPENSIÓN Y RECONEXIÓN DEL SERVICIO	34
1.4 DE LOS COBROS POR SUSPENSIÓN Y RECONEXIÓN	37
1.5 PROCESO DE RECLAMACIÓN	43
2 ANTECEDENTES Y METODOLOGÍA	46
2.1 PRINCIPALES INDICADORES DEL DIAGNÓSTICO DE MEDICIÓN 2022	46
2.1.1 Reportes al SUI.....	47
2.1.2 Antecedentes de estimación del consumo.....	48
2.1.3 Usuarios sin medidor	48
2.1.4 PQR	49
2.1.5 Medición prepago	49
2.2 METODOLOGÍA Y ANÁLISIS DEL DIAGNÓSTICO DE MEDICIÓN 2023.....	50
2.3 DEFINICIONES.....	51



3	DIAGNÓSTICO DE MEDICIÓN – 2023.....	57
3.1	Novedades con la información reportada por los prestadores al SUI.....	57
3.2	Medición del consumo facturado.....	61
3.3	Análisis de la estimación de consumo.....	73
3.3.1	Datos de estimación por estrato.....	81
3.4	Suscriptores sin medidor.....	89
3.5	Análisis del consumo de energía en el país.....	93
3.5.1	Comportamiento del consumo facturado en el estrato 1.....	93
3.5.2	Comportamiento del consumo facturado en el estrato 2.....	99
3.5.3	Comportamiento del consumo facturado en el estrato 3.....	103
3.5.4	Comportamiento del consumo facturado en el estrato 4.....	107
3.5.5	Comportamiento del consumo facturado en el estrato 5.....	111
3.5.6	Comportamiento del consumo facturado en el estrato 6.....	115
3.5.7	Comportamiento del consumo facturado para el Sector Comercial.....	120
3.5.8	Análisis del consumo de los usuarios residenciales por empresa.....	123
3.6	Reportes mensuales de tipo de medidor.....	141
3.7	Peticiones, quejas y reclamos (PQR) por concepto de medición.....	147
3.8	Fallas en los equipos de medida.....	152
3.8.1	Tipos de falla en los elementos del sistema de medición.....	154
3.8.2	Fallas en los elementos del sistema de medición.....	155
3.9	Fronteras comerciales.....	157



3.9.1	Fallas en las fronteras con reporte al ASIC.....	157
3.9.2	Cancelaciones de fronteras comerciales	159
3.10	Avance de la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en Colombia.....	161
3.10.1	Clasificación de AMI en Colombia	167
3.11	Prestación del servicio en áreas especiales.....	171
3.11.1	Medición prepago	177
3.12	Usuarios AGPE	180
4	SERVICIOS ADICIONALES.....	183
4.1	Precio de equipos de medida	183
4.2	Calibración de equipos de medida	187
4.3	Reconexión del servicio.....	190
4.4	Suspensión del servicio.....	192
4.5	Revisión e inspección de equipos de medida.....	194
4.5.1	Revisión de la instalación eléctrica	194
4.5.2	Revisión del equipo de medida.....	196
5	INFRAESTRUCTURA PARA LA REVISIÓN DE MEDIDORES.....	200
5.1	Laboratorios de calibración.....	200
5.2	Laboratorios de ensayo	202
6	Conclusiones.....	204
7	Recomendaciones.....	207



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. <i>Distribución de usuarios en el SIN para el año 2023</i>	63
Figura 2. <i>Distribución de los medidores en el SIN</i>	65
Figura 3. <i>Reporte mensual por tipo de medidor nivel país - 2023</i>	67
Figura 4. <i>Distribución porcentual de usuarios según estrato/sector - 2023</i>	68
Figura 5. <i>Porcentaje de tipo de lectura por periodo – 2023</i>	72
Figura 6. <i>Número total de periodos estimados en 2023</i>	75
Figura 7. <i>Estimación del consumo por cada 100 000 usuarios – 2023</i>	76
Figura 8. <i>Comparación mensual de estimación entre las 10 empresas con mayor indicador - 2023</i>	81
Figura 9. <i>Estimación mensual para el estrato 1 – 2023</i>	82
Figura 10. <i>Estimación mensual para el estrato 2 – 2023</i>	84
Figura 11. <i>Estimación mensual para el estrato 3 – 2023</i>	85
Figura 12. <i>Estimación mensual para el estrato 4 – 2023</i>	87
Figura 13. <i>Estimación mensual para el estrato 5 – 2023</i>	88
Figura 14. <i>Estimación mensual para el estrato 6 – 2023</i>	88
Figura 15. <i>Mapa de ubicación de los usuarios sin medidor – 2023</i>	91
Figura 16. <i>Distribución de usuarios sin medidor por empresa y municipio– 2023</i>	92
Figura 17. <i>Consumo usuarios estrato 1 por periodo – 2023</i>	94



Figura 18. Consumo usuarios estrato 1 por periodo sin outliers – 2023.....	95
Figura 19. Gráfica de densidad de usuarios del estrato 1 – 2023	96
Figura 20. Consumo 86% usuarios estrato 1 – 2023.....	97
Figura 21. Distribución del consumo por municipio y empresa para el estrato 1.....	99
Figura 22. Consumo usuarios estrato 2 por periodo sin outliers – 2023.....	100
Figura 23. Gráfica de densidad de usuarios del estrato 2 – 2023	101
Figura 24. Consumo 82% usuarios estrato 2 – 2023.....	102
Figura 25. Distribución del consumo por municipio y empresa para el estrato 2.....	103
Figura 26. Consumo usuarios estrato 3 por periodo sin outliers – 2023.....	104
Figura 27. Gráfica de densidad de usuarios del estrato 3 – 2023	105
Figura 28. Consumo 80% usuarios estrato 3 – 2023.....	106
Figura 29. Distribución del consumo por municipio y empresa para el estrato 3.....	107
Figura 30. Consumo usuarios estrato 4 por periodo sin outliers – 2023.....	108
Figura 31. Gráfica de densidad de usuarios del estrato 4 – 2023	109
Figura 32. Consumo 83% usuarios estrato 4 – 2023.....	110
Figura 33. Distribución del consumo por municipio y empresa para el estrato 4.....	111
Figura 34. Consumo usuarios estrato 5 por periodo sin outliers – 2023.....	112
Figura 35. Gráfica de densidad de usuarios del estrato 5 – 2023	113
Figura 36. Consumo 79% usuarios estrato 5 – 2023.....	113
Figura 37. Distribución del consumo por municipio y empresa para el estrato 5.....	115
Figura 38. Consumo usuarios estrato 6 por periodo sin outliers – 2023.....	116



Figura 39. <i>Gráfica de densidad de usuarios del estrato 6 – 2023.</i>	117
Figura 40. <i>Consumo 80% usuarios estrato 6 – 2023.</i>	118
Figura 41. <i>Distribución del consumo por municipio y empresa para el estrato 6.</i>	119
Figura 42. <i>Consumo usuarios sector comercial por periodo – 2023.</i>	120
Figura 43. <i>Consumo usuarios sector comercial por periodo sin outliers – 2023.</i>	121
Figura 44. <i>Gráfica de densidad de usuarios del sector comercial – 2023</i>	122
Figura 45. <i>Consumo usuarios estrato 1 sin outliers – Enel Colombia – 2023.</i>	124
Figura 46. <i>Consumo usuarios estrato 2 sin outliers – Enel Colombia – 2023.</i>	125
Figura 47. <i>Consumo usuarios estrato 3 sin outliers – Enel Colombia – 2023.</i>	126
Figura 48. <i>Consumo usuarios estrato 4 sin outliers – Enel Colombia – 2023.</i>	127
Figura 49. <i>Consumo usuarios estrato 5 sin outliers – Enel Colombia – 2023.</i>	128
Figura 50. <i>Consumo usuarios estrato 6 sin outliers – Enel Colombia – 2023.</i>	128
Figura 51. <i>Consumo usuarios estrato 1 sin outliers – AIR-E – 2023</i>	129
Figura 52. <i>Gráfica de densidad de consumo usuarios estrato 1 AIR-E – 2023</i>	130
Figura 53. <i>Consumo usuarios estrato 2 sin outliers – AIR-E – 2023</i>	131
Figura 54. <i>Gráfica de densidad de consumo usuarios estrato 1 AIR-E – 2023</i>	132
Figura 55. <i>Consumo usuarios estrato 3 sin outliers – AIR-E – 2023</i>	133
Figura 56. <i>Gráfica de densidad de consumo usuarios estrato 3 AIR-E – 2023</i>	134
Figura 57. <i>Consumo usuarios estrato 4 sin outliers – AIR-E – 2023</i>	134
Figura 58. <i>Gráfica de densidad de consumo usuarios estrato 4 AIR-E – 2023</i>	135
Figura 59. <i>Consumo usuarios estrato 5 sin outliers – AIR-E – 2023</i>	136



Figura 60. Consumo usuarios estrato 6 sin outliers – AIR-E – 2023	137
Figura 61. Consumo usuarios estrato 1 sin outliers – EMCALI– 2023	137
Figura 62. Consumo usuarios estrato 2 sin outliers – EMCALI– 2023	138
Figura 63. Consumo usuarios estrato 3 sin outliers – EMCALI– 2023	139
Figura 64. Consumo usuarios estrato 4 sin outliers – EMCALI– 2023	140
Figura 65. Consumo usuarios estrato 5 sin outliers – EMCALI– 2023	140
Figura 66. Consumo usuarios estrato 6 sin outliers – EMCALI– 2023	141
Figura 67. Reporte mensual de PQR por conceptos de medición – 2032	148
Figura 68. Número de fallas por tipo de frontera	157
Figura 69. Número de cancelaciones por tipo de frontera – 2023	160
Figura 70. Mapa de ubicación de usuarios con medición inteligente – 2023.....	169
Figura 71. Distribución por empresa y municipio de los usuarios con medición inteligente 2023.....	170
Figura 72. Número de usuarios en áreas especiales	172
Figura 73. Distribución de usuarios en ARMD en Colombia.....	173
Figura 74. Distribución de usuarios en ARMD por empresa y municipio – 2023.....	174
Figura 75. Distribución de usuarios en BS en Colombia.....	175
Figura 76. Distribución de usuarios en BS por empresa y municipio – 2023.....	176
Figura 77. Distribución de usuarios en ZDG en Colombia.....	176
Figura 78. Distribución de usuarios en ZDG por empresa y municipio – 2023.....	177
Figura 79. Distribución de medición prepago por estrato/sector – 2022.....	179



Figura 80. <i>Evolución usuarios AGPE 2021-2023</i>	181
Figura 81. <i>Mapa de distribución de usuarios AGPE – 2023</i>	182
Figura 82. <i>Precios de medidores de energía eléctrica – 2023</i>	184
Figura 83. <i>Precios de calibración de medidores de energía – 2023</i>	187
Figura 84. <i>Precios de la reconexión del servicio – 2023</i>	190
Figura 85. <i>Precios por suspensión del servicio – 2023</i>	193
Figura 86. <i>Precios por revisión de la instalación eléctrica – 2023</i>	195
Figura 87. <i>Precios por revisión del equipo de medida – 2023</i>	197



LISTA DE TABLAS

Tabla 1. <i>Legislación aplicable a la medición de energía en el SIN</i>	17
Tabla 2. <i>Regulación CREG aplicable a la medición de energía eléctrica en el SIN</i>	18
Tabla 3. <i>Decretos MME aplicables a la implementación de medición de energía</i>	19
Tabla 4. <i>Conceptos SSPD sobre cambio de medidor.</i>	19
Tabla 5. <i>Costos de las actividades relacionadas a la conexión.</i>	42
Tabla 6. <i>Formatos TC1 pendientes de certificar para el año 2022</i>	47
Tabla 7. <i>Formatos TC2 pendientes de certificar para el año 2022</i>	47
Tabla 8. <i>Porcentajes de estimación del consumo en el SIN</i>	48
Tabla 9. <i>Porcentajes de usuarios sin medidor en el SIN</i>	48
Tabla 10. <i>Reporte histórico de PQR en el SIN</i>	49
Tabla 11. <i>Formatos TC1 pendientes de certificar para el año 2023</i>	57
Tabla 12. <i>Formatos TC2 pendientes de certificar para el año 2023</i>	58
Tabla 13. <i>Número de reportes inconsistentes por empresa por tipo de medidor</i>	59
Tabla 14. <i>Reportes inconsistentes con relación al tipo de medidor</i>	60
Tabla 15. <i>Número de reportes inconsistentes por empresa por tipo de lectura</i>	60
Tabla 16. <i>Reportes inconsistentes por periodo con relación al «tipo de lectura»</i>	61
Tabla 17. <i>Comparación del porcentaje de distribución de medidores entre 2022 y 2023</i> ..	66
Tabla 18. <i>Reporte mensual por tipo de medidor – ENEL Colombia – 2023</i>	67
Tabla 19. <i>Distribución porcentual de medidores por estrato/sector – 2023</i>	69



Tabla 20. <i>Distribución de tipo de medidor por empresa – diciembre de 2023</i>	70
Tabla 21. <i>Comparación entre las estimaciones por cada 100 000 usuarios para los años 2022 y 2023</i>	77
Tabla 22. <i>Usuarios sin medidor por empresa</i>	89
Tabla 23. <i>Información estadística para cada uno de los estratos a nivel país</i>	119
Tabla 24. <i>Tipos de medidor – Formato TC2</i>	142
Tabla 25. <i>Cambios de medidor Enel Colombia – 2023</i>	142
Tabla 26. <i>Cambios de medidor AIR-E – 2023</i>	143
Tabla 27. <i>Cambios de medidor Afinia – 2022</i>	144
Tabla 28. <i>Cambios de medidor Emcali – 2022</i>	145
Tabla 29. <i>Cambios de medidor Energía de Pereira – 2022</i>	145
Tabla 30. <i>Cambios de Medidor EBSA – 2022</i>	145
Tabla 31. <i>Comparación de PQR relacionadas a medición para 2021 y 2022</i>	149
Tabla 32. <i>Total de PQR por empresa – 2022</i>	150
Tabla 33. <i>Total de tipos de fallas por empresa – 2023</i>	154
Tabla 34. <i>Total de fallas en elementos del sistema de medición</i>	156
Tabla 35. <i>Número de fallas de fronteras con reporte al ASIC por empresa</i>	158
Tabla 36. <i>Número de fallas por tipo de elemento</i>	158
Tabla 37. <i>Causa de las cancelaciones de fronteras</i>	160
Tabla 38. <i>Número de cancelaciones de fronteras comerciales por empresa 2023</i>	161
Tabla 39. <i>Usuarios con medición inteligente AMI por estrato sector por empresa – 2023</i>	167



Tabla 40. <i>Comparación usuarios en áreas especiales 2022 y 2023</i>	172
Tabla 41. <i>Usuarios con medición prepago por empresa – 2023</i>	178
Tabla 42. <i>Reporte de usuarios AGPE por empresa para 2023</i>	180
Tabla 43. <i>Precios promedio por tipo de medidor – 2023</i>	185
Tabla 44. <i>Precios promedio para la actividad de calibración – 2023</i>	189
Tabla 45. <i>Precios promedio de la reconexión del servicio – 2023</i>	191
Tabla 46. <i>Precios promedio de la suspensión del servicio – 2023</i>	193
Tabla 47. <i>Precios promedio de la revisión de la instalación – 2023</i>	195
Tabla 48. <i>Precios promedio de la revisión del equipo de medida – 2023</i>	197
Tabla 49. <i>Laboratorios de Calibración con acreditación del ONAC</i>	201
Tabla 50. <i>Laboratorios de ensayo acreditados por el ONAC</i>	203
Tabla 51. <i>Siglas de las empresas</i>	209
Tabla 52. <i>Precios de medidores de energía eléctrica por prestador – 2023</i>	210
Tabla 53. <i>Precios de calibración de medidores de energía eléctrica – 2023</i>	210
Tabla 54. <i>Precios de reconexión del servicio de energía eléctrica – 2023</i>	211
Tabla 55. <i>Precios de suspensión del servicio de energía eléctrica – 2023</i>	212
Tabla 56. <i>Precios de revisión de la instalación eléctrica – 2022</i>	212
Tabla 57. <i>Precios de la revisión del equipo de medida – 2022</i>	213
Tabla 58. <i>Estimación del consumo de Afinia – 2023</i>	214
Tabla 59. <i>Estimación del consumo de AIR-E – 2023</i>	217
Tabla 60. <i>Estimación del consumo de ESSA – 2023</i>	219



Tabla 61. <i>Estimación del consumo de Cedenar – 2023</i>	222
Tabla 62. <i>Estimación del consumo de CELSIA – 2023</i>	224
Tabla 63. <i>Estimación del consumo para EMCALI – 2023</i>	226
Tabla 64. <i>Estimación del consumo de ENEL Colombia – 2023</i>	226
Tabla 65. <i>Estimación del consumo de EPM – 2023</i>	230
Tabla 66. <i>Estimación del consumo de DISPAC – 2023</i>	233
Tabla 67. <i>Estimación del consumo de CEO – 2023</i>	234



INTRODUCCIÓN

La Dirección Técnica de Gestión de Energía (DTGE) de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), presenta el *Diagnóstico del Estado de la Medición Individual en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)*, correspondiente al año 2023, elaborado por la Dirección Técnica de Gestión de Energía (DTGE), resultado de las acciones de vigilancia adelantadas por la Superservicios a través de la DTGE. Este documento que se constituye en una valiosa herramienta para monitorear la evolución de la medición individual en el SIN e identificar áreas de mejora, sin descartar las acciones de inspección, vigilancia y control, propias de la SSPD.

Este Informe se viene consolidando y presentando al público, anualmente, desde el año 2020, y tiene como objetivo hacer seguimiento al estado y condición de la medición, tanto a nivel de infraestructura como de procesos.

Tanto en sus versiones anteriores como en ésta, en el Informe se ha analizado y diagnosticado entre otros temas, los siguientes:

- Avances de la normativa relacionada
- Principales indicadores de micro y macromedición
- Medición según los tipos de lectura
- Fallas en los componentes que comprenden el sistema de medición
- Niveles de reclamación de los usuarios sobre aspectos relacionados a la medición
- Avances en el despliegue de la infraestructura de medición avanzada

Los informes también incluyen información sobre las reclamaciones de usuarios, el comportamiento de otros cobros asociados a la conexión del servicio de energía que no se encuentran regulados¹; y las mejoras que las empresas prestadoras han realizado en sus procesos de revisión, instalación y/o reemplazo de medidores (con énfasis en la

¹ Actividades contempladas en la Resolución CREG 225 de 1997.



implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada [AMI, por sus siglas en inglés]).

En ejercicio de las acciones de inspección y vigilancia, la DTGE solicitó a los agentes comercializadores del servicio público de energía eléctrica en el SIN información sobre el estado de los sistemas de medición en cada una de sus áreas de operación. También se utilizó la información reportada por los prestadores al Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios (SUI), incluidas la información de medición y facturación, la información sobre los costos de las actividades relacionadas a la conexión del servicio, así como los reportes de las Peticiones, Quejas y Reclamos (PQR), asociados con la medición.

Teniendo en cuenta todo lo anteriormente descrito, se elaboró el informe *Diagnóstico del Estado de la Medición Individual en el SIN* para la vigencia 2023. El Diagnóstico da a conocer los resultados obtenidos del análisis de la información proveniente de las diferentes fuentes e, igualmente, incluye las acciones de inspección y vigilancia, de acuerdo con lo reportado por los diferentes prestadores.

Es importante resaltar que los resultados obtenidos se basan en la información proporcionada por los agentes (tanto la que estos reportan al SUI como la remitida en respuesta al requerimiento con el propósito de la elaboración del Informe). En caso de que exista alguna imprecisión, ésta puede estar sujeta a la calidad de la información entregada en el reporte. No obstante, cualquier comentario puede ser elevado a ésta Superintendencia a través de los canales y medios de comunicación de la entidad.



1 ACTUALIDAD NORMATIVA

El *Diagnóstico del Estado de la Medición Individual en el SIN 2023* es un documento que va dirigido a todos los actores involucrados en la medición de energía eléctrica en el SIN, incluyendo usuarios, comercializadores, generadores, transmisores y operadores de redes de distribución. También está orientado a funcionarios del gobierno nacional y a entidades regulatorias encargadas de desarrollar y hacer cumplir la normativa en materia de medición.

En concordancia con las anteriores publicaciones del Informe de Diagnóstico, y siguiendo la misma línea, este documento presenta la normativa relacionada con la medición de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), y una descripción de las disposiciones de la Ley 142 de 1994, que estableció el marco jurídico para la prestación del servicio público de energía eléctrica en Colombia. También contiene un análisis de las normas regulatorias emitidas en los últimos años en concordancia con la Ley 142 de 1994, y de los lineamientos dispuestos en la Ley 143 de 1994 para las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. Esta Ley 143 de 1994 también estableció la creación y funciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) como ente regulador del sector eléctrico.

Adicionalmente, el documento presenta los lineamientos de política pública en materia de medición fijados por el gobierno nacional en los últimos años.

De tal modo, y en respuesta a las diferentes consultas y peticiones recibidas por la DTGE, en temas relacionados con el cambio de medidor, pruebas de laboratorio, cobro de los equipos de medición, cobros por conceptos de suspensión y reconexión del servicio, y estimación del consumo, la SSPD presenta, adicionalmente, una breve descripción de su interpretación y lineamientos en estos temas, especialmente, a través de conceptos y pronunciamientos emitidos por diferentes dependencias de esta Superintendencia.

1.1 NORMATIVIDAD REFERENTE A LA MEDICIÓN

En la Tabla 1, ***Legislación aplicable a la medición de energía en el SIN***, se presenta el marco jurídico que reglamenta los servicios públicos domiciliarios y el sector de la energía,



donde se mencionan aspectos referentes a la medición del consumo, el debido proceso de cambio de medidor y el control sobre el funcionamiento de los medidores. Adicionalmente da claridad sobre el Contrato de Condiciones Uniformes (CCU), del cual hacen parte del contrato no solo sus estipulaciones escritas, sino todas las que la empresa aplica de manera uniforme en la prestación del servicio.

Tabla 1. Legislación aplicable a la medición de energía en el SIN

Legislación	Disposición
Ley 142 de 1994	«Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones».
Ley 143 de 1994	«Por la cual se establece el régimen para la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional- establece el régimen de actividades del sector».
Ley 2099 de 2021	«Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones».
Sentencia C-186-22	La Corte declara inexecutable el artículo 56 de la Ley 2099 de 2021 donde se establecía la prohibición a las empresas prestadoras de energía de trasladar a los usuarios los costos relacionados con la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación de los medidores de energía, argumentando la violación del criterio de recuperación de costos.

Fuente: Elaboración DTGE

Por su parte, en la Tabla 2, **Regulación CREG aplicable a la medición de energía eléctrica en el SIN**, se relacionan las principales resoluciones expedidas por la CREG aplicables a la comercialización y medición de energía en el SIN, donde se tratan aspectos tales como: características técnicas que deben cumplir los equipos de medida de acuerdo con el nivel de tensión, determinación del consumo facturable, suspensión del servicio y medición inteligente en el SIN.



Tabla 2. Regulación CREG aplicable a la medición de energía eléctrica en el SIN

Regulación	Disposición
Resolución CREG 108 de 1997	«Por la cual se señalan criterios generales sobre protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por red física, en relación con la facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario, y se dictan otras disposiciones».
Resolución CREG 225 de 1997	«Por la cual se establece la regulación relativa a los cargos asociados con la conexión del servicio público domiciliario de electricidad para usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional».
Resolución CREG 096 de 2004	«Por la cual se dictan disposiciones sobre el sistema de comercialización prepago, se modifica la Resolución CREG 108 de 1997 y se dictan otras disposiciones»
Resolución CREG 038 de 2014	«Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes».
Resolución CREG 015 de 2018	«Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional».
Resolución CREG 174 de 2021	«Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional»
Resolución CREG 101 001 de 2022	«Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN».

Fuente: Elaboración DTGE

En la Tabla 3, **Decretos MME aplicables a la implementación de medición de energía**, se presentan las resoluciones expedidas por el Ministerio de Minas y Energía (MME) con la finalidad de implementar sistemas AMI en Colombia y generar mecanismos de Respuesta de la Demanda.



Tabla 3. Decretos MME aplicables a la implementación de medición de energía

Normatividad	Disposición
Resolución MME 40072 DE 2018	«Por el cual se establecen los mecanismos para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada en el servicio público de energía eléctrica».
Resolución MME 40483 de 2019	«Por la cual se modifica la Resolución 40072 de 2018».
Resolución MME 40142 de 2020	«Por la cual se prorrogan los plazos de que trata el artículo 6 de la Resolución 40072 de 2018, modificados por el artículo 2 de la Resolución 40483 de 2019».
Decreto 929 de 2023 MME	Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, y se establecen políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

Fuente: Elaboración DTGE.

Finalmente, en la Tabla 4, **Conceptos SSPD sobre cambio de medidor**, se exponen los conceptos emitidos por la Superservicios en relación con el proceso para el cambio de los medidores y las causales válidas para ello.

Tabla 4. Conceptos SSPD sobre cambio de medidor.

Conceptos	Descripción
Concepto 02 de 2009 ² , actualizado en 2021	Medición del consumo a través de instrumentos tecnológicos apropiados y determinación del consumo facturable en ausencia de tales instrumentos.
Concepto 061 de 2015	Resuelve inquietudes relacionadas con la propiedad de los medidores de energía eléctrica, y su devolución a los usuarios una vez se han desarrollado pruebas de laboratorio sobre los mismos.
Concepto 532 de 2017	Señala que, en el caso de cambio de medidor por mejora tecnológica, debe demostrarse que el nuevo equipo garantice una

² Actualizado el 3 de junio del 2021.



Conceptos	Descripción
	medición más precisa. Complementa diciendo que los costos de reparación y reemplazo de los medidores deben ser asumidos por el propietario del medidor, ya sea el prestador o el usuario.
Concepto 381 de 2018	Se mencionan las causales válidas para el cambio de medidor: Si no funcionan correctamente y si existen instrumentos tecnológicos más precisos; además, advierte que el agente debe comunicar por escrito, debidamente justificado, el motivo del cambio de medidor.
Concepto 588 de 2018	Indica que el agente debe conceder un plazo de un período de facturación al usuario para el cambio de medidor; además, que por avance tecnológico no se debe verificar si funciona correctamente.
Concepto 074 de 2020	Hace énfasis en que el comercializador siempre debe notificar al usuario por escrito del cambio de medidor y el usuario puede elegir dónde adquirir el dispositivo.
Concepto 620 de 2020	Señala que, el procedimiento de retiro de los medidores y el envío al laboratorio lo debe definir el prestador en el contrato de condiciones uniformes, el cual debe garantizar el debido proceso y derecho de defensa del usuario.
Concepto 099 de 2022	Advierte que los procedimientos para hacer las revisiones deben estar estipulados por los prestadores en los contratos de condiciones uniformes; adicionalmente, dice que debido a que las empresas establecen de forma libre estos procedimientos en las condiciones uniformes de sus contratos, puede ocurrir, o no, que el prestador del servicio deba notificar al usuario de la revisión del medidor para analizar su posible reemplazo.
Circular Externa SSPD n.º 20241000000434 de 2024	Recuerda a los comercializadores de energía eléctrica en el SIN sobre la obligatoriedad de la medición individual del consumo a través de los equipos de medida individual.

Fuente: Elaboración DTGE.



1.2 DEL CAMBIO DE MEDIDOR

El artículo 144 de la Ley 142 de 1994 señala que es obligación del usuario reparar o reemplazar los medidores, a satisfacción de las empresas, cuando se tenga alguna de estas dos causales: 1) cuando se establezca que el funcionamiento no permite determinar en forma adecuada los consumos; y 2) cuando el desarrollo tecnológico ponga a su disposición instrumentos de medida más precisos. Este artículo también reconoce el derecho de los usuarios a hacer libre elección del proveedor de los bienes y servicios necesarios para que le sea prestado el servicio. La norma establece:

ARTÍCULO 144. DE LOS MEDIDORES INDIVIDUALES. Los contratos uniformes pueden exigir que los suscriptores o usuarios adquieran, instalen, mantengan y reparen los instrumentos necesarios para medir sus consumos. En tal caso, los suscriptores o usuarios podrán adquirir los bienes y servicios respectivos a quien a bien tengan; y la empresa deberá aceptarlos siempre que reúnan las características técnicas a las que se refiere el inciso siguiente.

La empresa podrá establecer en las condiciones uniformes del contrato las características técnicas de los medidores, y del mantenimiento que deba dárseles.

No será obligación del suscriptor o usuario cerciorarse de que los medidores funcionen en forma adecuada; pero sí será obligación suya hacerlos reparar o reemplazarlos, a satisfacción de la empresa, cuando se establezca que el funcionamiento no permite determinar en forma adecuada los consumos, o cuando el desarrollo tecnológico ponga a su disposición instrumentos de medida más precisos. Cuando el usuario o suscriptor, pasado un período de facturación, no tome las acciones necesarias para reparar o reemplazar los medidores, la empresa podrá hacerlo por cuenta del usuario o suscriptor (...) (subrayado fuera de texto).



1.2.1 Cambio de medidor por mal funcionamiento

En línea con lo anterior, esta Superintendencia se ha pronunciado al respecto, en Concepto SSPD 2020 620³, donde mencionó lo siguiente:

Como primera medida el cambio de los instrumentos de medición se debe someter a las reglas previstas en los artículos 144 y 146 de la Ley 142 de 1994. El procedimiento de retiro de los medidores y el envío al laboratorio lo deberá definir la empresa prestadora del servicio público en el contrato de condiciones uniformes, el cual debe garantizar el debido proceso y derecho de defensa del usuario (...) (subrayado fuera de texto).

De manera complementaria, en Concepto SSPD-OJ-99 de 2022⁴, esta entidad añadió:

(...) se concluye que, para los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas, los mecanismos que permitan verificar el estado de los instrumentos que se utilicen para medir el consumo, dentro de los cuales se pueden encontrar las revisiones y visitas técnicas operacionales a las que hace referencia la consulta, se establecen en las condiciones uniformes de los contratos de servicios públicos respectivos.

Significa esto que, conforme con lo estipulado por la Ley 142 de 1994 y la Resolución CREG 108 de 1997, los procedimientos para hacer las revisiones deben estar estipuladas por los prestadores en los contratos de condiciones uniformes; adicionalmente, debido a que son procedimientos establecidos libremente por las empresas, puede ocurrir, o no, que el prestador del servicio deba notificar al usuario de la revisión del medidor para analizar su posible reemplazo. Lo anterior, sin perjuicio de garantizar al usuario el debido proceso en el cambio de medidor, que se materializa a través de los derechos que tiene este a la contradicción de los resultados de laboratorio.

Respecto de las revisiones, el artículo 145 de la Ley 142 de 1994 establece que los prestadores de servicios públicos están autorizados a retirar el medidor para verificar su

³ [Concepto Superservicios 620 de 2022](#)

⁴ [Concepto Superservicios 099 de 2022](#)



estado. Por iniciativa propia, los prestadores también deben realizar revisiones rutinarias al medidor y a las acometidas para verificar su estado, funcionamiento y para realizar las normalizaciones necesarias para asegurar la adecuada medición del consumo. Dadas las diversas quejas que han sido allegadas a la DTGE sobre el tema, es pertinente considerar lo establecido en el numeral 2.7 del Concepto Unificado 02 de 2009⁵ (actualizado el 3 de junio de 2021) de esta Superintendencia, donde se manifiesta la interpretación de la regulación vigente con relación a los **costos de revisión del medidor**.

De allí que, si las revisiones que efectúan las empresas corresponden a la ejecución de planes de mantenimiento y/o control de pérdidas, el costo de la revisión se encuentra remunerado vía tarifa y por lo tanto no podría efectuarse un cobro adicional al usuario por dicho concepto.

Si la revisión se efectúa a propósito de la investigación de desviaciones significativas, se debe tener en cuenta que según el artículo 149 de la Ley 142 de 1994, es obligación de las empresas de servicios públicos investigar esas desviaciones al preparar las facturas, lo cual implica que las empresas están obligadas a visitar los domicilios de los usuarios con el fin de determinar la causa que los originó y por lo tanto el costo de esa revisión no puede ser trasladado a los usuarios.

Si la revisión se produce como resultado de un procedimiento por la existencia de anomalías en el equipo de medida, la empresa podrá cobrar el costo de la revisión al usuario, siempre y cuando así lo establezca el contrato de condiciones uniformes del respectivo prestador. En este caso, se debe tener en cuenta que la empresa tiene derecho a remunerarse por ese concepto, tratándose de un evento excepcional que da lugar a la labor de revisión, claro está, en las condiciones que establezca la regulación del sector y el contrato de condiciones uniformes.

Si la revisión es solicitada voluntariamente por el suscriptor, usuario o propietario, la empresa podrá cobrarle ese servicio siempre que así lo disponga el contrato de

⁵ [Concepto Superservicios 02 de 2009](#)



condiciones uniformes. El procedimiento de retiro de los medidores y su posterior envío al laboratorio lo define la empresa prestadora del servicio público. Este procedimiento debe realizarse garantizando el derecho al debido proceso y defensa del usuario, toda vez que el dictamen del laboratorio respecto del equipo de medida es la prueba fundamental para el cambio del medidor o para la suspensión o terminación del contrato de servicios públicos por parte de la empresa (subrayado fuera de texto).

Es claro, entonces, que las empresas prestadoras podrán cobrar el costo de la revisión al usuario únicamente en los casos que se trate de la existencia de anomalías en los medidores, y cuando el usuario solicite voluntariamente la revisión; sin embargo, es un requisito indispensable que estos costos y el procedimiento estén fijados en el contrato de condiciones uniformes.

Sobre el procedimiento de retiro del medidor, el Concepto SSPD 061 de 2015⁶ señala que es necesario que la empresa, en el momento de hacer el retiro del medidor, tal como lo permite el artículo 145 de la Ley 142 de 1994, debe hacerlo en presencia y bajo el conocimiento del usuario. Al respecto, añade:

Entonces, si durante la visita de la empresa se determina que es necesario retirar el medidor en el acta debe quedar la constancia de las causas de su retiro, y si después de la revisión en un laboratorio acreditado se encuentra que el medidor está funcionando adecuadamente, la empresa no puede obligar al usuario a cambiar dicho medidor.

Por tal razón, si el usuario se niega al retiro del medidor, bien puede la empresa realizar el retiro acudiendo a los mecanismos que permitan establecer dicha negativa por parte del usuario, como constancias o anotaciones en el acta suscritas por los representantes del prestador y por testigos, iniciar un proceso policivo que

⁶ [Concepto Superservicios 061 de 2015](#)



permita su retiro, o directamente entrar a suspender el servicio, o terminar el contrato con el usuario por el incumplimiento del mismo.

Lo anterior en la consideración de lo establecido en el artículo 135 de la Ley 142 de 1994 donde se establece:

ARTÍCULO 135. DE LA PROPIEDAD DE LAS CONEXIONES DOMICILIARIAS. La propiedad de las redes, equipos y elementos que integran una acometida externa será de quien los hubiere pagado, si no fueren inmuebles por adhesión. Pero ello no exime al suscriptor o usuario de las obligaciones resultantes del contrato y que se refieran a esos bienes.

Sin perjuicio de las labores propias de mantenimiento o reposición que sean necesarias para garantizar el servicio, las empresas no podrán disponer de las conexiones cuando fueren de propiedad de los suscriptores o usuarios, sin el consentimiento de ellos.

Lo aquí dispuesto no impide que se apliquen los procedimientos para imponer a los propietarios las servidumbres o la expropiación, en los casos y condiciones previstos en la ley.

Finalmente, cabe reiterar que, si un prestador de servicios públicos domiciliarios informa acerca del reemplazo de un medidor cuyo funcionamiento permite obtener de manera adecuada la medición de sus consumos, que no tiene fallas y que no puede reemplazarse por uno con mejor tecnología, el usuario o suscriptor no podrá ser obligado a cambiar ese equipo. Por otro lado, cuando el usuario deba realizar el cambio de medidor por mal funcionamiento, la empresa debe comunicar por escrito y con detalle las irregularidades encontradas y las razones por las cuales se debe reponer o reparar; debe adjuntar el respectivo reporte de ensayo, certificado de calibración y/o informe técnico de inspección expedido por un laboratorio debidamente acreditado por la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC), de conformidad con lo estipulado en la Resolución CREG 038 de 2014.



1.2.2 Cambio de medidor por mejora tecnológica

Ahora bien, respecto al cambio de medidor por mejora tecnológica, ha de tenerse en cuenta que, en Concepto SSPD 532 de 2017⁷, esta Superintendencia manifiesta lo siguiente:

En el caso de cambio de medidor por avance tecnológico, no será necesario verificar si el medidor actualmente instalado funciona de forma correcta o no, razón por la cual el usuario estará obligado a realizar el cambio, so pena de que la empresa lo realice a su costa.

En todo caso, siempre que sea requerido el cambio, se entiende que se debe notificar al usuario de esta decisión, para que éste último pueda elegir con libertad al proveedor del equipo de medida, de acuerdo con las características solicitadas por la empresa y antes que trascorra un periodo de facturación; de lo contrario, se reitera, la empresa se encontrará autorizada para instalar el medidor y cobrarlo al usuario.

Ahora bien, sobre el cambio de medidor por razones tecnológicas ni la regulación ni la legislación establecen parámetros que permitan determinar la vida útil de un medidor, o la necesidad de su reemplazo frente a avances de la técnica, ni tampoco si dichos cambios pueden operar en aquellos casos en que el medidor instalado se encuentre aun dentro de su periodo de garantía (subrayado fuera de texto).

En virtud de lo señalado, en el caso de mejora tecnológica, el cambio de medidor debe obedecer a una necesidad real y demostrable que garantice una medición más precisa y en ningún caso puede ser una decisión arbitraria por parte de los prestadores; así mismo, es importante considerar que, cualquiera que sea el caso, los costos de reparación y reemplazo de los medidores deben ser asumidos por el propietario del medidor, ya sea el suscriptor o la empresa.

⁷ [Concepto Superservicios 532 de 2017](#)



Adicionalmente, es importante resaltar que lo correspondiente al proceso de cambio de medidor por mejora tecnológica, además de que debe darse bajo las condiciones previamente señaladas, también debe cumplir con los procedimientos establecidos en las condiciones uniformes de los contratos del servicio público de energía, garantizando así el debido proceso al usuario y el cumplimiento de las condiciones que permiten dicho cambio.

Finalmente, y tal como se estipula en la Resolución CREG 108 de 1997, cabe mencionar que, si bien, en principio, el usuario está en libertad de escoger al proveedor de los bienes y servicios necesarios para la prestación de un servicio público domiciliario -lo que implica la facultad de adquirir de manera directa los medidores y decidir su instalación, siempre que estos cumplan con las características establecidas por los prestadores en sus contratos-, lo cierto es que la omisión, en el ejercicio de tal derecho por parte de los usuarios, en un periodo de tiempo determinado, habilita a los prestadores a que ellos mismos instalen los medidores.

1.2.3 Cambio de medidor dentro de la Infraestructura de Medición Avanzada

La Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- emitió la Resolución CREG 101 001 de 2022, «por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada en el SIN». Los criterios generales de dicha Resolución se mencionan a continuación:

ARTÍCULO 4. CRITERIOS GENERALES. Las condiciones generales establecidas para el despliegue de AMI tendrán en cuenta los siguientes criterios generales:

- a. El OR es el encargado de realizar el análisis de eficiencia, sustentando técnicamente, de manera rigurosa y suficiente, los costos, los beneficios, las fuentes de financiación y el resultado neto para el mercado de comercialización o segmento de este.*
- b. El despliegue de la solución de AMI se ejecutará siempre y cuando los análisis, adecuadamente fundamentados, identifiquen que el beneficio supera los costos incurridos.*



- c. El OR siempre deberá maximizar la instalación de medidores.*
- d. La solución de AMI deberá diseñarse de manera óptima según los requerimientos de cada mercado de comercialización o segmento de este.*
- e. El usuario tendrá la posibilidad de escoger, en el tiempo establecido para ello, entre las alternativas interoperables, si reemplaza el medidor a su costo.*
- f. En el caso en el que el usuario decida no hacer uso de la opción establecida en el literal anterior, el OR podrá reemplazar el medidor conforme el plan de implementación aprobado, sin que el usuario asuma ningún costo adicional por dicho reemplazo.*
- g. El Usuario y el OR tendrán la custodia compartida del medidor avanzado, para lo cual, el OR podrá solicitar al comercializador que en el contrato de condiciones uniformes se identifiquen las obligaciones y derechos de las partes, incluyendo obligaciones, por parte del usuario, de informar sobre anomalías del medidor o los daños que sean causados.*

La misma Resolución menciona en su artículo 5 que las empresas no podrán exigir en sus contratos de condiciones uniformes que los usuarios adquieran, instalen, mantengan y reparen los equipos de medida avanzada. Respecto a la propiedad y adquisición de los medidores, dentro del marco de la implementación de AMI, la CREG menciona que el equipo será de propiedad de quien lo hubiese pagado, y que para ello el usuario tiene la potestad de elegir entre primero, adquirir su propio medidor avanzado, caso en el cual el usuario asumirá los costos de adquisición e instalación del medidor avanzado; o, segundo, que sea el OR quien reemplace el medidor tradicional por un medidor avanzado a costo del distribuidor, siendo en este caso el OR el propietario del medidor avanzado. Dicho artículo establece que *«el usuario deberá facilitar el cambio del medidor. En caso contrario, se entenderá que se justificará la suspensión del servicio en los términos del artículo 146 de la Ley 142 de 1994»*. Como aparte final, en el artículo 7 de la Resolución se establece el procedimiento para el reemplazo de los equipos de medida, el cual estará a cargo del OR en coordinación con el comercializador.



De acuerdo con la información que se ha relacionado a lo largo de este capítulo, y acorde a la normatividad vigente, para el proceso de cambio de medidores, en conformidad con lo dispuesto en el artículo 145 de la Ley 142 de 1994, los prestadores de servicios públicos, por iniciativa propia, deberán hacer en cualquier tiempo revisiones rutinarias al medidor y a las acometidas, para verificar su estado, su funcionamiento y realizar las normalizaciones del caso que aseguren una adecuada medición del consumo.

En función de lo anterior, si efectuada la revisión la empresa establece que es necesario su reemplazo, debe comunicar tal decisión al usuario, para que este último pueda elegir sobre la adquisición del equipo de medida a la empresa respectiva o en el mercado, de acuerdo con las características técnicas establecidas en las condiciones uniformes del contrato. Si pasado un periodo de facturación el usuario no ha realizado el reemplazo, la empresa está autorizada para instalar el medidor y cobrarlo al usuario.

Dada la obligación del usuario al cambio de medidor bajo las causales establecidas en el artículo 144 de la Ley 142 de 1994, si el usuario se niega al retiro del medidor, bien puede la empresa realizar el retiro acudiendo a los mecanismos que permitan establecer dicha negativa por parte del usuario, como constancias o anotaciones en el acta suscritas por los representantes del prestador y por testigos, iniciar un proceso policivo que permita su retiro, directamente entrar a suspender el servicio, o terminar el contrato con el usuario por el incumplimiento del mismo.

De manera final, se reitera que, si bien el usuario está en libertad de escoger al proveedor de los bienes y servicios necesarios para la prestación de un servicio público domiciliario, lo que implica la facultad de adquirir de manera directa los medidores y decidir su instalación, siempre que estos cumplan con las características establecidas por los prestadores en sus contratos, lo cierto es que la omisión en el ejercicio de tal derecho por parte de los usuarios, en un periodo de tiempo determinado, habilita a los prestadores a instalar los medidores por ellos.

Se aclara así que, si bien la empresa está en la obligación de notificar al usuario los cambios del medidor, la empresa no requerirá autorización del usuario a razón de la obligación que tiene el usuario en el cambio del medidor bajo las causales establecidas en el artículo 144 de la Ley 142 de 1994.



Referente a la implementación de una nueva infraestructura de medición, entendiéndose que se trata de la implementación de la infraestructura de medición avanzada (AMI) debe considerarse lo establecido en la Resolución CREG 101 001 de 2022.

Si bien es claro que el usuario tiene la obligación del cambio de medidor por mejora tecnológica, debe tenerse en cuenta que la implementación de AMI implica, no solo la instalación de un medidor avanzado, sino que integra a los medidores avanzados, centros de gestión de medida, enrutadores, concentradores, antenas, entre otros, y adicionalmente, software y arquitecturas y redes de comunicaciones que permiten la operación de la infraestructura y la gestión de los datos del sistema de distribución de energía eléctrica y de los sistemas de medida, tal como lo establece la Resolución MME 40072 de 2018; además, el medidor AMI debe tener las funcionalidades mínimas que establece el artículo 5 de la misma Resolución.

Así, tratándose del cambio de medidor, si este hace parte de la implementación de AMI, las responsabilidades y exigencias respecto al reemplazo del medidor son las establecidas en los artículos 5, 6 y 7 de la Resolución CREG 101 001 de 2022; en caso de tratarse únicamente de un cambio de medidor por mejora tecnológica se tiene en cuenta el proceso ya mencionado anteriormente.

Téngase presente que, si bien la Ley 2099 de 2021 señala en su artículo 56 lo siguiente:

Artículo 56. Las empresas prestadoras del servicio de energía deberán asumir los costos asociados a la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación de los medidores inteligentes de los que trata la presente ley. De ninguna manera este costo podrá ser trasladado al usuario en la facturación o cualquier otro medio.

El 1 de junio de 2022, la Corte Constitucional emitió la Sentencia C-186-22, donde declaró inexecutable el citado artículo 56. El fundamento de la decisión fue la consideración de que el artículo vulnera el criterio de recuperación de costos para los prestadores, e iba en contra de la libre competencia; además, consideró desproporcionado que las empresas asuman en su totalidad los costos asociados a los medidores inteligentes, sin tener en cuenta su capacidad financiera.



Finalmente, dentro de este contexto, en la «síntesis de la decisión» de la mencionada sentencia, la Corte Constitucional mencionó que:

*«89. Finalmente, la Sala recordó que: (i) los usuarios tienen derecho a adquirir el medidor inteligente por su propia cuenta y con un proveedor diferente a su empresa de energía; (ii) **no es obligatorio para los consumidores reemplazar su contador por uno inteligente (...)**» (negrilla fuera de texto).*

Esto, justificado por la Corte en el capítulo VI, «CONSIDERACIONES DE LA CORTE CONSTITUCIONAL», en el apartado sobre «Los conceptos de medición, medidor y el régimen aplicable a los medidores de energía previo a la Ley 2099 de 2021», numeral 52, donde menciona que:

*En tercer lugar, una lectura de las normas anteriores acorde con los principios constitucionales de libertad y capacidad de pago, especialmente de los usuarios de menores ingresos, **implica entender que no es obligatorio cambiar el medidor cuando el desarrollo tecnológico permita una contabilización más precisa.** Así, la empresa prestadora de servicios públicos no puede forzar al usuario a adquirir un medidor nuevo constantemente. Si el medidor con el que cuenta el consumidor es adecuado para estimar su consumo, entonces la empresa respectiva no puede imponerle a su suscriptor la obligación de cambiarlo repetidamente. El sentido de la norma propende por una medición acertada, mas no puede entenderse como una obligación de cambio permanente y a discreción de la empresa prestadora del servicio (negrilla fuera de texto).*

Ante esta situación, y ante el aparente conflicto con lo ya mencionado en las dos subsecciones anteriores sobre lo consagrado en el artículo 144 de la Ley 142 de 1994 donde se establece que «*no será obligación del suscriptor o usuario cerciorarse de que los medidores funcionen en forma adecuada; **pero sí será obligación suya hacerlos reparar o reemplazarlos, a satisfacción de la empresa,** cuando se establezca que el funcionamiento no permite determinar en forma adecuada los consumos, o cuando el desarrollo tecnológico ponga a su disposición instrumentos de medida más precisos*» (negrilla fuera de texto), es importante poner de presente la posición de la Oficina Asesora Jurídica (OAJ) de la SSPD



En primer lugar, la OAJ en el Concepto SSPD-OJ-2023-151 mencionó:

(...) Si por el contrario, el cambio del medidor obedece a un avance tecnológico, es de precisar que si bien la regulación y la legislación no establecen parámetros que permitan determinar la vida útil del medidor, o la necesidad de su reemplazo frente a avances tecnológicos, en estos casos, el cambio debe obedecer a un real y demostrable avance en la tecnología de los mismos, que por tal causa, garantice una medición de los consumos más precisa, es decir que, este cambio no puede efectuarse al arbitrio del prestador. (...) (subrayado fuera del texto).

Adicionalmente, respecto a lo expuesto por la Corte Constitucional, se tiene en consideración la interpretación de la Corte frente al artículo 144 de la Ley 142 de 1994, y en especial, frente a la obligación de reemplazo del medidor por desarrollo tecnológico:

(...) En tercer lugar, una lectura de las normas anteriores acorde con los principios constitucionales de libertad y capacidad de pago, especialmente de los usuarios de menores ingresos, implica entender que no es obligatorio cambiar el medidor cuando el desarrollo tecnológico permita una contabilización más precisa. Así, la empresa prestadora de servicios públicos no puede forzar al usuario a adquirir un medidor nuevo constantemente. Si el medidor con el que cuenta el consumidor es adecuado para estimar su consumo, entonces la empresa respectiva no puede imponerle a su suscriptor la obligación de cambiarlo repetidamente. El sentido de la norma propende por una medición acertada, mas no puede entenderse como una obligación de cambio permanente y a discreción de la empresa prestadora del servicio.

Ante lo anterior, se tiene que, la Corporación interpretó que el sentido del inciso tercero del artículo 144 de la Ley 142 de 1994, en cuanto a que el usuario se encuentra obligado a reemplazar el medidor cuando el desarrollo tecnológico ponga a su disposición instrumentos de medida más precisos, es lograr una medición más acertada, más no que el prestador del servicio obligue de forma repetida y permanente al usuario, a cambiar su medidor por mera discrecionalidad, lo cual resulta acorde a la posición histórica de esta entidad.



Así las cosas, la OAJ interpreta que:

Sin perjuicio de lo anterior, la Corte también indica que, acorde con los principios constitucionales de libertad y capacidad de pago, especialmente de los usuarios de menores ingresos, se debería entender que no es obligatorio cambiar el medidor cuando el desarrollo tecnológico permita una contabilización más precisa.

En criterio de esta Oficina, esta manifestación de la Corte debe entenderse en el sentido de que, cuando un prestador pretenda obligar a un usuario a reemplazar su medidor, porque el desarrollo tecnológico ha puesto a su disposición instrumentos de medida más precisos, el prestador deberá analizar si dicho reemplazo afecta la libertad y capacidad de pago del usuario, evento en el cual la (sic) cambio mencionado, podría perder el carácter de obligatoriedad que le imprimió el legislador.

Expuesto la anterior, la OAJ concluye de lo expuesto que:

En criterio de esta Oficina, y en consonancia con lo manifestado por la Corte Constitucional al respecto, la manifestación contenida en esta disposición debe entenderse en el sentido de que, cuando un prestador pretenda obligar a un usuario a reemplazar su medidor porque el desarrollo tecnológico ha puesto a su disposición instrumentos de medida más precisos, el prestador deberá analizar si dicho reemplazo afecta la libertad y capacidad de pago del usuario.

En este sentido, para que un prestador pueda exigir el reemplazo de un medidor por desarrollo tecnológico, no solo basta con que el nuevo instrumento de medida tenga una medición más precisa, sino que adicionalmente se deben garantizar los principios constitucionales al usuario, tales como su debido proceso, libertad y capacidad de pago.



1.3 DE LA SUSPENSIÓN Y RECONEXIÓN DEL SERVICIO

Respecto a la suspensión y corte del servicio, ha de tenerse presente que estas actividades se dan en los términos expuestos en los artículos 140 y 141 de la Ley 142 de 1994, a saber:

ARTÍCULO 140. SUSPENSIÓN POR INCUMPLIMIENTO. <Artículo modificado por el artículo 19 de la Ley 689 de 2001. El nuevo texto es el siguiente:> El incumplimiento del contrato por parte del suscriptor o usuario da lugar a la suspensión del servicio en los eventos señalados en las condiciones uniformes del contrato de servicios y en todo caso en los siguientes:

La falta de pago por el término que fije la entidad prestadora, sin exceder en todo caso de dos (2) períodos de facturación en el evento en que ésta sea bimestral y de tres (3) períodos cuando sea mensual y el fraude a las conexiones, acometidas, medidores o líneas.

Es causal también de suspensión, la alteración inconsulta y unilateral por parte del usuario o suscriptor de las condiciones contractuales de prestación del servicio.

Durante la suspensión, ninguna de las partes puede tomar medidas que hagan imposible el cumplimiento de las obligaciones recíprocas tan pronto termine la causal de suspensión.

Haya o no suspensión, la entidad prestadora puede ejercer todos los derechos que las leyes y el contrato uniforme le conceden para el evento del incumplimiento.

ARTÍCULO 141. INCUMPLIMIENTO, TERMINACIÓN Y CORTE DEL SERVICIO. El incumplimiento del contrato por un período de varios meses, o en forma repetida, o en materias que afecten gravemente a la empresa o a terceros, permite a la empresa tener por resuelto el contrato y proceder al corte del servicio. En las condiciones uniformes se precisarán las causales de incumplimiento que dan lugar a tener por resuelto el contrato.



Se presume que el atraso en el pago de tres facturas de servicios y la reincidencia en una causal de suspensión dentro de un período de dos años, es materia que afecta gravemente a la empresa, que permite resolver el contrato y proceder al corte del servicio.

La entidad prestadora podrá proceder igualmente al corte en el caso de acometidas fraudulentas. Adicionalmente, y tratándose del servicio de energía eléctrica, se entenderá que para efectos penales, la energía eléctrica es un bien mueble; en consecuencia, la obtención del servicio mediante acometida fraudulenta constituirá para todos los efectos, un hurto.

La demolición del inmueble en el cual se prestaba el servicio permite a la empresa dar por terminado el contrato, sin perjuicio de sus derechos.

De los artículos transcritos se puede colegir que, cuando se presente un incumplimiento del contrato de condiciones uniformes, ya sea por mora en el pago originada en el suscriptor o usuario o por conexiones fraudulentas, el prestador tiene la obligación de suspenderlo, ya que así lo determinó de forma expresa el legislador en pro de otorgarle al prestador un mecanismo mediante el cual pueda asegurar el pago de la tarifa y para, por ejemplo, proteger a los propietarios de inmuebles que se encuentren arrendados frente a la mora del arrendatario, así como para no hacer más gravosa la situación del usuario en el aumento de cifras que no puedan ser asumidas de forma posterior.

Ahora bien, en cuanto al plazo para dar aplicación a la medida de suspensión, la norma señala que se debe tener en cuenta lo acordado en el contrato de condiciones uniformes, no obstante, establece un límite temporal para adoptarla del siguiente modo:

- Límite de dos (2) periodos de facturación: Cuando esta sea realizada de manera bimestral.
- Límite de tres (3) periodos de facturación: Cuando esta sea realizada de manera mensual.

En este sentido, teniendo en cuenta que la norma establece términos máximos o límites para suspender el servicio, se faculta al prestador para fijar términos inferiores en el contrato de condiciones uniformes, de tal forma que podría llegar a suspender el servicio



con la sola mora de un periodo de facturación siempre y cuando lo haya dispuesto en el contrato, acotando el procedimiento establecido y con el respeto al debido proceso.

Dicho esto, se entiende que la suspensión y corte del servicio son dos actividades diferentes. La suspensión del servicio hace referencia a la suspensión temporal o transitoria del suministro del servicio, esto es, hasta que el usuario dé cumplimiento a la obligación de pago pendiente o subsane la situación que generó dicha suspensión.

Por su parte, el corte del servicio conlleva principalmente a la terminación del contrato e implica que la prestación del servicio cesa de manera definitiva, lo que se materializa a través del taponamiento o retiro de la acometida y surge como consecuencia del incumplimiento del contrato por varios meses o en forma reincidente o en materias que afecten gravemente a la empresa o a terceros.

Adicionalmente, cabe añadir lo expuesto por la Superservicios en Concepto SSPD 231 de 2021 respecto del pronunciamiento de la Corte Constitucional en la sentencia T-163 de 2014, donde señala algunas reglas jurisprudenciales frente a la suspensión de los servicios públicos domiciliarios, así:

Bajo ese entendido, la jurisprudencia constitucional ha señalado que las empresas de servicios públicos se encuentran obligadas a garantizar un suministro básico e indispensable del servicio, en aquellos eventos en los que se pueda evidenciar que (i) la falta de cumplimiento no obedece a la voluntad del deudor o se da como consecuencia de una fuerza insuperable; aunado a que (ii) en el lugar al que se destinan habitan sujetos de especial protección; y (iii) el servicio resulta imprescindible para el goce de derechos como la vida en condiciones dignas, la salud o la igualdad, entre otros. Por ende, no en todos los casos el incumplimiento en el pago de las obligaciones derivadas de la citada relación contractual, es de recibo interrumpir la prestación de servicio público.” (Negritas fuera de texto).

(...)

En ese orden, antes de proceder a la suspensión del servicio, a la entidad le corresponde analizar cada caso, ya que deberá tener en cuenta si con tal decisión se pueden afectar derechos en mayor magnitud que los beneficios que se reportan,



así como las causas que generaron el incumplimiento de las obligaciones facturadas. A su vez, se ha determinado que los usuarios deben contar con una carga mínima, cual es la de poner en conocimiento de las empresas la concurrencia de las tres circunstancias indicadas por la jurisprudencia constitucional, con el objetivo de lograr el goce efectivo del recurso natural, al menos en unas cantidades mínimas e indispensables.

1.4 DE LOS COBROS POR SUSPENSIÓN Y RECONEXIÓN

En primer término, es importante señalar que, sobre el restablecimiento del servicio, la Ley 142 de 1994 se ha referido en los siguientes términos:

En el artículo 96. Otros cobros tarifarios, precisa: «Quienes presten servicios públicos domiciliarios podrán cobrar un cargo por concepto de reconexión y reinstalación, para la recuperación de los costos en que incurran».

Ahora bien, en el artículo 142 Restablecimiento del servicio. Consagra: «Para restablecer el servicio, si la suspensión o el corte fueron imputables al suscriptor o usuario, éste debe eliminar su causa, pagar todos los gastos de reinstalación o reconexión en los que la empresa incurra, y satisfacer las demás sanciones previstas, todo de acuerdo a las condiciones uniformes del contrato».

Al respecto, mediante Sentencia T-1432 de 2000 la Corte Constitucional señaló que el suscriptor o usuario tiene derecho a la reconexión del servicio, previo el pago de los gastos de reinstalación y reconexión, así como los recargos por dichos conceptos:

(...) La empresa, en el evento del no pago de los servicios durante el indicado lapso está facultada no sólo para suspenderlo, sino para exigir el pago del mismo. Su omisión le impide ejercer estas atribuciones frente al propietario deudor solidario, quien tiene el derecho de obtener la reinstalación y prestación de los servicios, mediante el pago de la obligación contenida durante las 3 facturaciones iniciales, más los correspondientes gastos de reinstalación y reconexión y los recargos durante dicho periodo (...).



De manera que, si la suspensión del servicio se ocasionó por una conducta imputable al suscriptor o usuario, éste debe eliminar su causa pagando todos los gastos de reinstalación o reconexión en los que la empresa incurra de acuerdo a lo establecido en el contrato de condiciones uniformes.

Ahora bien, es necesario señalar que el cobro de dichos gastos sólo procede en aquellos casos en donde el servicio efectivamente haya sido suspendido, dado que su fundamento legal no es el de enriquecer a las empresas sino el de permitir que éstas recuperen los costos en que hubieren incurrido por causa de la reconexión.

Así las cosas, debe precisarse que la empresa de servicios públicos no podrá realizar el cobro de dineros por concepto de reconexión a los usuarios cuando el servicio no hubiere sido efectivamente suspendido.

Dicho esto, el marco normativo que rige sobre los cobros por los conceptos asociados a la conexión del servicio de energía, lo establece la Resolución CREG 225 de 1997⁸, que al respecto, en su artículo 3 establece lo siguiente:

*ARTICULO 3o. REGIMEN TARIFARIO DE LIBERTAD. Se someten al Régimen de **Libertad de Tarifa** las siguientes actividades asociadas con el Servicio de Conexión: **El Suministro e Instalación del equipo de medición, el Suministro de los Materiales de la Acometida y la Ejecución de la Obra de Conexión (...)** (negrilla fuera de texto).*

Adicionalmente, es importante tener presente lo que establece el artículo 4 de la misma Resolución:

*Artículo 4o. Régimen tarifario de libertad regulada. Las actividades de **estudio de conexión y de calibración inicial de medidor de Energía de tipo electromecánico, revisión de la instalación de la conexión, configuración y***

⁸ Por la cual se establece la regulación relativa a los cargos asociados con la conexión del servicio público domiciliario de electricidad para usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.



programación del medidor, se someterán al régimen de libertad regulada de acuerdo con lo que se determina a continuación:

a) Estudio de Conexión: De conformidad con lo establecido en el artículo 95 de la ley 142 de 1994, está prohibido el cobro de los estudios, formularios o solicitudes de conexión, salvo que los mismos sean particularmente complejos, caso en el cual, su costo detallado podrá cobrarse al interesado.

b) Parágrafo 1o.: En ningún caso podrá cobrarse los estudios a los que se refiere el literal a) del presente artículo a los suscriptores o usuarios de los estratos 1, 2, y 3.

Parágrafo 2o. Aquellas solicitudes que impliquen Estudios de Conexión Particularmente Complejos, y que por lo tanto requieran Estudio Preliminar con proyecto, podrán aplicar un cargo asociado con la revisión de dicho estudio no superior al 20% del Salario Mínimo Mensual Legal Vigente.

Parágrafo 3o. Cuando el constructor de un condominio, urbanización o copropiedad de tipo residencial o comercial haya cubierto los respectivos cargos de conexión, el prestador del servicio no podrá en ningún caso volverlos a cobrar al usuario final.

b) Por la calibración Inicial del Medidor de Energía se podrá cobrar un cargo igual al cargo vigente a la fecha de expedición de esta resolución, actualizado anualmente por el IPP.

La actividad Calibración Inicial del Medidor de Energía permanecerá en régimen tarifario de libertad regulada hasta el 31 de Diciembre de 1998 o cuando la Comisión encuentre evidencia de que existe competencia. Para ese entonces la CREG decidirá, a la luz del nivel de competencia que se presente, si continúa igual o cambia de régimen.

c) Revisión de la Instalación de la Conexión, Configuración y Programación del Medidor



Sólo se podrá cobrar por los conceptos involucrados en este literal los costos eficientes en que incurra la empresa asociados con el personal, en términos de horas-hombre, y el transporte del mismo al sitio de la conexión.

El Prestador del Servicio deberá aplicar los criterios anteriores para determinar los cargos por concepto de revisión de la instalación de la conexión y configuración y programación del medidor, e informarlos a la CREG. Esta última podrá modificar el valor informado por el Prestador del Servicio, en caso de que así lo juzgue necesario.

Parágrafo. Cuando el usuario solicite al Prestador del Servicio una revisión de la instalación de la conexión, este último podrá cobrar el correspondiente cargo, salvo que la obra de conexión la haya efectuado el Prestador del Servicio (negrilla fuera de texto).

Finalmente, la regulación contempla los servicios complementarios en su artículo 5:

Artículo 5o. Servicios complementarios asociados con la conexión. El régimen y los cargos aplicables a estos servicios son los siguientes:

a) Servicio de Calibración del Equipo de Medida Posterior a la Calibración Inicial para equipos de tipo electromecánico.

Cuando un usuario solicite expresamente el Servicio de Calibración del Equipo de Medida Electromecánico y el Prestador del Servicio esté en capacidad de ofrecerlo, este último podrá aplicar las normas previstas en el Artículo 4 de la presente Resolución.

Cuando la calibración de los equipos electromecánicos de medida sea realizada por iniciativa del Prestador del Servicio, no dará lugar a ningún cobro por parte de éste.

b) Reconexión y Reinstalación del Servicio.

Los prestadores del servicio podrán cobrar cargos por reconexión y reinstalación del servicio, cuando incurran en costos por realizar esas



actividades. *Los contratos de condiciones uniformes especificarán cuales son los costos que representan esas actividades y expresarán, de manera objetiva cómo cuantificarlos, teniendo en cuenta el costo de la mano de obra y del transporte en que incurren. En todo caso, los prestadores del servicio, no podrán cobrar servicios no prestados ni conceptos no indicados en el contrato de condiciones uniforme (negrilla fuera de texto).*

Expuesto lo anterior, se deja claridad de las actividades relacionadas a la instalación de la medición al usuario y sobre las cuales las empresas establecen los costos por cada una de ellas. En resumen, las actividades son las que se listan a continuación:

- **Libertad de Tarifa:**

- Suministro e Instalación del equipo de medición.
- Suministro de los Materiales de la Acometida.
- Ejecución de la Obra de Conexión.

- **Libertad Regulada**

- Estudio de Conexión.
- Calibración inicial de medidor.
- Revisión de la instalación de la conexión.
- Configuración y programación del medidor

- **Servicios complementarios**

- Calibración del Equipo de Medida Posterior a la Calibración Inicial.
- Reconexión y Reinstalación del Servicio.

Dicho esto, la información que deben reportar las empresas al Sistema Único de Información (SUI) de la Superservicios se hace a través del formato T14 «Servicios Adicionales» de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021⁹. En ese sentido, los

⁹ Por la cual se expiden los lineamientos para el cargue de información al Sistema Único de Información – SUI aplicable a los prestadores del servicio público de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional – SIN.



costos que reportan las empresas por actividades relacionadas a la conexión son lo que se reportan en la siguiente tabla:

Tabla 5. Costos de las actividades relacionadas a la conexión.

CATEGORÍA	CÓDIGO CONCEPTO	DESCRIPCIÓN
Materiales	1	Medidor medida directa electromecánico monofásico bifilar
	2	Medidor medida directa electromecánico monofásico trifilar
	3	Medidor medida directa electromecánico bifásico trifilar
	4	Medidor medida directa electromecánico trifásico tetrafililar
	5	Medidor medida directa electrónico monofásico bifilar
	6	Medidor medida directa electrónico monofásico trifilar
	7	Medidor medida directa electrónico bifásico trifilar
	8	Medidor medida directa electrónico trifásico tetrafililar
	9	Caja metálica medidor monofásico
	10	Caja metálica medidor bifásico
	11	Caja metálica medidor trifásico
	12	Caja policarbonato medidor monofásico
	13	Caja policarbonato medidor bifásico
	14	Caja policarbonato medidor trifásico
	15	Cable monofásico bifilar 2 x 8 cobre
	16	Cable bifásico trifilar 2 x 8 + 8 cobre
	17	Cable trifásico tetrafililar 3 x 8 + 10 cobre
Calibración	18	Calibración medidor medida directa electromecánico monofásico bifilar
	19	Calibración medidor medida directa electromecánico monofásico trifilar
	20	Calibración medidor medida directa electromecánico bifásico trifilar
	21	Calibración medidor medida directa electromecánico trifásico tetrafililar
	22	Calibración medidor medida directa electrónico monofásico bifilar
	23	Calibración medidor medida directa electrónico monofásico trifilar
	24	Calibración medidor medida directa electrónico bifásico trifilar
	25	Calibración medidor medida directa electrónico trifásico tetrafililar
Reconexión / Suspensión	26	Suspensión del servicio usuario residencial Urbano
	27	Suspensión del servicio usuario residencial Rural
	28	Suspensión del servicio usuario comercial
	29	Suspensión del servicio usuario industrial
	30	Reconexión del servicio usuario residencial Urbano
	31	Reconexión del servicio usuario residencial Rural
	32	Reconexión del servicio usuario comercial
	33	Reconexión del servicio usuario industrial
Revisión / Inspección	34	Revisión equipo de medida usuario residencial Urbano
	35	Revisión equipo de medida usuario residencial Rural
	36	Revisión equipo de medida usuario comercial



CATEGORÍA	CÓDIGO CONCEPTO	DESCRIPCIÓN
	37	Revisión equipo de medida usuario industrial
	38	Revisión de instalaciones eléctricas de usuario residencial Urbano
	39	Revisión de instalaciones eléctricas de usuario residencial Rural
	40	Revisión de instalaciones eléctricas de usuario comercial
	41	Revisión de instalaciones eléctricas de usuario industrial

Fuente: Formato T14 Resolución SSPD 12515 de 2021. Elaboración DTGE.

Un aspecto importante a considerar tiene que ver con lo dispuesto en el artículo 45 de la Resolución CREG 101 001 de 2022, a saber:

ARTÍCULO 45. COSTO DE SUSPENSIÓN Y RECONEXIÓN DEL SERVICIO. A aquellos usuarios que dispongan de un medidor avanzado en conexión directa, ni el prestador del servicio ni el OR podrán cobrar la suspensión o reconexión del servicio.

Resuelta favorablemente una solicitud de reconexión del servicio, o desaparecida la causa que dio origen a la suspensión del mismo, el OR deberá realizar la reconexión dentro de las dos horas siguientes a la hora de la instrucción dada por el Comercializador respectivo (negrilla fuera de texto)

Sin embargo, es fundamental tener presente que el citado artículo se enmarca en el contexto de la Resolución CREG 101 001 de 2022 «por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN», y, a la fecha de publicación del presente informe, no se cuenta con ningún proyecto considerado como AMI por parte de ningún agente, hecho que se aborda con más detalle en la sección 4.11.

1.5 PROCESO DE RECLAMACIÓN

Por ser del interés de los usuarios, es importante mencionar el procedimiento que debe seguirse cuando estos expresan inconformidad frente a las decisiones de la empresa respecto de la esencia del contrato de servicios públicos, de conformidad a lo establecido en la Ley 142 de 1994, Capítulo VII «Defensa de los Usuarios en Sede de la Empresa».



En este sentido, **contra los actos de negativa del contrato, suspensión, terminación, corte y facturación**, que realicen las empresas de servicios públicos domiciliarios, procede el recurso de reposición y apelación, los cuales deben ser tramitados de la siguiente manera:

- a. La petición, queja o reclamo se debe presentar ante la empresa de servicios públicos domiciliarios, quien debe brindar respuesta en un término de quince (15) días hábiles contados a partir de la fecha de la presentación de la petición, queja y recurso. Para efectos de la notificación de dicha respuesta la entidad prestadora tendrá un término de cinco (5) días hábiles contados a partir de la expedición de la respuesta para enviarle citación al usuario con el fin de que comparezca a la diligencia de notificación personal. Si el usuario no acude a la diligencia de notificación personal dentro de los cinco (5) días hábiles contados a partir del envío de la citación, esta se hará por medio de aviso que se remitirá a la dirección, al número de fax o al correo electrónico que figuren en el expediente acompañado de copia íntegra del acto administrativo conforme a los artículos 69 y S.S de la ley 1437 de 2011.
- b. El término para dar respuesta puede ser ampliado por el prestador cuando requiera practicar pruebas o se presente alguna otra circunstancia que dé motivo a ello. En este caso se le deberá enviar una comunicación al usuario en el que se informe los motivos de la demora y la fecha en que se le dará la respuesta definitiva. Dicho término de ampliación no podrá ser inferior a diez (10) ni mayor a treinta (30) días hábiles.
- c. Si la empresa no contesta dentro de los quince (15) días hábiles se entenderá que la petición ha sido resuelta en forma favorable para el usuario, reconocimiento que deberá hacer la empresa dentro de las 72 horas siguientes al término señalado. Si no lo hiciere, el usuario podrá dirigirse a esta Superintendencia mediante un oficio solicitando se abra investigación por presunto silencio administrativo positivo (SAP), anexando copia de la petición, queja o reclamo debidamente radicada ante la empresa, junto con las pruebas que desee adicionar.



- d. En caso de recibir una respuesta no favorable por parte de la empresa se podrán interponer en un mismo escrito, el Recurso de Reposición y Subsidiariamente el de Apelación ante el gerente o representante legal de la empresa, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la notificación de la decisión; quien después de resolver el recurso de reposición y llegado al caso de continuar con una decisión no favorable, remitirá el expediente a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para que se tramite la apelación. Si el usuario no interpone los recursos en el término de ley, queda en firme la decisión tomada por la empresa.

- e. En caso de que interponga los recursos dentro del término legal y la empresa niegue el recurso de reposición; con fundamento en el artículo 74.3 de la Ley 1437 de 2011, el usuario podrá interponer Recurso de Queja directamente ante la Superintendencia, solicitando se revise la decisión de la empresa, que niega el recurso de apelación, para lo cual deberá adjuntar copia de dicha decisión. De este recurso se podrá hacer uso dentro de los cinco (5) días siguientes a la notificación de la decisión por parte de la empresa que niega el recurso.



2 ANTECEDENTES Y METODOLOGÍA

El Diagnóstico de la Medición en el SIN para la vigencia 2023, parte de los resultados obtenidos y presentados por la DTGE el año anterior (vigencia 2022), y considera los análisis y resultados de vigilancia a la prestación del servicio de los prestadores durante el año 2023, asociados a: la cobertura de la medición, el comportamiento de consumo de los usuarios, los niveles de estimación del consumo por parte de los prestadores, el nivel de despliegue de la infraestructura de medición inteligente, la evolución de las reclamaciones, las fallas reportadas y los costos de los servicios adicionales por parte de los prestadores.

A continuación, se presenta la información relevante obtenida del diagnóstico de la vigencia del año anterior (2022) y, posteriormente, se muestra la metodología y fuentes de información usadas para el desarrollo del presente documento.

2.1 PRINCIPALES INDICADORES DEL DIAGNÓSTICO DE MEDICIÓN 2022

Teniendo en cuenta que parte de la información utilizada como insumo para la elaboración del presente documento proviene de la base de datos del SUI, es importante señalar que dicha información, reportada por los prestadores del servicio público domiciliario de energía eléctrica, es entregada al Estado colombiano para los fines previstos en el artículo 14 de la Ley 689 de 2001 y que, una vez cargada y certificada la información se considera oficial para todos los efectos previstos en la ley y podrá ser rectificada de acuerdo con el procedimiento definido por la SSPD, sin perjuicio de las investigaciones a las que haya lugar¹⁰; será responsabilidad de los prestadores del servicio de energía eléctrica el reporte oportuno, veraz y completo de la información establecida en la Resolución SSPD 20192200020155 de 2019 y derogada por la Resolución 20212200012515 de marzo de 2021. El reporte no veraz o incompleto se entenderá como un incumplimiento a la obligación de reporte de información que trata la mencionada resolución, la cual sólo se

¹⁰ Artículo 4 de la Resolución SSPD 20192200020155 de 2019, modificada por la Resolución 20212200012515 de 2021.



entenderá cumplida, cuando se reporte la información subsanando la respectiva irregularidad.

2.1.1 Reportes al SUI

Respecto a la información reportada por las empresas al SUI, se identificaron las siguientes situaciones en relación con los formatos TC1 y TC2 de la Resolución 20212200012515 de marzo de 2021:

Tabla 6. Formatos TC1 pendientes de certificar para el año 2022

Empresa	Periodos
CELSIA Colombia SA ESP	Julio, diciembre
Compañía de Electricidad de Tuluá SA ESP	Agosto, septiembre, octubre, noviembre, diciembre
Empresa de Energía del Valle de Sibundoy SA ESP	Junio, julio, agosto, septiembre, octubre, noviembre, diciembre

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

En la Tabla 7 se presenta el listado de empresas y de los respectivos periodos pendientes de certificar el formato TC2 para la vigencia 2022; se resaltan las empresas que tienen pendiente certificar todo el año 2022.

Tabla 7. Formatos TC2 pendientes de certificar para el año 2022

Empresa	Periodos
Compañía de Electricidad de Tuluá SA ESP	Agosto, septiembre, octubre, noviembre
Electrificadora del Huila SA ESP	Junio, julio, agosto, octubre
Empresa de Energía de Pereira SA ESP	Agosto
Empresa de Energía del Valle de Sibundoy SA ESP	Todo 2022
Empresas Públicas de Medellín ESP	Junio, julio, agosto
NEU Energy SAS ESP	Todo 2022
Profesionales en Energía SA ESP	Abril, mayo, junio, julio, noviembre
Ruitoque SA ESP	Noviembre
Voltaje Empresarial SAS ESP	Todo 2022

Fuente: SUI. Elaboración DTGE



2.1.2 Antecedentes de estimación del consumo

En el año 2022, el porcentaje de estimación del consumo fue del 3,35%. En comparación con el año 2021, cuyo nivel de estimación fue del 2,7%, hubo un incremento de 0,65 puntos porcentuales. Cabe recordar que el porcentaje de estimación para el año 2020 fue de 4,8%, sin embargo, esto se atribuyó en gran medida a la emergencia sanitaria originada por el COVID – 19. El porcentaje de periodos de facturación del consumo mediante la estimación se reporta en la Tabla 8.

Tabla 8. Porcentajes de estimación del consumo en el SIN

AÑO	2019	2020	2021	2022
Porcentaje de estimación del consumo	2,8%	4,8%	2,7%	3,3%

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

2.1.3 Usuarios sin medidor

Para el año 2022, el porcentaje de usuarios sin medidor fue del 2,16%, lo cual representa un incremento de 0,44 puntos porcentuales respecto del año anterior cuya cifra fue del 1,7%. Este último dato representaba una reducción con respecto al año 2020 donde se tuvo un reporte del 2,1% de los usuarios sin medidor. El porcentaje histórico de usuarios sin medidor se reporta en la Tabla 9.

Tabla 9. Porcentajes de usuarios sin medidor en el SIN

AÑO	2019	2020	2021	2022
Porcentaje de usuarios sin medidor	1,7%	2,1%	1,7% ¹¹	2,2%

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

¹¹ En agosto de 2021 Afinia reportó mal el campo de tipo de lectura, sin contar con ese dato el porcentaje de usuarios sin medidor para 2021 baja al 1,4%.



2.1.4 PQR

Respecto a las PQR por conceptos relacionados a la medición, para el año 2022 llamó la atención el mes de octubre donde se presentaron 332 464 PQR, en comparación con el promedio de los otros meses que estuvo alrededor de 170 000.

Otra cifra importante tiene que ver con el hecho de que para 2022 se presentaron un total de 2 045 852 PQR mientras que, para 2021, el número fue de 1 118 984 PQR, lo que corresponde a un incremento del 182,83%.

Como datos relevantes se tuvo que, para 2022, la empresa AIR-E encabezó la lista del total de PQR por conceptos relacionados a la medición con un total de 1 030 856, seguida de Afinia con 569 979; cantidades que representan el 50,39% y 27,86% del total. Las demás empresas tienen participaciones individuales de menos de 6%. El porcentaje histórico de PQR se reporta en la Tabla 10.

Tabla 10. Reporte histórico de PQR en el SIN

Concepto	PQR 2022	PQR 2021	PQR 2020
Cobro de medidor	2696	4111	15 380
Cobro de revisiones	8983	7263	8689
Cobro por consumos dejados de facturar o recuperación de energía	76 945	64 578	41 063
Cobros por promedio	496 555	197 732	118 718
Inconformidad con el Aforo	161 785	82 764	30 621
Inconformidad con el consumo o producción facturado	1 231 753	730 073	631 200
Inconformidad por cobros por normalización del servicio	8847	6332	5717
Inconformidad por desviación significativa	28 083	16 828	10 981
Cobro de consumo registrado por medidor de otro predio	30 205	9303	7897
Total	2 045 852	1 118 984	870 266

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

2.1.5 Medición prepago

En consideración a los reportes realizados en las versiones anteriores del Diagnóstico de Medición, para el año 2022 se tuvo un reporte de 363 189 usuarios con medición prepago. En los años 2021 y 2020 se tuvieron reportes de 359 216 y 343 779 usuarios con medición prepago, respectivamente.



2.2 METODOLOGÍA Y ANÁLISIS DEL DIAGNÓSTICO DE MEDICIÓN 2023

Para el reporte del estado de la medición durante el año 2023 se consideran las respuestas de las diferentes empresas prestadoras del servicio de energía en el SIN a los requerimientos de información sobre aspectos relacionados a la medición, realizados durante el primer semestre de 2024 y que corresponde a información que no se encuentra reportada en el SUI.

De la información que reportan las empresas, se pueden ver los avances y las proyecciones relacionadas al despliegue de AMI, así como los costos asociados, esto con el propósito del cumplimiento de la meta de medición inteligente bajo esa infraestructura de medición del 75% de los usuarios a 2030. Adicionalmente, se analizan aspectos relacionados al cumplimiento del Código de Medida.

De igual forma, se usó la información reportada al SUI, especialmente la asociada a los formatos TC1, TC2 y T14 de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021.

Con la información reportada en SUI se analiza el comportamiento del consumo de energía activa de los usuarios residenciales en el país dependiendo de su estrato y de la empresa que comercializa la energía. Adicionalmente, se consideran los consumos de energía reactiva inductiva y energía reactiva capacitiva; indicadores que no se habían presentado en versiones anteriores del Diagnóstico de Medición.

También se analizan los niveles de estimación de consumo en el país y se hace un panorama de los usuarios sin medición y de la distribución de usuarios en las áreas especiales en el país.

En esta versión del informe, se incluye un análisis sobre los usuarios Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE), en el que se presentan diversos indicadores relacionados con este tipo de usuarios.

Así mismo, se analiza la condición de las tasas de fallas en medidores, la cancelación de fronteras comerciales y, paralelamente la evolución de PQR en temas relacionados a la medición. Información que fue analizada con la finalidad de generar estrategias de



vigilancia para aquellas empresas en las que se observa una relación causal entre estas variables.

Finalmente, en el informe se incluye un reporte sobre los cargos asociados con la conexión del servicio público domiciliario de electricidad para usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional de conformidad con la Resolución CREG 225 de 1997.

2.3 DEFINICIONES

Con el fin de facilitar la comprensión de este documento, se presentan a continuación las siguientes definiciones tomadas de la normativa expedida por la CREG a lo largo de sus diferentes resoluciones:

Acometida: Derivación de la red local del servicio de energía eléctrica que llega hasta el registro de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios y, en general, en las unidades inmobiliarias cerradas de que trata la Ley 675 de 2001, la acometida llega hasta el registro de corte general. Se definen los tipos de la acometida como: Trifásica, Bifásica y Monofásica.

Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC): Dependencia del Centro Nacional de Despacho de que tratan las leyes 142 y 143 de 1994, encargada del registro de fronteras comerciales, de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos, transacciones y en general de todas las obligaciones que resulten por el intercambio de energía en la bolsa, para generadores y comercializadores; de las Subastas de Obligaciones de Energía Firme; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos y del cumplimiento de las demás tareas que sean necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC).



Autogenerador a pequeña escala (AGPE). Autogenerador con capacidad instalada o nominal igual o inferior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015¹² o aquella que la modifique o sustituya.

Calibración posterior del medidor: Procedimientos que se aplican a los medidores que están siendo usados y que se han retirado de su sitio de instalación, para las franjas de error permitidas por las normas técnicas aplicables.

Calibración y Ajuste inicial del medidor: Procedimiento previo a la instalación inicial del medidor, mediante el cual se determina el error (precisión) de la medida en un laboratorio acreditado, y se hacen los ajustes de este a las franjas permitidas según las normas técnicas vigentes.

Cargo por Conexión GND: Es el cargo que se cobra al usuario por una sola vez al momento de efectuar la conexión, para cubrir los costos involucrados en la conexión del inmueble al servicio. También podrá cobrarse cuando, por razones de suficiencia financiera, sea necesario acelerar la recuperación de las inversiones en infraestructura, siempre y cuando estas correspondan a un plan de expansión de costo mínimo. Este cargo incluye los costos de la acometida, del medidor y de la primera revisión de las instalaciones internas del usuario y/o suscriptor. Las modificaciones a las condiciones existentes se tratan como una conexión nueva.

Centro de Gestión de Medidas (CGM): Es el empleado por el representante de frontera (RF) para interrogar los medidores de las fronteras comerciales de su responsabilidad, concentrar y almacenar las lecturas, ejecutar los procesos de validación y crítica de las mediciones y realizar los reportes al ASIC de las lecturas de los medidores.

Un CGM puede ser constituido por un RF o por terceros y prestar sus servicios a varios RF. Los costos asociados son acordados entre las partes.

¹² Artículo 1o. El límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala será de un (1) MW, y corresponderá a la capacidad instalada del sistema de generación del autogenerador.



Conexión: Es el conjunto de actividades mediante las cuales se realiza la derivación de la red local de energía eléctrica hasta el registro de corte de un inmueble y se instala el medidor. La conexión comprende la acometida y el medidor. La red interna no forma parte de la conexión.

Consumo estimado: Es el consumo establecido con base en consumos promedios de otros períodos de un mismo suscriptor o usuario, o con base en los consumos promedios de suscriptores o usuarios con características similares, o con base en aforos individuales de carga.

Corte del servicio: Procedimiento mediante el cual se da por resuelto el contrato con condiciones uniformes y se retira parte, o todos los activos de conexión del usuario (acometida y equipo de medida), por la ocurrencia de algunas de las causales previstas en la Ley 142 de 1994 o en el Contrato con Condiciones Uniformes (CCU).

Frontera comercial: Corresponde al punto de medición asociado al punto de conexión entre agentes o entre agentes y usuarios conectados a las redes del Sistema de Transmisión Nacional o a los Sistemas de Transmisión Regional o a los Sistemas de Distribución Local o entre diferentes niveles de tensión de un mismo OR. Cada agente en el sistema puede tener una o más fronteras comerciales.

Frontera comercial con reporte al ASIC: Frontera comercial a partir de la cual se determinan las transacciones comerciales entre los diferentes agentes que actúan en el Mercado Mayorista de Energía (MEM) y se define la responsabilidad por los consumos. Estas fronteras se clasifican en: fronteras de generación, fronteras de comercialización, fronteras de enlace internacional, fronteras de interconexión internacional, fronteras de distribución y fronteras de demanda desconectable voluntaria.

Infraestructura Avanzada de Medición [Advanced Metering Infrastructure (AMI)]: Es la infraestructura que permite la comunicación bidireccional con los usuarios del servicio de energía eléctrica. Esta infraestructura integra hardware (medidores avanzados, centros de gestión de medida, enrutadores, concentradores, antenas, etc.), software, arquitecturas y redes de comunicaciones, que permiten la operación de la infraestructura y la gestión de los datos del sistema de distribución de energía eléctrica y de los sistemas de medida del



consumo de energía. En otras palabras, es una infraestructura moderna para la medición de los consumos de energía eléctrica, que aprovecha los sistemas de comunicaciones y avances tecnológicos.

Medición por aforo: Corresponde a la sumatoria de las capacidades nominales de todos los elementos eléctricos que se encuentren instalados o susceptibles de ser conectados y de las potencias asignadas a las salidas disponibles dentro del inmueble.

Medición por promedio: Corresponde a la medición de energía eléctrica a partir del promedio del consumo de energía eléctrica sobre periodos anteriores, dicha medición efectuada a partir de los seis últimos meses si es facturación mensual, o de los tres últimos bimestres si es facturación bimensual.

Medición real: Medición real del consumo de energía eléctrica a partir del empleo de equipos de medida o medidores de energía que proporcionan información en tiempo real del consumo eléctrico.

Medidor de Energía: Los medidores de energía son aparatos usados para la medida del consumo de energía. Existen varios tipos de medidores dependiendo de su construcción, tipo de energía que mide, clase de precisión y conexión a la red eléctrica.

Medidores de inducción o electromecánicos: Es un medidor en el cual las corrientes en las bobinas fijas reaccionan con las inducidas en un elemento móvil, generalmente un disco, haciéndolo mover.

Medidores electrónicos o estáticos: Medidores en los cuales la corriente y la tensión actúan sobre elementos de estado sólido (electrónicos) para producir pulsos de salida y cuya frecuencia es proporcional a los Vatios-hora o Var-hora.

Medidores Inteligentes: El medidor inteligente registra todos los datos de consumo de energía, calculando el consumo de una forma más detallada que los medidores tradicionales. Posterior a este registro, el medidor inteligente encripta esta información para enviarla a los concentradores de datos por medio de la red eléctrica.

Operador de red de STR y SDL (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 de Uso corresponde a un municipio.

Reconexión del Servicio: Restablecimiento del suministro del servicio público cuando previamente se ha suspendido.

Reinstalación del Servicio: Restablecimiento del suministro del servicio público cuando previamente se ha efectuado su corte.

Representante de Frontera (RF): Corresponde al agente a cuyo nombre se registra la frontera comercial en el Sistema de Intercambios Comerciales de acuerdo con lo señalado en la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya. Para cada tipo de frontera el representante será:

- a) Frontera de generación: el agente generador.
- b) Frontera de comercialización: el agente comercializador.
- c) Frontera de enlace internacional: el agente que representa el enlace internacional ante el ASIC de conformidad con la Resolución CREG 004 de 2003 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.
- d) Frontera de interconexión internacional: la empresa de comercialización, generación o la Empresa Propietaria del Enlace Internacional Colombia-Panamá, EECPP, conforme lo establecido en las resoluciones CREG 057 de 1998 y CREG 055 de 2011 o aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan.
- e) Frontera de distribución: el comercializador integrado al OR.
- f) Frontera de Demanda Desconectable Voluntaria: el agente comercializador, de acuerdo con lo señalado en la Resolución CREG 063 de 2010 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.



g) Fronteras sin reporte al ASIC: el agente comercializador con el que el usuario final haya suscrito el contrato de condiciones uniformes.

Revisión de la Instalación: Es el conjunto de actividades que realiza la empresa para revisar la instalación de la conexión, incluye acometida, medidor de energía e instalación interna, y la configuración o programación del medidor cuando fuere necesario.

Suspensión del Servicio: Interrupción temporal del suministro del servicio público respectivo, por alguna de las causales previstas en la ley o en el contrato

Último suspiro: Funcionalidad de los medidores avanzados de energía eléctrica o del sistema de medición avanzada que consiste en informar, dependiendo del medio de comunicación utilizado, que se ha producido una interrupción o corte en el suministro eléctrico.



3 DIAGNÓSTICO DE MEDICIÓN – 2023

El análisis que se presenta a continuación se fundamenta en la información reportada por las empresas en relación con sus usuarios y certificada en el SUI conforme a los lineamientos de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021.

En este contexto, se consideran: el total de usuarios según la manera como se determina su consumo, los niveles de estimación del consumo para la vigencia 2023, el comportamiento de consumos de los usuarios, las PQR reportadas por cada empresa y los cobros de las empresas por servicios adicionales. En los anexos del presente documento se encuentra la información detallada para cada sección del diagnóstico, a través de las respectivas tablas.

En el ejercicio de tratamiento de la información reportada al SUI, la DTGE identificó presuntas inconsistencias en el reporte de información en el formato TC2 y, de la misma manera, los periodos pendientes de certificación de los formatos TC1 y TC2 por parte de las empresas. A corte de 30 de junio de 2023¹³ se presentan las siguientes novedades:

3.1 Novedades con la información reportada por los prestadores al SUI

En primer lugar, se presenta una relación de los formatos pendientes de certificación ante el SUI. Cabe aclarar que, en dicho reporte, no solo se reportan aquellos formatos que se encuentran en estado «Pendiente», sino también aquellos que se encuentran cargados a la base de datos, pero que no se encuentran «Certificados» ante el SUI.

En la Tabla 11 se relaciona el listado de empresas y de los respectivos periodos pendientes de certificar el formato TC1 para la vigencia 2023.

Tabla 11. *Formatos TC1 pendientes de certificar para el año 2023*

Empresa	Periodos
Empresa de Energía del Valle de Sibundoy SA ESP	Todo 2023

¹³ Durante el primer semestre de 2024 las empresas certificaron formatos pendientes para periodos de 2023. Razón por la que, para la elaboración del presente informe, la información reportada al SUI se consulta con suficiente posterioridad al cierre del año de estudio.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

En la Tabla 12 se presenta el listado de empresas y de los respectivos periodos pendientes de certificar el formato TC2 para la vigencia 2023; y se resaltan las empresas que tienen pendiente de certificar todo el año 2023.

Tabla 12. Formatos TC2 pendientes de certificar para el año 2023

Empresa	Periodos
Distribuidora y Comercializadora De Energía Eléctrica SA ESP	Noviembre y diciembre
Drummond Power SAS ESP	Julio y septiembre
Empresa de Energía de Arauca ESP	Noviembre y diciembre
Empresa de Energía del Valle de Sibundoy SA ESP	Todo 2023
Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Vichada SA ESP	Diciembre
Empresa de Servicios Públicos del Occidente Colombiano SA ESP	Diciembre
Empresa Municipal de Servicios Públicos Domiciliarios de Vigía del Fuerte	Diciembre
Genersa SAS ESP	Agosto y septiembre
Neu Energy SAS ESP	Todo 2023
Profesionales en Energía SA ESP	Enero, febrero, marzo, mayo, septiembre, noviembre y diciembre
Ruitoque SA ESP	Junio
Spectrum Renovaveis SAS ESP	Septiembre, octubre, noviembre y diciembre
Voltaje Empresarial SAS ESP	Todo 2023

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Adicionalmente, se presenta un informe de las inconsistencias detectadas en los reportes realizados por las empresas en el formato TC2, específicamente en los campos «tipo de medidor» y «tipo de lectura», para el año 2023. Por un lado, se analizó el reporte de los usuarios que, mes a mes, en el campo 13 («tipo de lectura») aparecen clasificados con el código 3 (que corresponde al concepto «no tiene medidor»), pero que, al mismo tiempo, son reportados en el campo 42 («tipo de medidor») con una clasificación diferente al código 6 («usuario sin medidor»). Esto genera datos inconsistentes, ya que se reportan usuarios con tipo de lectura: «no tiene medidor», mientras que el «tipo de medidor» se clasifica como mecánico, electrónico o inteligente, en lugar de clasificarse como «usuario sin medidor». Por otro lado, se identificaron casos en los que se reporta en el campo 13 («tipo de lectura») a usuarios con código 1 (que corresponde al concepto «real»), pero en el campo 42 («tipo de medidor») se clasifica al usuario con el código 6, es decir, como «usuario sin medidor».



La información correspondiente a las inconsistencias con relación a los reportes en el campo 42 'tipo de medidor', con código 6 'usuario sin medidor' y reportes en el campo 13 'tipo lectura' con código diferente a 3 'sin medidor' se presenta en la Tabla 13.

Tabla 13. Número de reportes inconsistentes por empresa por tipo de medidor

EMPRESA	Tipo lectura = 1	Tipo lectura = 2	Tipo medidor = 6
Celsia Colombia SA ESP	43	0	43
Centrales Eléctricas de Nariño SA ESP	1	0	1
Electrificadora del Caquetá SA ESP	1539	0	1539
Electrificadora del Huila SA ESP	9430	162	9592
Electrificadora del Meta SA ESP	0	2890	2890
Empresa de Energía de Boyacá SA ESP	1	0	1
Empresa de Energía del Quindío SA ESP	25 733	136	25 869
Empresa de Energía del Bajo Putumayo SA ESP	34 916	1701	36 617
Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare SA ESP	0	1276	1276
Empresas Municipales de Cali E.I.C.E ESP	2913	0	2913
Empresas Públicas de Medellín ESP	16 465	2299	18 764
ENEL Colombia SA ESP	461	3	464
Enertotal SA ESP	3459	0	3459
Total	94 961	8467	103 428

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Es claro que existen casos en los que se puede presentar estimación de consumo a usuarios sin medidor. Dicha situación se evidencia en los reportes en el formato TC2 del SUI para los campos «tipo de medidor» = 6 'usuario sin medidor' y «tipo de lectura» = 2 'estimada'.

Si bien el artículo 146 de la Ley 142 de 1994 establece que «*la falta de medición del consumo, por acción u omisión de la empresa, le hará perder el derecho a recibir el precio. (...) Se entenderá igualmente, que es omisión de la empresa la no colocación de medidores en un período superior a seis meses después de la conexión del suscriptor o usuario*», las particularidades reportadas en la Tabla 13 correspondientes a la estimación del consumo a usuarios sin medidor quedan sujetas a la revisión por parte de la DTGE junto con los respectivos agentes. Lo anterior, a razón de que los reportes presentados para la columna «Tipo lectura = 2» pueden no ser inconsistencias en los reportes de información y sí obedecer a hechos reales, sin embargo, los datos se reportan en atención al aparte normativo citado previamente.



Lo que, claramente, es una inconsistencia en la información son aquellos datos reportados en la columna «Tipo lectura = 1» que corresponde a lectura «real» para los usuarios reportados como «usuario sin medidor».

El número de reportes inconsistentes por mes con relación al tipo de medidor se presenta en la Tabla 14.

Tabla 14. Reportes inconsistentes con relación al tipo de medidor

Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Celsia Colombia SA ESP	0	1	8	9	9	8	4	1	0	0	0	3	43
Centrales Eléctricas de Nariño SA ESP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
Electrificadora del Caquetá SA ESP	156	193	265	273	168	183	161	140	0	0	0	0	1539
Electrificadora del Huila SA ESP	646	666	759	744	863	926	912	914	874	763	780	745	9592
Electrificadora del Meta SA ESP	253	223	245	234	246	236	253	236	248	235	229	252	2890
Empresa de Energía de Boyacá SA ESP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Empresa de Energía del Quindío SA ESP	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	25867	25869
Empresa de Energía del Bajo Putumayo SA ESP	0	0	20	760	0	0	35837	0	0	0	0	0	36617
Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare SA ESP	163	0	161	145	145	170	169	162	161	0	0	0	1276
Empresas Municipales de Cali E.I.C.E ESP	2908	1	0	0	1	1	0	0	1	0	0	1	2913
Empresas Públicas de Medellín ESP	1454	1473	1484	1460	1436	1467	1485	1735	1646	1671	1715	1738	18764
ENEL Colombia SA ESP	2	4	3	3	4	0	0	0	0	0	206	242	464
Enertotal SA ESP	8	7	6	9	1418	47	62	61	64	50	1320	407	3459
Total	5590	2568	2953	3637	4290	3038	38883	3249	2994	2720	4250	29256	103428

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Ahora, bien, por otro lado en la Tabla 14 se reportan las inconsistencias presentadas cuando en el campo 13 («tipo de lectura») los usuarios aparecen clasificados con el código 3 (que corresponde al concepto «no tiene medidor»), y que, al mismo tiempo, son reportados en el campo 42 «tipo de medidor» con una clasificación diferente al código 6 «usuario sin medidor».

Tabla 15. Número de reportes inconsistentes por empresa por tipo de lectura.

Empresa	Tipo de medidor = 1	Tipo de medidor = 2	Tipo de medidor = 4	Tipo de Lectura = 3
Centrales Eléctricas de Nariño SA ESP	0	5	4	9
Electrificadora del Huila SA ESP	0	30696	82	30778
Empresa de Energía del Bajo Putumayo SA ESP	0	44	0	44
Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare SA ESP	1	0	0	1
Empresas Municipales de Cali E.I.C.E ESP	1732	0	43	1775



Empresa	Tipo de medidor = 1	Tipo de medidor = 2	Tipo de medidor = 4	Tipo de Lectura = 3
Empresas Públicas de Medellín ESP	44	13	0	57
ENEL Colombia SA ESP	33444	0	0	33444
Total	35221	30758	129	66108

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Bajo ese escenario se encontró un total de 66 108 reportes inconsistentes de los cuales se destacan las cifras de las empresas ElectroHuila y ENEL, con 30 778 y 33 444 reportes inconsistentes, respectivamente.

El número de reportes inconsistente por periodo se reporta en la Tabla 16.

Tabla 16. Reportes inconsistentes por periodo con relación al «tipo de lectura»

Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Centrales Eléctricas de Nariño SA ESP	1	2	1	0	3	0	1	1	0	0	0	0	9
Electrificadora del Huila SA ESP	2849	2594	2509	2415	2303	2321	2248	2672	2524	2821	2776	2746	30778
Empresa de Energía del Bajo Putumayo SA ESP	0	0	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	44
Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare SA ESP	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Empresas Municipales de Cali E.I.C.E ESP	140	195	124	132	229	142	145	110	121	185	137	115	1775
Empresas Públicas de Medellín ESP	6	7	6	5	6	4	3	4	5	3	4	4	57
ENEL Colombia SA ESP	0	0	0	0	0	0	0	0	16594	16850	0	0	33444
Total	2996	2798	2685	2552	2541	2467	2397	2787	19244	19859	2917	2865	66108

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Sobre dichos reportes, y como se hace habitualmente, se harán los respectivos requerimientos a los agentes involucrados para que den las aclaraciones correspondientes y, de ser necesario, realicen las correspondientes reversiones y correcciones en la información reportada erróneamente.

3.2 Medición del consumo facturado

En primer lugar, se presenta un panorama del número de usuarios por empresa a corte de diciembre de 2023. Al final del año 2023 se contaba un total de 17 123 646 usuarios distribuidos como se muestra en la Figura 1.

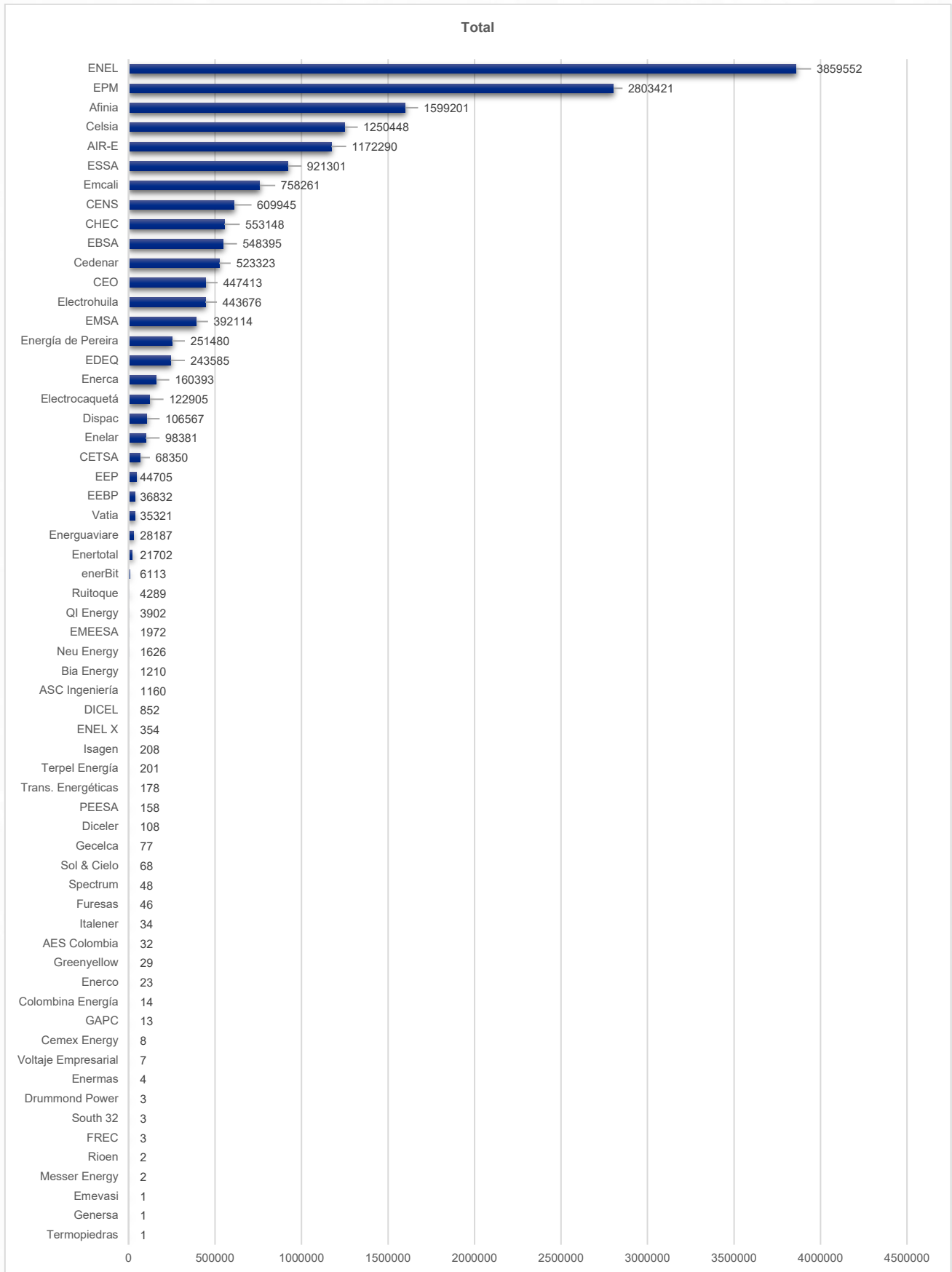
Respecto de la información presentada en la Figura 1, es importante aclarar que para esta se utilizó como base de datos la información pública que se encuentra en el aplicativo [O3](#).



Del total de usuarios, la distribución de tipo de medidor a corte de diciembre de 2023, según lo reportado por las empresas en el formato TC2 del SUI, se muestra en la Figura 2.



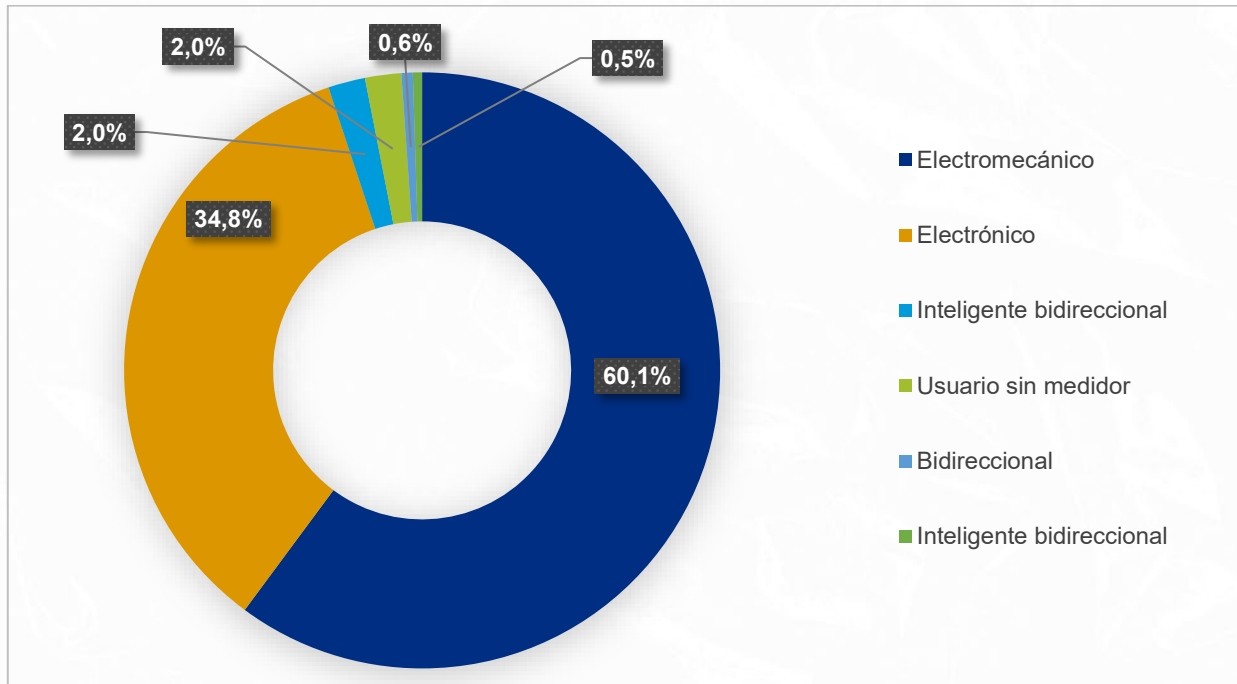
Figura 1. *Distribución de usuarios en el SIN para el año 2023*



Fuente: SUI. Elaboración DTGE



Figura 2. Distribución de los medidores en el SIN



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

De la Figura anterior se destacan varios aspectos: en primer lugar, el 60,1% de los usuarios del país se reportan con un medidor electromecánico, eso es un porcentaje altamente significativo a razón del tipo de tecnología de esos medidores, mucho más cuando la normativa actual proyecta que, para el año 2030, se tenga al 75% de los usuarios del país con medidores inteligentes en el marco de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI, por sus siglas en inglés). Así las cosas, se pone en evidencia el principal punto de enfoque para el cambio de tecnologías.

En segundo lugar, el porcentaje de medidores inteligentes suma el 2,5% del total de medidores del país, cifra ligeramente inferior a la del año anterior donde se reportó un 2,6% de este tipo de medidores. En ese sentido, no se registra ningún avance en el despliegue de medición inteligente a nivel país. Adicionalmente, y como se profundizará más adelante, este hecho no implica que esos medidores estén inmersos dentro del contexto de AMI.

En tercer lugar, se registra un 2% de usuarios sin medidor, cifra que disminuyó en comparación con relación al año anterior donde se reportó un 2,2%.



Una comparación para los años 2022 y 2023 de la distribución de medidores se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 17. Comparación del porcentaje de distribución de medidores entre 2022 y 2023

Tipo de medidor	Porcentaje de medidores en 2022	Porcentaje de medidores en 2023	Diferencia (p. p.)
Electromecánico	50,6%	60,1%	9,50%
Electrónico	44,4%	34,77%	-9,63%
Bidireccional	0,3%	0,61%	0,31%
Inteligente unidireccional	1,8%	2,01%	0,21%
Inteligente bidireccional	0,8%	0,5%	-0,30%
Usuario sin medidor	2,2%	2%	-0,20%

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

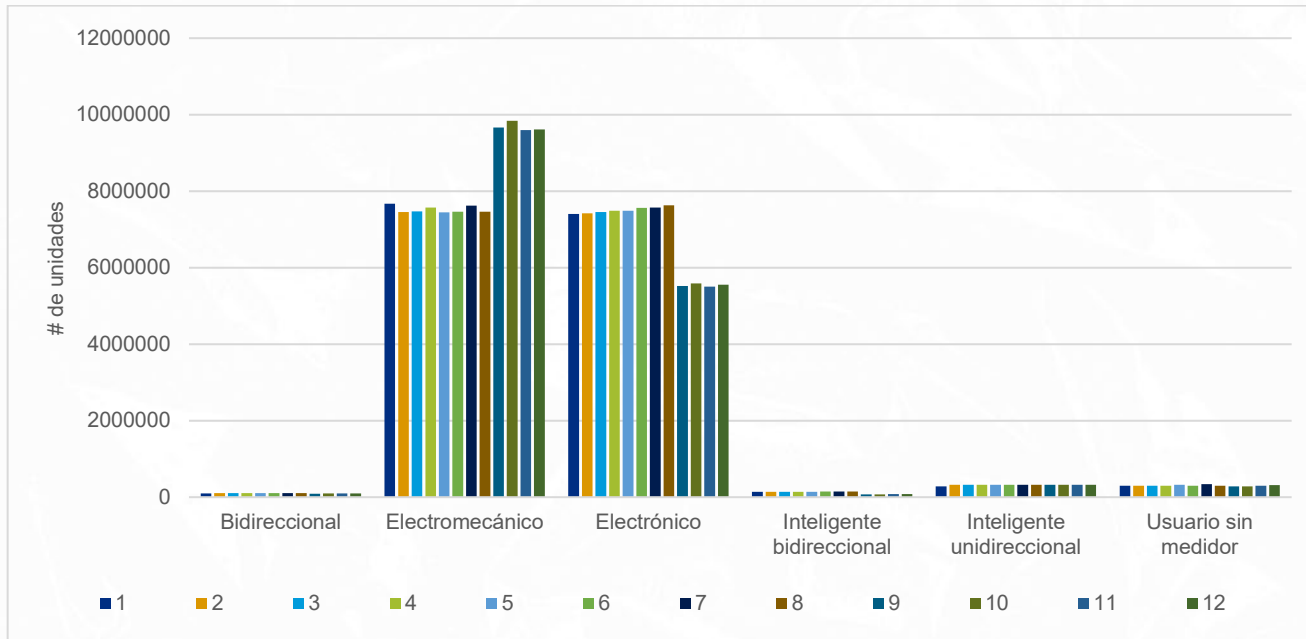
El total de medidores inteligentes (unidireccional y bidireccional) para cada año se mantienen en valores similares como se mencionó anteriormente.

Nótese que los cambios significativos se dan en los reportes para los tipos de medidor electromecánico y electrónico los cuales cambian en proporciones similares: aumento y disminución del 9,5% y 9,63%, respectivamente, y cuya suma se mantiene muy similar en los años 2022 sumando el 95% y 2023 sumando el 94,87% del total de medidores del país.

Sin embargo, ese reporte en los tipos de medidor del 60% representa una cifra significativamente alta en comparación con años anteriores. Realizando un análisis de la información que se reporta en el SUI, se evidencia que en el periodo 9, hubo un cambio importante en todos los reportes del campo «tipo de medidor» que dan cuenta de esas diferencias porcentuales; esto se evidencia en la Figura 3.



Figura 3. Reporte mensual por tipo de medidor nivel país - 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Nótese que en el periodo 8 hay variaciones notorias en los reportes de los tipos de medidores electromecánico, electrónico e inteligente bidireccional. En el tipo de medidor bidireccional también se tiene el mismo tipo de novedad en el reporte donde se evidencia una cifra significativamente inferior a partir del periodo 9 en comparación con los otros periodos, particularmente en los estratos 2 y 3.

Estas diferencias se deben a los reportes que realizó la empresa ENEL Colombia en el año 2023. Mientras que los reportes para las demás empresas mantuvieron cifras similares, ENEL Colombia tuvo un cambio en el reporte altamente representativo, hecho que llevó a obtener los porcentajes que se han presentado.

Los totales reportados por la empresa ENEL Colombia por tipo de medidor se presentan en la Tabla 18.

Tabla 18. Reporte mensual por tipo de medidor – ENEL Colombia – 2023

Tipo de medidor	Bidireccional	Electromecánico	Electrónico	Inteligente bidireccional	Inteligente unidireccional	Usuario sin medidor
Enero	14 457	1 565 258	2 066 737	75 622	1	17 669
Febrero	14 463	1 562 777	2 068 508	75 695	0	17 912
Marzo	14 363	1 562 717	2 080 983	75 548	1	18 010
Abril	14 372	1 560 140	2 082 724	75 823	1	17 872
Mayo	14 197	1 560 207	2 094 368	75 742	1	17 347



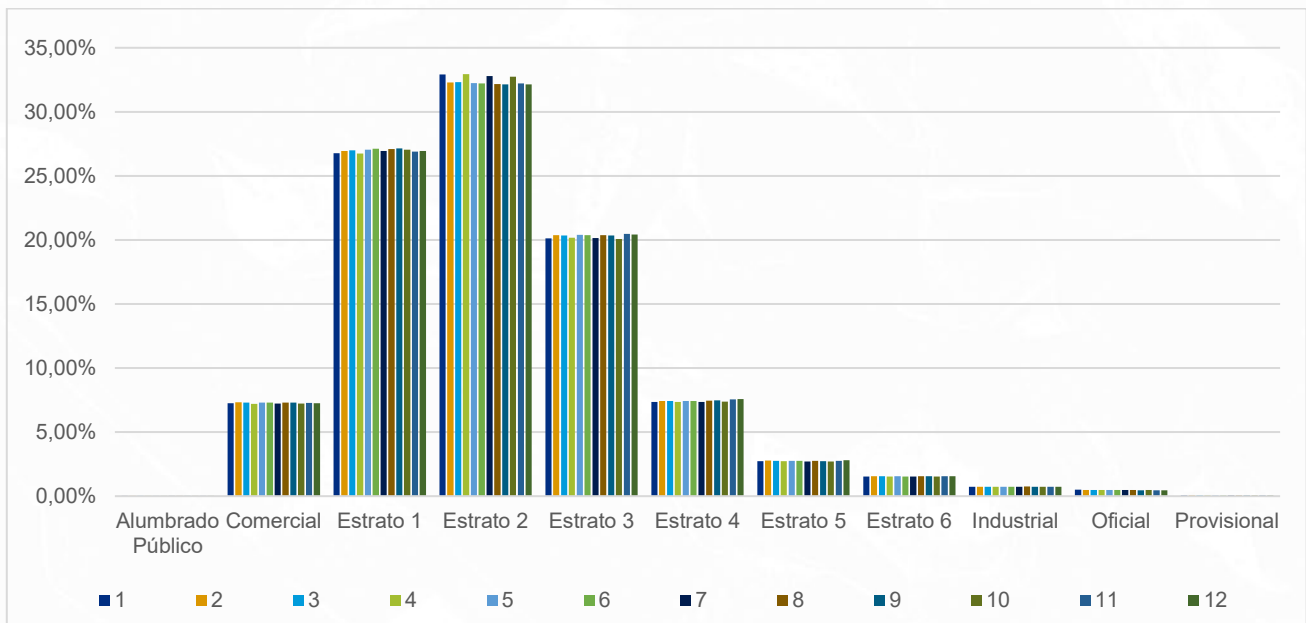
Tipo de medidor	Bidireccional	Electromecánico	Electrónico	Inteligente bidireccional	Inteligente unidireccional	Usuario sin medidor
Junio	14 142	1 557 195	2 097 407	76 012	1	17 552
Julio	14 134	1 557 636	2 109 237	76 621	64	17 449
Agosto	14 085	1 555 018	2 109 762	77 092	61	19 455
Septiembre	5	3 751 607	19	1216	0	0
Octubre	7	3 745 845	12	1246	1	0
Noviembre	0	3 731 756	30	1100	1	16 992
Diciembre	3	3 729 470	24	1200	6	16 679

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Nótense los cambios a partir de los reportes del mes de septiembre. Si bien el total de usuarios por periodo no cambia, la mayoría de los reportes de tipo de medidor se hicieron en el tipo de medidor electromecánico. Al respecto, será la empresa quien informe a la DTGE las razones de dichos cambios y harán en los casos en los que corresponda las aclaraciones correspondientes.

Otra forma de distribución de los usuarios, ya no por el tipo de medidor sino por su estrato/sector, de acuerdo con la clasificación de acuerdo con el formato TC1 de la resolución de reporte de información se muestra a continuación:

Figura 4. Distribución porcentual de usuarios según estrato/sector - 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

En la Figura 4 se presenta, para cada estrato/sector, el porcentaje de usuarios del servicio de energía eléctrica con relación al total del país, esto para cada uno de los periodos del



año; se puede evidenciar un comportamiento constante durante todo el año. Se observa que la mayoría de los usuarios está en el estrato 2, que representa un 32,43% en promedio, seguido del estrato 1, con un promedio de 26,97%, y el estrato 3 con un promedio de 20,3%. Estos tres suman el 79,7% del total de usuarios del servicio público de energía del país, según la información que reposa en el SUI.

En complemento, en la Tabla 19 se presenta la proporción de distribuidores por estrato/sector. Allí se pone de presente la participación por cada estrato y sector sobre el total de medidores, y del tipo de medidor en cada una de estas categorías.

Tabla 19. Distribución porcentual de medidores por estrato/sector – 2023

Estrato / sector	Bidireccional	Electromecánico	Electrónico	Inteligente bidireccional	Inteligente unidireccional	Usuario sin medidor	Total
Industrial	0,019%	0,496%	0,174%	0,023%	0,009%	0,012%	0,733%
Comercial	0,060%	4,632%	2,174%	0,090%	0,163%	0,148%	7,267%
Oficial	0,007%	0,221%	0,179%	0,005%	0,014%	0,037%	0,463%
Provisional	0,003%	0,014%	0,032%	0,001%	0,003%	0,004%	0,057%
Alumbrado Público	0,000%	0,001%	0,009%	0,000%	0,000%	0,009%	0,019%
Estrato 1	0,166%	11,696%	12,821%	0,181%	0,585%	1,503%	26,952%
Estrato 2	0,224%	19,940%	11,196%	0,080%	0,586%	0,117%	32,143%
Estrato 3	0,083%	14,414%	5,385%	0,054%	0,469%	0,013%	20,419%
Estrato 4	0,034%	5,465%	1,850%	0,041%	0,122%	0,059%	7,571%
Estrato 5	0,011%	2,085%	0,618%	0,018%	0,024%	0,055%	2,812%
Estrato 6	0,009%	1,194%	0,311%	0,009%	0,035%	0,006%	1,564%
Total	0,616%	60,158%	34,751%	0,502%	2,009%	1,963%	100,000%

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

En la tabla anterior, se considera la participación discriminada por los estratos del sector residencial y de los sectores comercial, industrial, oficial, provisional y el alumbrado público. En la última columna se presenta la participación total de cada estrato/sector en el total de medidores. En consideración de esto último, del total de medidores en el SIN, el sector residencial abarca el 91,46% de medidores; el sector comercial aporta un 7,27%; y el 1,27% restante a los otros sectores. Cifras muy similares comparadas con las reportadas para el año 2022.

Adicionalmente, en la Tabla 20, se hace un reporte de la distribución de tipos de medidor por empresa para aquellas que tienen más de 100 000 usuarios, en el orden de la que más usuarios tiene a la que menos, en concordancia con la Figura 1.



Tabla 20. Distribución de tipo de medidor por empresa – diciembre de 2023¹⁴

Empresa	Bidireccional	Electromecánico	Electrónico	Inteligente bidireccional	Inteligente unidireccional	Usuario sin medidor
ENEL Colombia	0,00%	99,53%	0,00%	0,03%	0,00%	0,44%
EPM	0,03%	68,64%	31,26%	0,00%	0,00%	0,07%
Afinia	0,00%	64,80%	27,23%	0,00%	0,00%	7,96%
CELSIA	3,90%	39,94%	54,14%	0,74%	1,09%	0,19%
AIR-E	0,01%	0,00%	91,15%	0,05%	0,00%	8,78%
ESSA	1,40%	73,94%	24,45%	0,00%	0,00%	0,20%
EMCALI	0,00%	93,28%	0,02%	0,00%	5,51%	1,19%
CENS	0,20%	31,85%	67,85%	0,01%	0,00%	0,09%
Cedonar	0,00%	0,00%	93,83%	0,03%	3,95%	2,18%
CHEC	6,14%	12,78%	30,51%	0,08%	50,40%	0,09%
CEO	0,01%	23,55%	62,90%	12,22%	0,08%	1,24%
EMSA	0,02%	3,66%	95,28%	0,00%	0,07%	0,97%
ElectroHuila	0,07%	0,00%	99,06%	0,00%	0,38%	0,49%
EBSA	0,00%	87,69%	12,12%	0,00%	0,00%	0,18%
Energía de Pereira	0,00%	80,32%	19,57%	0,01%	0,00%	0,10%
EDEQ	0,57%	67,49%	20,69%	0,00%	0,00%	11,26%
ENERCA	0,00%	12,31%	87,47%	0,02%	0,06%	0,14%
ElectroCaquetá	0,00%	47,31%	50,86%	0,00%	0,00%	1,82%
Dispac	0,00%	73,93%	20,52%	0,00%	0,00%	5,54%

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

En la Tabla 20 se ha resaltado a la empresa ENEL Colombia a razón de lo expuesto previamente sobre el reporte atípico a partir de septiembre de 2023, tal como se muestra en la Tabla 18. Adicionalmente, se resaltan los reportes de la empresa AIR-E, quien manifiesta que, prácticamente, no cuenta con usuarios con medidor electromecánico. En enero de 2023, AIR-E reportó 53 usuarios y el resto de los periodos del año reportó un promedio de 16. Igualmente pasa con las empresas Cedonar, EMSA y ElectroHuila cuyos reportes de usuarios con medidor electromecánico es prácticamente cero (0). ENERCA también tiene un reporte bajo (12,31%) comparado con el promedio.

A continuación, se resumen otros aspectos relevantes de la información reportada en la Tabla 20:

¹⁴ La información que se reporta en la presente tabla no tiene en cuenta al alumbrado público el cual fue retirado del análisis.

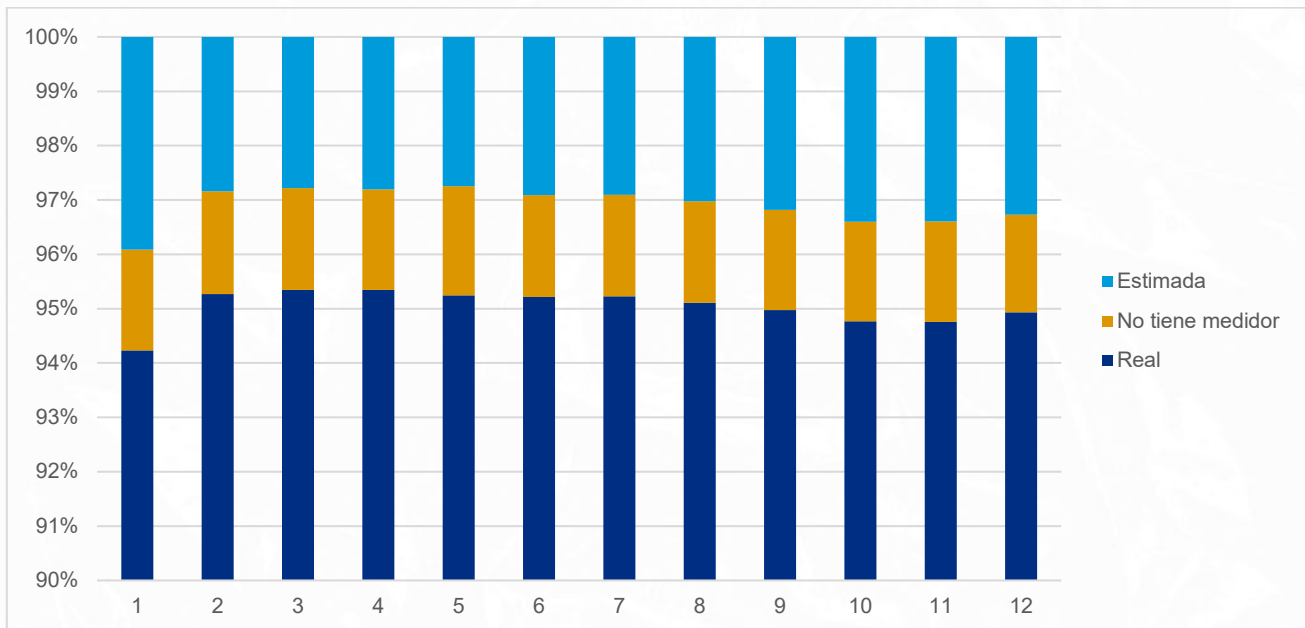


- La empresa que mayor porcentaje de usuarios por tipo de medidor «bidireccional» es CHEC, con 6,14%, seguida de CELSIA con 3,9%.
- Después de ENEL Colombia, la empresa que mayor número de usuarios con medidor «electromecánico» es EMCALI con 93,28%. Le siguen EBSA, Energía de Pereira, ESSA y DISPAC, con 87,69%, 80,31%, 73,93% y 73,92%, respectivamente.
- Sin contar con los reportes en cero o muy bajos para el tipo de medidor «electromecánico», las empresas con mayor número de usuarios con tipo de medidor «electrónico» son CENS, CEO, CELSIA y ElectroCaquetá con 67,84%, 62,84%, 54,14% y 50,85%, respectivamente.
- La empresa con mayor reporte de usuarios con medidor inteligente bidireccional es CEO con 12,21%, seguida de CELSIA con 0,74%. Nótese los bajos indicadores.
- La empresa CHEC reporta tener 50,4% de sus usuarios con tipo de medidor «inteligente unidireccional», es un reporte bastante atípico considerando el tipo de tecnología y, adicionalmente, considerando que, únicamente EMCALI, CEDENAR y CELSIA reportan usuarios con ese tipo de medidor por encima del 1% del total de sus usuarios, reportando 5,51%, 3,95% y 1,09%, respectivamente.
- Finalmente, un dato muy relevante es el reporte de usuarios «sin medidor» considerando que la Ley 142 de 1994 establece que, a partir de su expedición, se debieron aumentar los niveles de macro y micromedición a un 95% del total de los usuarios. Bajo esas consideraciones, las empresas que reportan un porcentaje de **usuarios sin medidor por encima del 5% del total de sus usuarios** son EDEQ, AIR-E, Afinia y Dispac, con 11,26%, 8,79%, 7,97% y 5,56% respectivamente.

En complemento al análisis de segmentación realizado para los tipos de medidor, se presentan algunos análisis complementarios relacionados con el tipo de medición que, según lo considerado en el formato TC2 del SUI, corresponde a 1) lectura real, 2) lectura estimada y 3) usuario sin medidor. Así las cosas, en la Figura 5 se presenta cómo fue la medición del consumo de los usuarios del SIN para el año 2023.



Figura 5. Porcentaje de tipo de lectura por periodo – 2023¹⁵



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

La información de la Figura 5 corresponde a lo reportado por los prestadores en el campo 13. 'tipo lectura' del formato TC2 de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021, el cual ofrece los códigos de reporte para el tipo de lectura como 1) real, 2) estimada y 3) no tiene medidor. Para el año 2023, se tuvo que, en promedio, la medición del consumo por lectura real fue del 95,03%, ligeramente mayor a lo reportado en 2022 con 94,5%; la medición por estimación del consumo fue del 3,17%, ligeramente inferior a lo reportado en 2022 donde se tuvo un 3,35%; y el porcentaje de usuarios sin medidor fue de 1,87%, reporte que mejora con relación a 2022 donde se tuvo un promedio de 2,16%.

Cabe mencionar que, si bien el promedio de estimación nacional se reporta alrededor del 3,17% mensual, los rangos de estimación de cada empresa respecto del total de sus usuarios varían significativamente respecto del promedio.

El análisis de la estimación del consumo se presenta en la sección 4.3; de los usuarios sin medidor en la sección 3.4. Y, para complementar, en la sección 3.5 se presenta un análisis sobre el comportamiento del consumo de energía de los usuarios del SIN.

¹⁵ La información que se reporta en la presente figura no tiene en cuenta al alumbrado público el cual fue retirado del análisis.



3.3 Análisis de la estimación de consumo

En esta sección se hace un estudio de los niveles de estimación del consumo realizado por cada empresa a lo largo del año 2023 considerando esto a nivel municipio y también por estrato/sector.

Previo al análisis de la información, cabe recordar que la posibilidad de que el consumo pueda ser estimado, se realiza conforme a lo que decreta el artículo 146 de la Ley 142 de 1994, el cual establece que *«Cuando, sin acción u omisión de las partes, durante un período no sea posible medir razonablemente con instrumentos los consumos, su valor podrá establecerse, según dispongan los contratos uniformes, con base en consumos promedios de otros períodos del mismo suscriptor o usuario, o con base en los consumos promedios de suscriptores o usuarios que estén en circunstancias similares, o con base en aforos individuales»*. Sin embargo, es claro que, conforme a la misma ley, es derecho de los usuarios obtener de las empresas la medición de sus consumos reales mediante instrumentos tecnológicos apropiados, dentro de plazos y términos que para los efectos fije la comisión reguladora.

Cabe agregar que el 17 de mayo de 2024, la SSPD emitió la [Circular Externa n.º 20241000000434](#) mediante la cual recuerda a los comercializadores de energía eléctrica del país la obligación de la medición del consumo. En la comunicación se considera que:

(...) existen casos excepcionales contemplados en la ley bajo los cuales no es posible la medición mediante instrumentos idóneos y, en ese mismo sentido, para esos casos, el artículo 146 de la Ley 142 de 1994 habilita, excepcionalmente, la aplicación de mecanismos alternativos para determinar el consumo y establecer el precio con base en estimaciones. No obstante, la aplicación de tales mecanismos debe estar señalada en los contratos de servicios públicos, siendo estos, los de estimación del consumo a partir de: i) promedios de otros periodos del mismo suscriptor o usuario; ii) consumos promedios de suscriptores o usuarios que estén en circunstancias similares; o, iii) aforos individuales, según sea el caso.

En este sentido, es importante reiterar que, el uso de estas alternativas se encuentra supeditado a la imposibilidad de medir los consumos, la ley limita su aplicación o



procedencia, para el servicio de energía eléctrica, a cualquiera de los siguientes supuestos: i) cuando durante un período no sea posible medir razonablemente con los instrumentos de consumo; ii) cuando se determine la falta de medición del consumo por acción u omisión del suscriptor; iii) por investigación de la causa de las desviaciones significativas frente a consumos anteriores; y, iv) por razones de seguridad o interés social¹⁶. De este modo, la imposibilidad de medir el servicio con los instrumentos de medición en los supuestos antes mencionados, supone una excepción a la regla general de medición de los consumos reales.

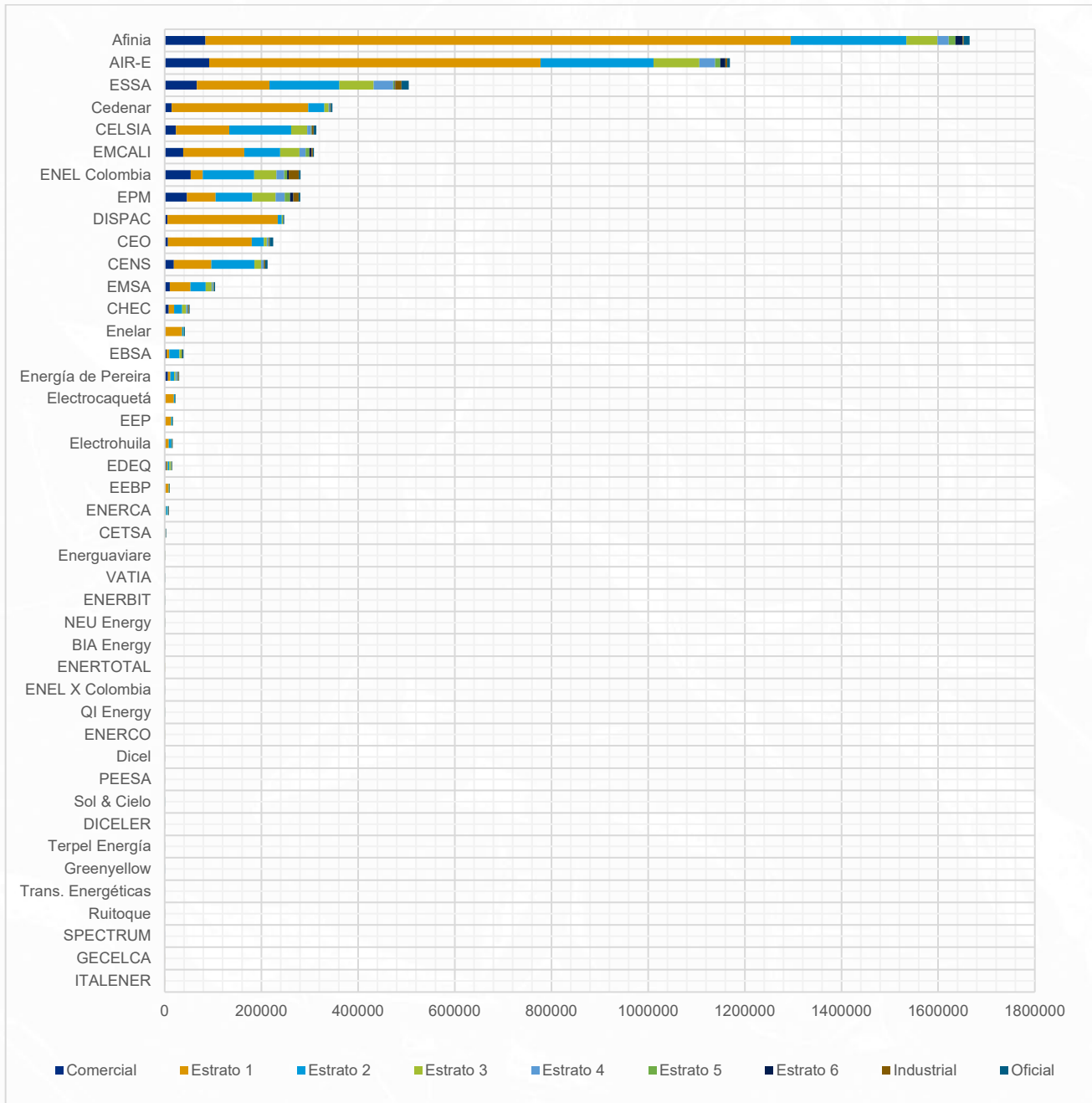
En ese sentido, se busca identificar, con base en la información reportada en el formato TC2 de Resolución SSPD 20212200012515 de 2021, el porcentaje de estimación de los consumos que se presentó durante el 2023, abordando la panorámica desde varios puntos de vista, por ejemplo, determinando el nivel general de estimación por empresa, identificando por estrato el nivel de estimación, identificando por municipio cómo fue la medición a nivel de estrato, y, adicionalmente, presentando un panorama de los usuarios a quienes se les estimó el consumo por más de un periodo.

En primer lugar, se presenta el total de periodos estimados durante 2023 reportados por las empresas para el sector residencial y los sectores comercial, oficial e industrial. En la Figura 6, se observa la cantidad total reportada de estimaciones para el año 2023.

¹⁶ [Concepto unificado 002 de 2009](#), modificado en 2021.



Figura 6. Número total de periodos estimados en 2023.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

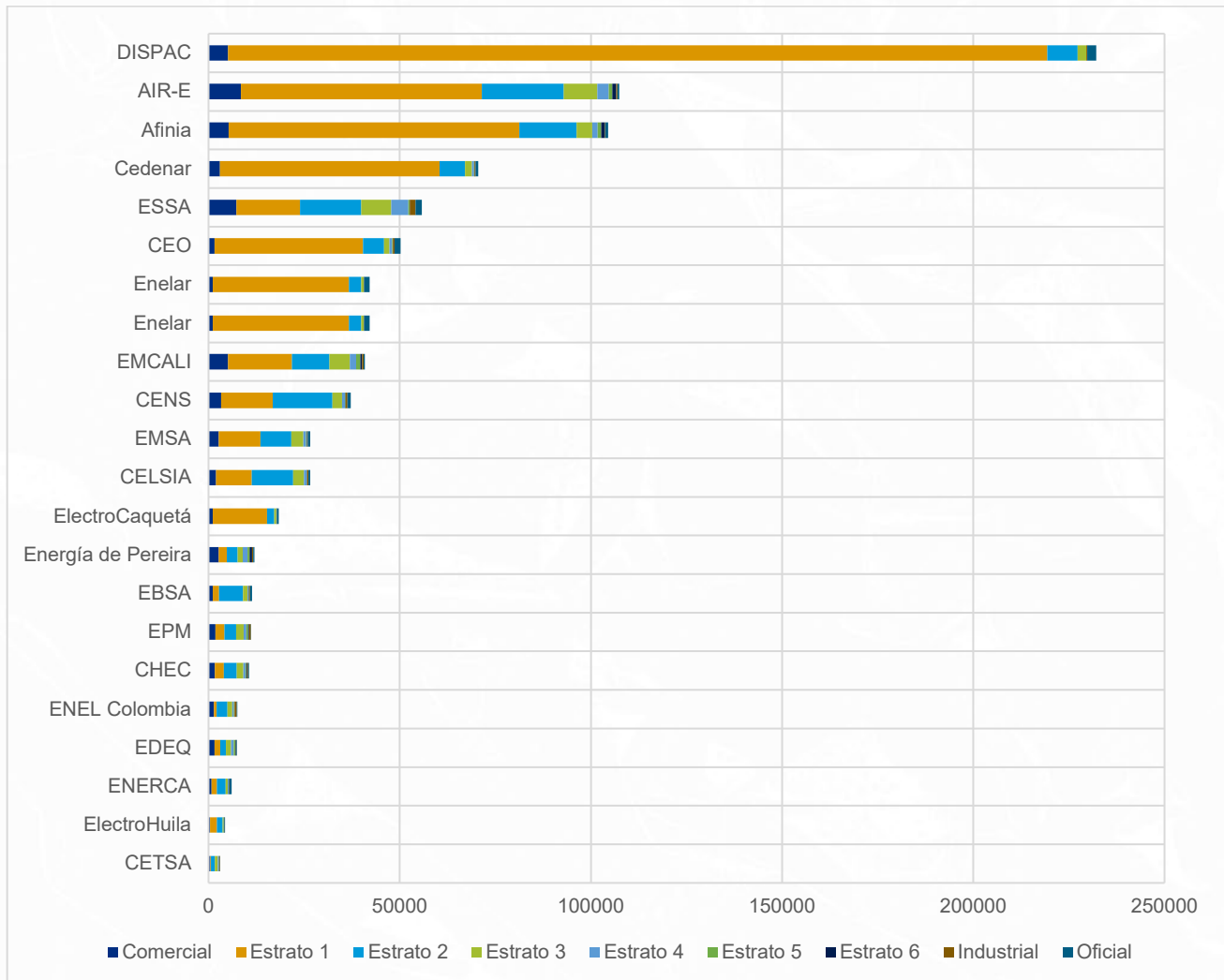
Claramente se puede observar que las empresas Afinia y AIR-E tienen el mayor número de periodos estimados y que, principalmente, es a usuarios del estrato 1 a quienes más se les estimó. Sin embargo, es importante aclarar que el número total de estimaciones que se reporta da cuenta del total de usuarios que atiende cada empresa a los cuales, durante periodos diferentes de 2023, se les estimó el consumo de manera individual.



En comparación con el año 2022, se cambió el orden entre las empresas AIR-E y Afinia quienes, para ese año reportaron totales de periodos estimados de 1 663 413 y 1 600 018, respectivamente. Para el año 2023, el reporte de estimaciones fue de 1 168 931 para la empresa AIR-E y 1 665 053 para AFINIA.

Si bien el total de periodos estimados da un panorama general de la cantidad de estimaciones, no es un comparativo suficiente para identificar qué tanto estima una empresa el consumo con relación a otra. En ese sentido, se presenta un análisis de la estimación de los consumos para el 2023 normalizando el número total de estimaciones por cada 100 000 usuarios.

Figura 7. Estimación del consumo por cada 100 000 usuarios – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE



En el escenario que se muestra en la Figura 7, es posible identificar a la empresa que más estima los consumos, a razón de su número de usuarios. Igualmente, permite hacer una comparación objetiva de la estimación del consumo con relación a las otras empresas. Para el año 2023, al igual que para 2022, fue Dispac la empresa que, en proporción, más estima el consumo en el país.

Algunas observaciones de los resultados presentados sobre la estimación en 2023 con relación al año 2022, se mencionan a continuación:

- En 2023, el Top 5 de las empresas con mayor indicador de estimación fueron, de mayor a menor: Dispac, AIR-E, Afinia, Cedenar y ESSA; y para el año 2022, las 5 empresas con mayor estimación de consumo fueron, de mayor a menor, Dispac, AIR-E, Afinia, Enelar, y Cedenar. Nótese que 4 de ellas se mantuvieron como las empresas con mayor indicador de consumo. Adicionalmente, hay un aspecto importante por considerar: como se mencionó en la Tabla 12, Enelar no tiene certificado el formato TC2 para los meses de noviembre y diciembre de 2023, hecho que implica que para esa empresa el indicador real de estimación de consumo es mayor al que se ha reportado en la Figura 6 y la Figura 7.
- De las empresas con mayor indicador de estimación por número de usuarios que se presentó en 2022, en comparación con los resultados reportados en 2023, se encontraron las diferencias que se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 21. Comparación entre las estimaciones por cada 100 000 usuarios para los años 2022 y 2023

Empresa	Estimaciones 2022	Estimaciones 2023	Diferencia
Dispac	195157	232109	18,9%
AIR-E	137680	107430	-22,0%
Afinia	103241	104493	1,2%
CEDENAR	73313	70539	-3,8%
ESSA	70517	55777	-20,9%
CEO	47414	50193	5,9%
EMCALI	46646	40857	-12,4%
CENS	29796	37186	24,8%

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

En la Tabla 21, se resaltan dos casos particulares en los cuales se tienen incrementos porcentuales significativos, siendo mucho mayor en el caso de Dispac



que, como se mencionó, para los años 2022 y 2023 ha mantenido los indicadores de estimación, por número de usuarios, más altos del país y cuyo aumento es considerable.

Como se mencionó, si bien Enelar muestra una reducción en del número de estimaciones del consumo, no se tiene en cuenta para el análisis a razón que, como se mencionó, la empresa no reporto información al SUI para los periodos de noviembre y diciembre de 2023. Aun así, y como se evidencia en la Figura 7, Enelar está entre las empresas con los indicadores de estimación más altos.

- AIR-E tuvo una reducción importante en el indicador de estimación. De igual manera, ESSA también presenta reducciones en el indicador. Para el caso de esta última, la reducción puede ser atribuible a la solución del caso de hackeo ocurrido entre diciembre de 2022 y enero de 2023, meses en los cuales se evidencian los picos de estimación para esa empresa.

Para dar un mayor alcance al estudio de la estimación de los consumos, en el anexo 2 se presentan, de la Tabla 58 a la Tabla 67, la aplicación de la estimación de los consumos para cada una de las empresas, dando cuenta del número de usuarios por municipio para cada uno de los periodos del año. Se presenta la información para las 10 primeras empresas de la lista que aparece en la Figura 6, i. e., para las empresas Afinia, AIR-E, ESSA, CEDENAR, Celsia, EMCALI, ENEL Colombia, EPM, Dispac y CEO.

Algunos aspectos destacados de las tablas mencionadas se relacionan a continuación:

- En relación con la empresa Afinia, no se evidencia ninguna tendencia particular en los casos de estimación de consumo. De los 137 municipios donde se reportaron casos, ninguno muestra una predominancia significativa sobre los demás, excepto Cartagena de Indias, que concentra el 17,5% del total de casos. De manera general, se observa un comportamiento estable a lo largo de cada periodo del año, sin que en ningún mes se haya estimado un consumo significativamente distinto del promedio general de los demás meses. No obstante, se identifica una tendencia creciente, alcanzando los valores más altos en los últimos periodos del año.
- La empresa AIR-E, de los 67 municipios donde reporta estimación, el 29% de los casos se presentan en Barranquilla, el 11,3% en el municipio de Soledad, y el



10,8% en Santa Marta. Es decir que el alrededor del 50% de los casos de estimación se concentran en estos tres municipios. De manera general, se observa un comportamiento constante a lo largo de cada periodo del año.

- La empresa ESSA concentra el 38,6% de los casos en 2 de los 110 municipios donde reporta estimación, siendo estos Bucaramanga con el 24,56% y Barrancabermeja con el 14%. En el mes de enero, el 17,5% del total de casos reportados corresponde a estos dos municipios. Tal como se mencionó, ESSA reportó un hackeo ocurrido a final del año 2022, hecho que se refleja en que, para enero de 2023 se hayan presentado del 36,7% del total de casos de estimación realizados en 2023, mientras que los demás periodos presentan un promedio del 5,8%.
- Para la empresa Cedenar se evidencian estimaciones consistentes a lo largo del año, sin embargo, de los 66 municipios donde reporta estimación, el 41,53% de los casos se presentan en el municipio de San Andrés de Tumaco.
- CELSIA reportó estimación en 101 municipios, de los cuales Buenaventura concentra el 21,48% de los casos, seguido de Palmira con el 8,34%, lo que implica que cerca del 30% del total de casos de estimación se concentran en estos dos municipios. Por otro lado, se evidencia que para los periodos de abril y julio se tienen reportes ligeramente mayores que en resto de periodos del año.
- En comparación con las demás empresas, el número de municipios donde EMCALI reporta estimación es significativamente inferior, ya que la empresa solo opera en 4 municipios, de los cuales Cali concentra el 89,16% de los casos. Adicionalmente, se evidencia que, en los periodos de octubre, noviembre y diciembre de 2023 se reportó el mayor porcentaje de estimación, acumulando alrededor del 40% del total en esos tres meses. Esto implica que la estimación en dichos periodos fue aproximadamente el doble de la realizada en los otros meses.
- La empresa ENEL Colombia reporta estimación en 135 municipios. El mayor porcentaje se concentra en Bogotá, con el 41,82% de los casos, seguido por Soacha con el 4,64% y Fusagasugá con el 2,06%. Además, los reportes de estimación de septiembre y octubre están por encima del promedio de los otros meses, concentrando alrededor del 25% del total anual en esos dos periodos.

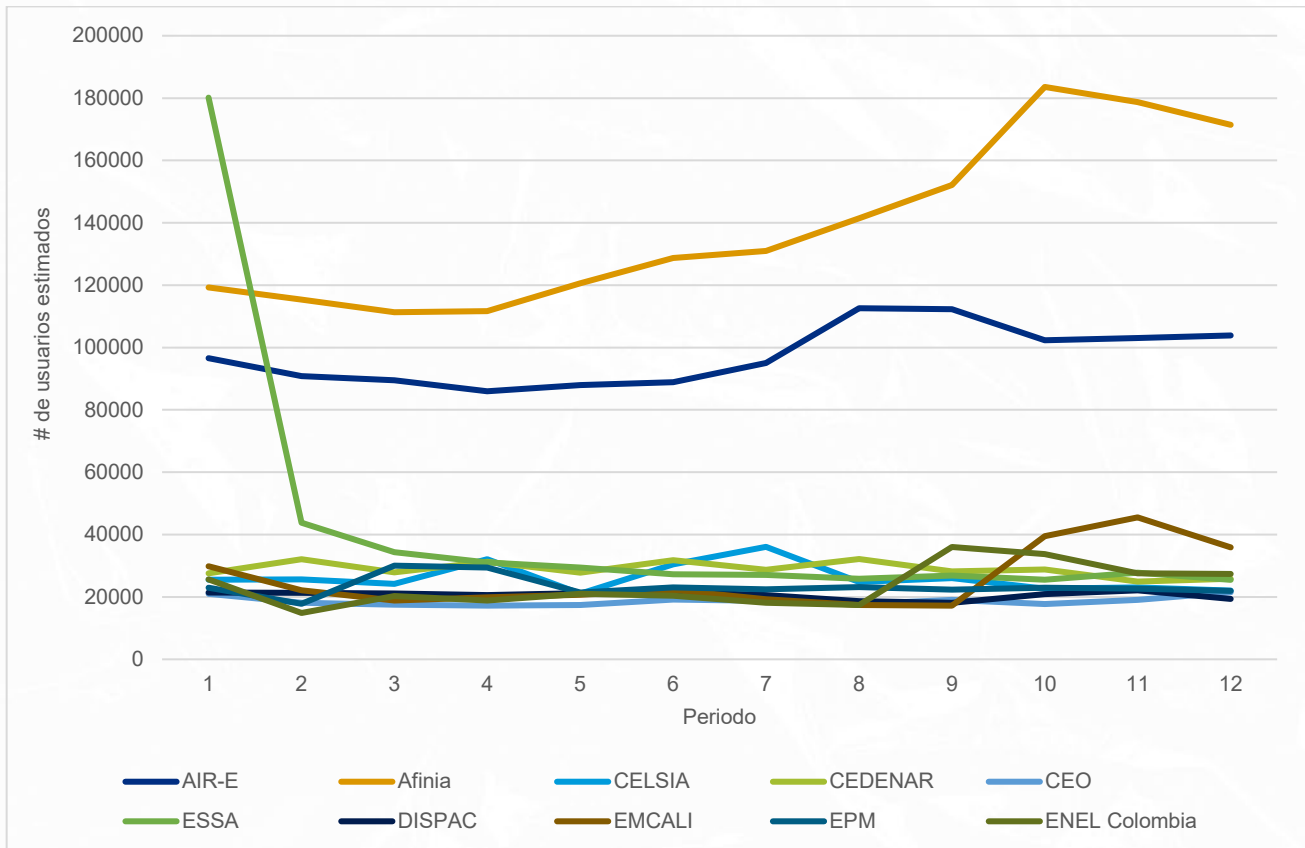


- EPM reporta estimación en 136 municipios. Alrededor del 50% de los casos de estimación se presenta en 4 municipios siendo Medellín el que ocupa el primer puesto con el 35,36% de los casos, seguido por Bello con 6,77%, Envigado con 3,55% y Turbo con 3,52%.
- DISPAC, que presenta el mayor número de estimaciones en relación con su número de usuarios, reporta estimación en 17 municipios. Quibdó concentra el 70,67% de los casos, seguido por Istmina con el 5,06%. Además, el número de estimaciones realizadas mensualmente se mantiene constante a lo largo del año.
- Finalmente, respecto de CEO, de los 40 municipios donde reporta estimación, Popayán concentra 12,13%, seguido de Santander de Quilichao con el 8,82%. El número de estimaciones realizadas mensualmente se mantiene constante a lo largo del año.

En complemento a lo anterior, gráficamente, en la Figura 8 se presenta el comportamiento mensual de estimación de las 10 empresas que reportan el mayor número de periodos estimados.



Figura 8. Comparación mensual de estimación entre las 10 empresas con mayor indicador - 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

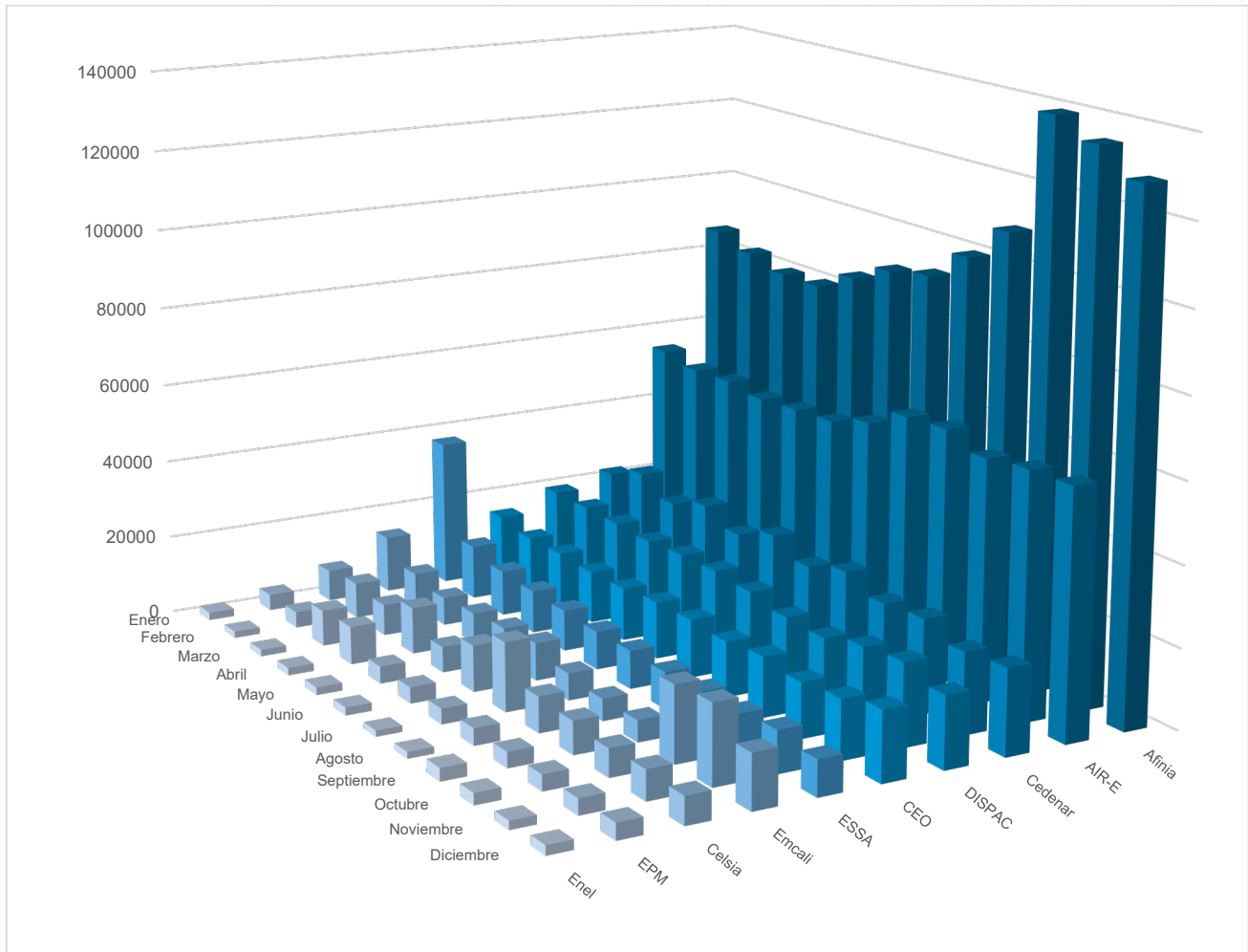
3.3.1 Datos de estimación por estrato

Después de haber establecido un indicador comparativo de estimación del consumo entre empresas y de analizar su comportamiento, en esta sección se ofrece un análisis de la estimación teniendo en cuenta el sector residencial (estratos 1 al 6). El ejercicio se realiza tomando en cuenta a las empresas que mayor número de periodos estimados reportan tal como se relacionan en la Figura 6.

En la Figura 9 se presenta cómo se dio la estimación para el estrato 1 por las empresas durante el año 2023.



Figura 9. Estimación mensual para el estrato 1 – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

En la Figura 9 se evidencian algunas situaciones particulares. En primer lugar, es importante aclarar que la información está organizada de mayor a menor, siendo la empresa al fondo de la gráfica la que estimó más periodos a los usuarios del estrato 1 durante 2023.

La empresa Afinia mostró una tendencia creciente en el número de estimaciones durante 2022. Al inicio del año, reportó cerca de 85 000 usuarios estimados, y al final del año, alrededor de 110 000 estimaciones. Este comportamiento creciente se mantuvo en 2023, la empresa reporta 86 186 usuarios estimados en enero y 128 878 en diciembre, lo que representa un incremento del 49,6%. Además, en octubre y noviembre, los incrementos fueron aún mayores, con un 61,73% y 56,6%, respectivamente.



Un caso similar al de Afinia ocurre con EMCALI. La empresa tuvo en enero un reporte de 14 366 estimaciones, pero en los periodos de febrero a septiembre reportó un promedio de 7419 estimaciones y en los periodos de octubre y noviembre, sus reportes estuvieron sobre las 19 000 estimaciones.

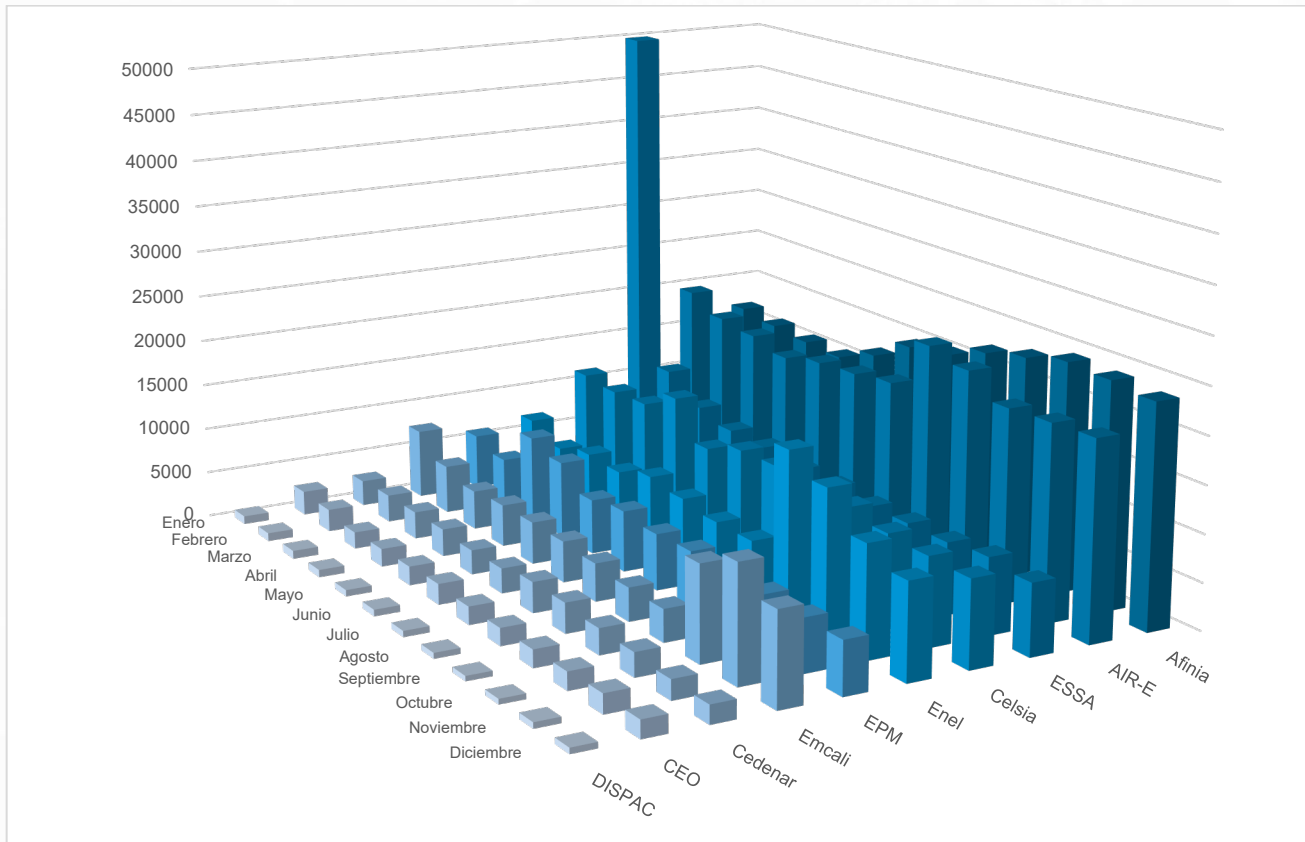
Para el año 2022, la empresa ESSA presentó estimaciones que fueron aumentando a lo largo del año, pasando de 7700 en enero a 9700 en noviembre, teniendo un par de picos que superan ligeramente los 10 000. Sin embargo, para el mes de diciembre reportó un total de estimaciones de 91 982. En enero de 2023 ese número se redujo a 33 376, en febrero a 13 754 y los demás periodos del año mantuvo una tendencia de estimación del alrededor de los 10 000 usuarios por mes. Como se mencionó previamente, estos picos en diciembre de 2022 y enero de 2023 fueron ocasionados por las estimaciones realizadas a razón del ataque cibernético que sufrió la empresa.

Las demás empresas que se presentan en la Figura 9 mantienen una tendencia constante, a excepción de EPM y Celsia que muestran unos picos en un par de periodos intermedios, como se puede evidenciar.

De manera similar, en la Figura 10 se presenta la estimación mensual que reportaron las empresas para el año 2023 a los usuarios del estrato 2.



Figura 10. Estimación mensual para el estrato 2 – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

En comparación con la Figura 9, el orden de las empresas tuvo algunos cambios, particularmente, se evidencia el caso de Dispac, quien pasa al último lugar de la lista.

La situación más notoria es nuevamente el reporte de ESSA en el mes de enero con 49 931, cifra muy por encima de los reportes de AIR-E y Afinia que muestran ser las empresas con mayor número de periodos estimados para el estrato 2.

Afinia, quien reporta el mayor número de estimaciones para el estrato 2 en el año 2023, presenta una tendencia creciente en el número de usuarios estimados; caso contrario al de Celsia cuya tendencia es decreciente.

EMCALI tiene reportados para los meses de octubre y noviembre estimaciones de 10 178 y 12 368 usuarios, respectivamente, cifra muy por encima del promedio de los otros meses la cual fue de 4626. Incrementos con la misma tendencia que en el estrato 1.

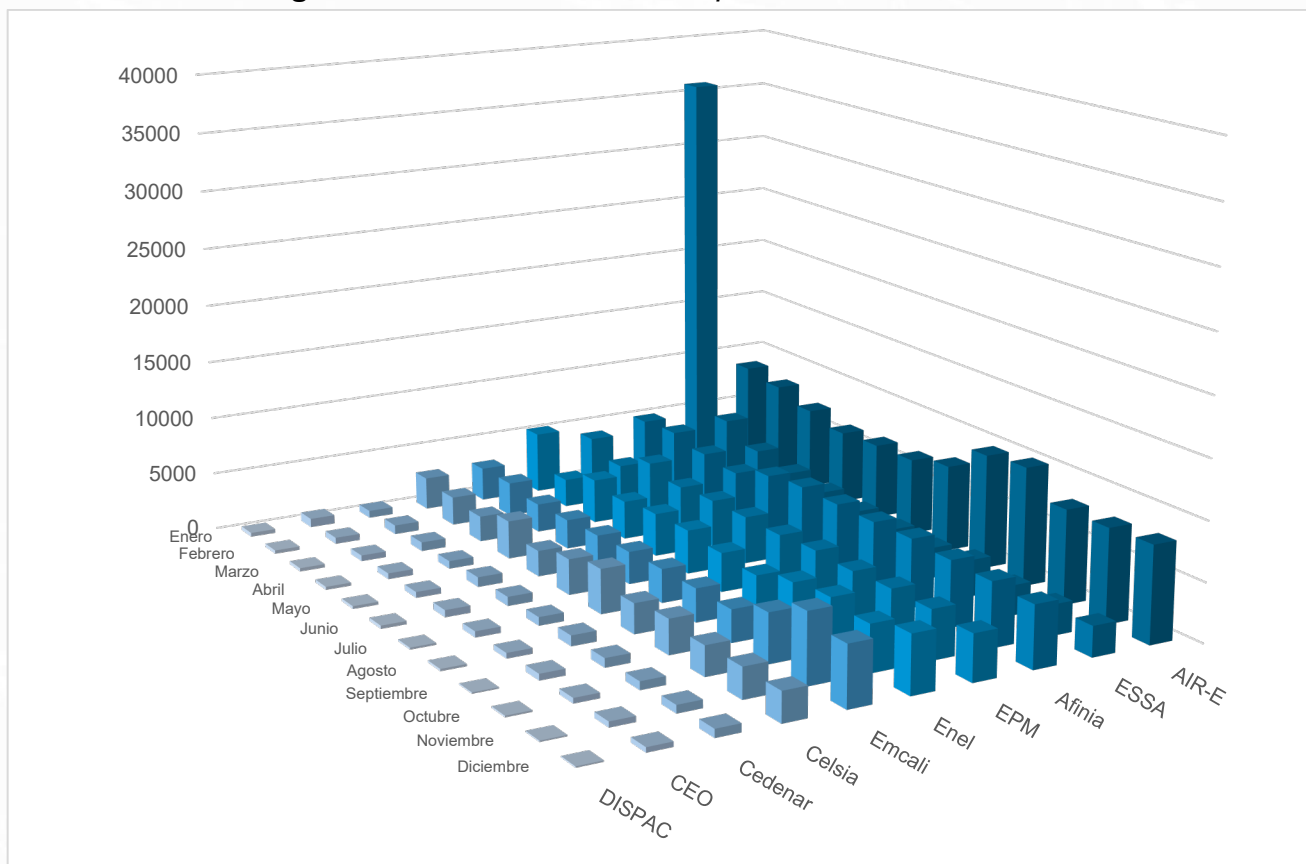
El reporte de la empresa ENEL Colombia es muy similar al de EMCALI. Enel reportó una tendencia muy constante en los periodos de enero a agosto con un promedio de 6412



usuarios del estrato 2 estimados por mes, mientras que los reportes de septiembre, octubre, noviembre y diciembre fueron de 17 556, 15 528, 11 884 y 10 216, estimaciones, respectivamente.

En la Figura 11 se presenta la información para el estrato 3 donde se muestra un panorama de las tendencias de estimación de las empresas con mayor número de usuarios estimados a lo largo del año 2023.

Figura 11. Estimación mensual para el estrato 3 – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Para el caso del estrato 3, nuevamente se tiene el caso de ESSA. Pero en este caso, a diferencia de lo ocurrido en los estratos 1 y 2, el total de periodos estimados para usuarios del estrato 3 de ESSA la lleva a ocupar el segundo lugar en el total de estimaciones en 2023.

A diferencia de lo ocurrido en el estrato 1 y 2, donde Afinia ocupó el primer puesto en el total de estimaciones, para el estrato 3, el primer puesto lo ocupa AIR-E y Afinia pasa al



tercer lugar. De manera general, para las demás empresas sus comportamientos son similares a lo reportado para el estrato 1 y 2.

Las empresas CHEC y CEDENAR presentan una tendencia a la baja y las demás tienden a mantenerse constantes.

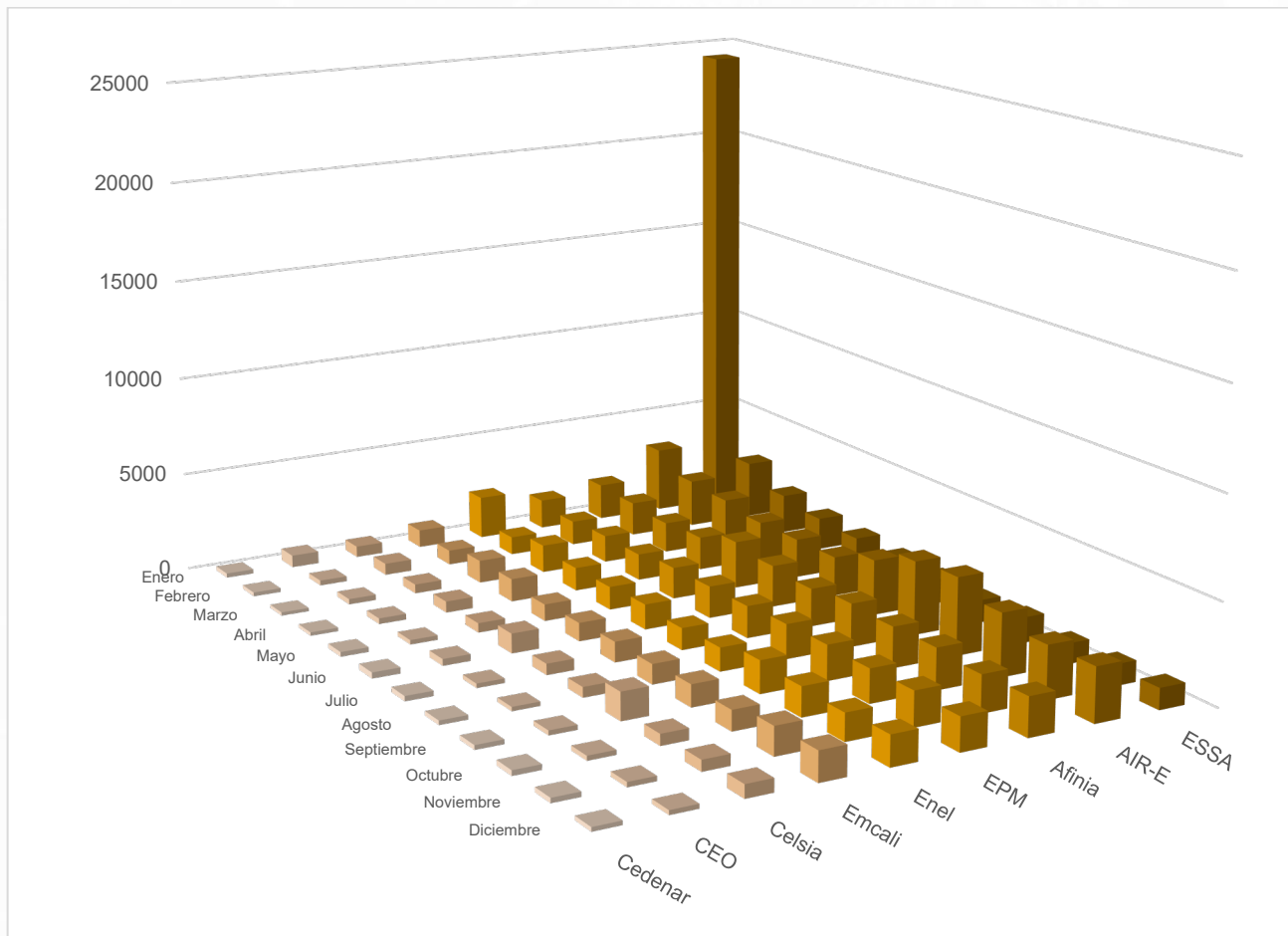
Para los estratos 4, 5 y 6, las gráficas de estimación se muestran en la Figura 12, Figura 13 y Figura 14, respectivamente.

Nótese que para estos tres casos ya no aparece información de la empresa Dispac, la cual no cuenta con usuarios de esos estratos del sector residencial en su mercado.

La información para los sectores industrial y comercial no se presenta, sin embargo, cabe mencionar que situaciones particulares como los reportes de ESSA en el mes de enero se mantienen. Otro aspecto que destaca es que en el sector industrial es la empresa ENEL la que reporta el mayor número de estimaciones por periodo, seguido de ESSA y EPM, cuyos promedios mensuales son semejantes.



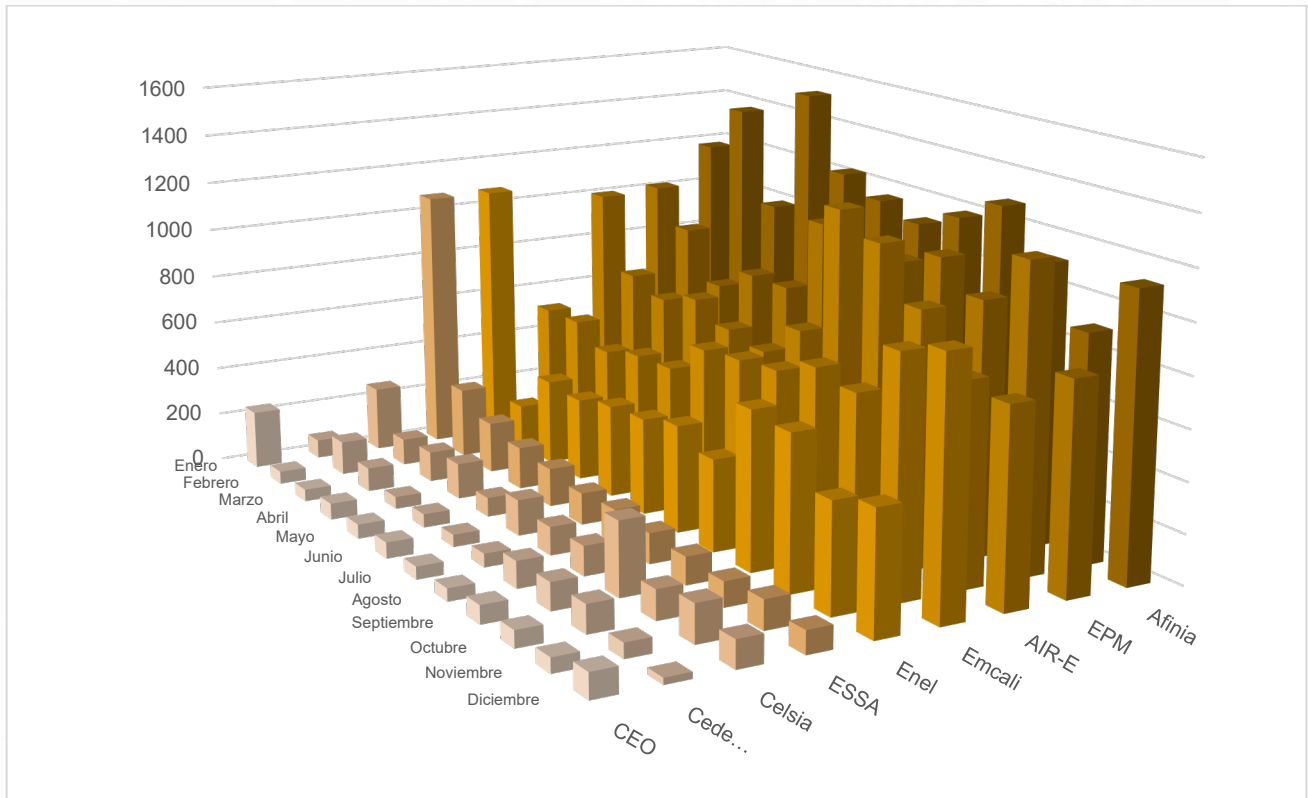
Figura 12. Estimación mensual para el estrato 4 – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

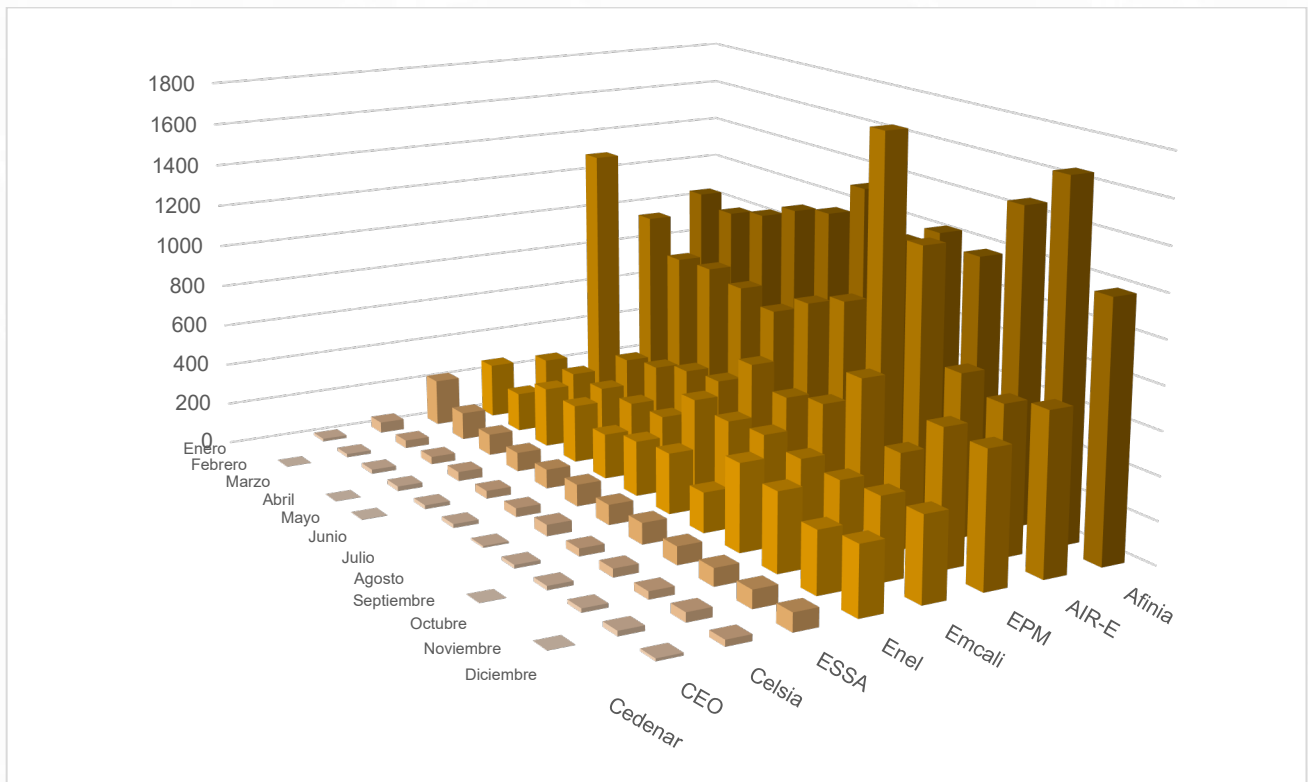


Figura 13. Estimación mensual para el estrato 5 – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Figura 14. Estimación mensual para el estrato 6 – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE



De lo presentado en la Figura 12, en la Figura 13 y en la Figura 14, se puede evidenciar nuevamente la situación particular de ESSA. Para el estrato 4, la cifra reportada en enero es más de seis veces mayor que el segundo valor más alto. En el estrato 5, el número de estimaciones reportadas en enero es comparable, e incluso inferior, a lo de otras empresas. En el estrato 6, el valor reportado en enero es el doble de los otros periodos registrados por la empresa. Aunque este dato es elevado en comparación con los otros periodos, no alcanza la magnitud observada en los demás estratos.

EPM reporta en enero un pico de estimación a usuarios del estrato 6 que es alrededor de tres veces el promedio de los otros meses del año.

3.4 Suscriptores sin medidor

Como se reportó en la Figura 2, existe un número de usuarios de alrededor del 2% del total de usuarios del país que no cuentan con medidor de energía eléctrica. De la información reportada por los prestadores en el SUI mediante el formato TC2 de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021, se hace un conteo de los usuarios que son reportados sin medidores para el periodo de diciembre de 2023. La información se presenta en la Tabla 22.

Tabla 22. Usuarios sin medidor por empresa

Empresa	Usuarios sin medidor	Participación Porcentual usuarios sin medidor	Porcentaje de usuarios en su mercado
EDEQ	26 092	8,371%	11,27%
AIR-E	95 545	30,652%	8,78%
Afinia	126 314	40,523%	7,96%
Dispac	5851	1,877%	5,51%
Cedear	10 716	3,438%	2,18%
ElectroCaquetá	2237	0,718%	1,82%
CEO	5535	1,776%	1,24%
EMCALI	8972	2,878%	1,19%
EMSA	3788	1,215%	0,97%
EEP	336	0,108%	0,75%
ElectroHuila	1853	0,594%	0,49%
EnerGuaviare	126	0,040%	0,45%
ENEL Colombia	16 544	5,308%	0,44%
ESSA	1763	0,566%	0,19%
Celsia	2230	0,715%	0,19%



Empresa	Usuarios sin medidor	Participación Porcentual usuarios sin medidor	Porcentaje de usuarios en su mercado
EBSA	380	0,122%	0,11%
Enerca	139	0,045%	0,10%
Energía de Pereira	249	0,080%	0,10%
CENS	476	0,153%	0,08%
CHEC	389	0,125%	0,08%
EPM	1687	0,541%	0,07%
EEBP	20	0,006%	0,05%
CETSA	34	0,011%	0,05%

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Previamente, en la Tabla 20 se presentó el reporte de usuarios «sin medidor». Igualmente, se hizo la mención de que el artículo 146 de la Ley 142 de 1994 establece que, a partir de su expedición, se debieron aumentar los niveles de macro y micromedición a un 95% del total de los usuarios. Se reportó también que las empresas con un porcentaje de **usuarios sin medidor por encima del 5% del total de sus usuarios** son EDEQ, AIR-E, Afinia y Dispac, con 11,26%, 8,79%, 7,97% y 5,56% respectivamente. Nótese que, si bien el número de usuarios sin medidor reportados por Enel Colombia es alto en número y en comparación con las otras empresas, la participación de estos usuarios en su mercado corresponde únicamente al 0,44% del total.

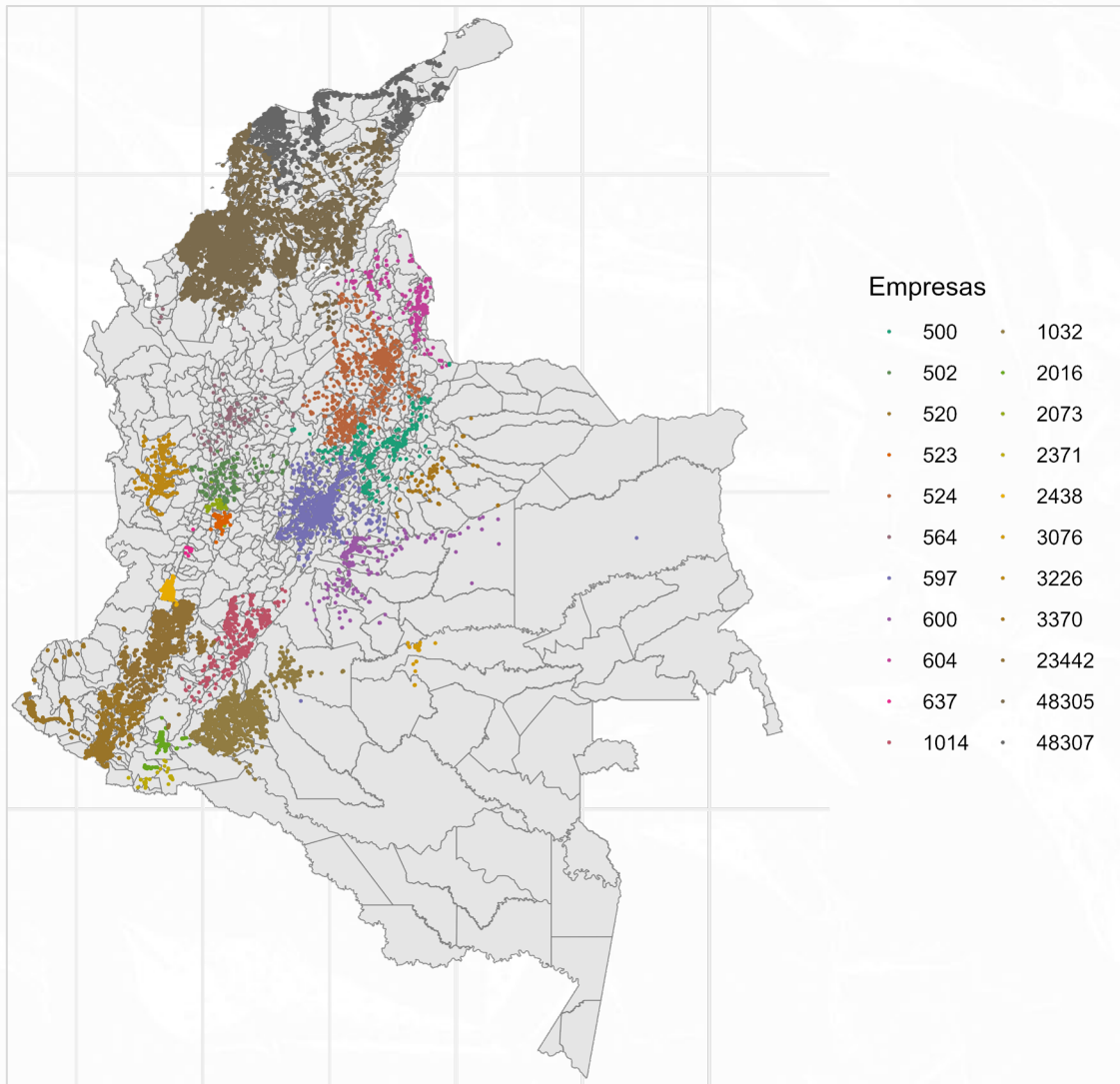
Si bien EDEQ encabeza el reporte de usuarios sin medidor, tal como se presenta en la Tabla 20 y la Tabla 22, cabe recordar que la información que se presenta en ambas tablas corresponde al periodo de diciembre de 2023 y, justamente en ese periodo, EDEQ reporta 26 092 usuarios sin medidor (sin tener en cuenta a los sectores de alumbrado público y provisional), dato que se considera atípico ya que, para los otros periodos de 2023, se reportó alrededor de 300 usuarios por periodo. En ese sentido no se considera ese reporte para el análisis.

Como se puede evidenciar, aparte del dato atípico de EDEQ, son las empresas AIR-E y Afinia las que reportan mayor número de usuarios sin medidor. La suma de los usuarios de esas dos empresas corresponde al 71,18% del total de usuarios sin medidor en el país. Algo mucho más significativo tiene que ver con el hecho de que **AIR-E, Afinia y Dispac** tienen un porcentaje de **usuarios sin medidor por encima del 5%** con relación al total de sus usuarios.



A continuación, se presenta un mapa de la distribución de los usuarios sin medidores que reportan en el SIN.

Figura 15. Mapa de ubicación de los usuarios sin medidor – 2023¹⁷



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

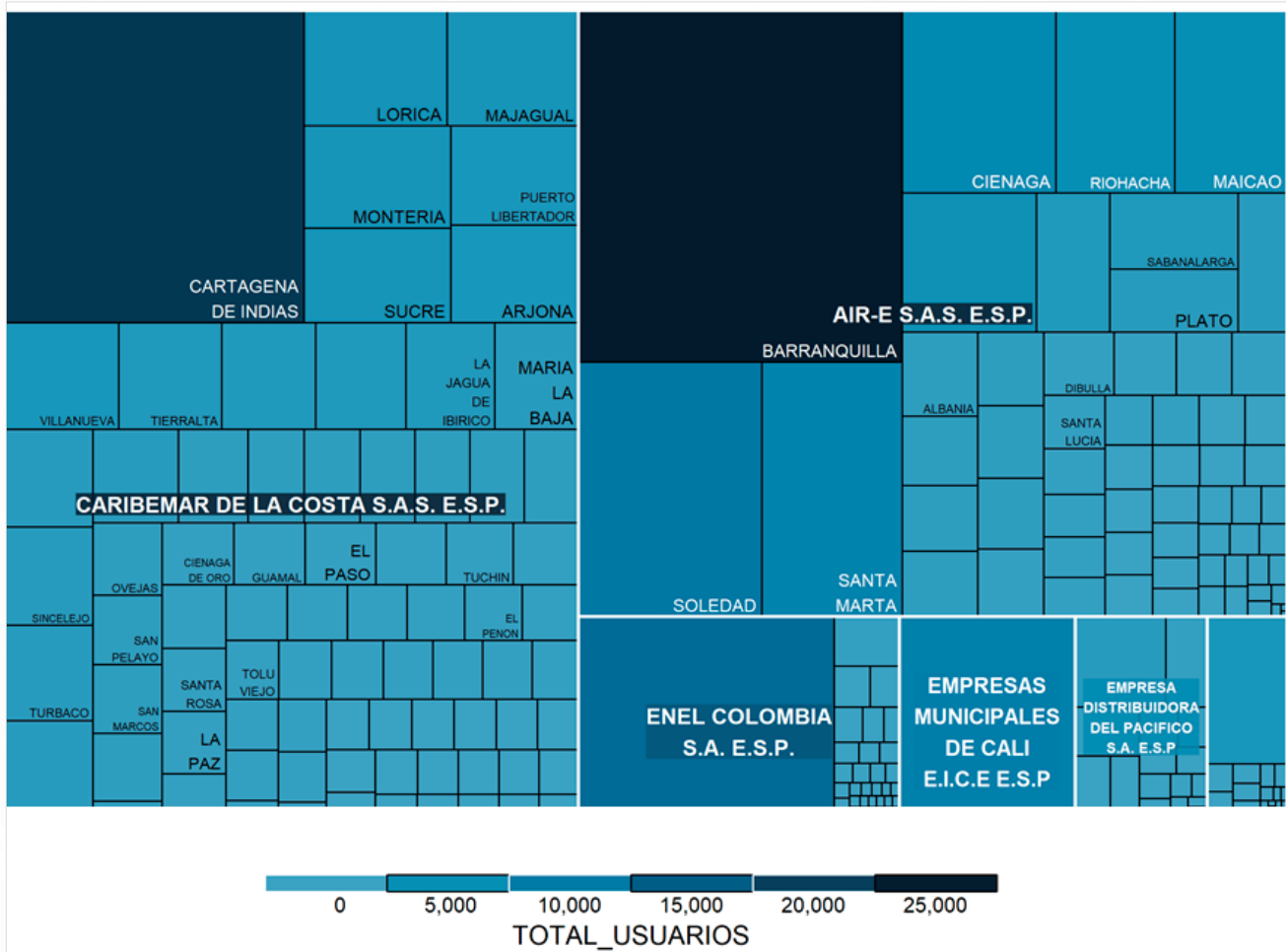
Con la información reportada en el SUI en los formatos TC1 y TC2, se realizó el cruce de los usuarios reportados sin medidor -y cuyos totales se encuentran reportados en la Tabla 23- y de la ubicación geográfica de los mismos, y con esa información se realizó el mapa presentado en la Figura 15.

¹⁷ En la leyenda «Empresa» el número relacionado corresponde a un identificar de la empresa, no entender ese número como un número de usuarios.



En complemento, en la Figura 16 se presenta un mapa de árbol donde se relaciona la proporción de usuarios sin medidor de manera jerárquica, y registrando a las empresas con sus correspondientes municipios.

Figura 16. Distribución de usuarios sin medidor por empresa y municipio– 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Se evidencia, nuevamente, que las empresas AFINIA y AIR-E son las que cuentan con mayor número de usuarios sin medidor. El hecho de que aparezcan Enel Colombia y EMCALI, antes que DISPAC, tiene que ver con que el esquema que se muestra en la Figura 16 da cuenta, además de la jerarquía de las empresas, de la jerarquía por municipio, y de ahí el resultado.



3.5 Análisis del consumo de energía en el país

Dado que el principal propósito de la medición en el servicio de energía eléctrica es la determinación precisa de los consumos reales de los usuarios, es crucial analizar detalladamente los patrones de consumo en el sector residencial, que constituye una parte significativa de la demanda eléctrica del país. En este contexto, se presenta a continuación un análisis exhaustivo que considera tanto los hábitos de consumo en las diferentes zonas del país como las particularidades geográficas, climáticas y socioeconómicas que influyen directamente en los niveles de consumo. Este enfoque integral permite identificar las principales tendencias en el uso residencial de la energía eléctrica y proporciona una base sólida para la toma de decisiones regulatorias y de políticas públicas orientadas a mejorar la eficiencia en la gestión de la demanda energética, entre otros.

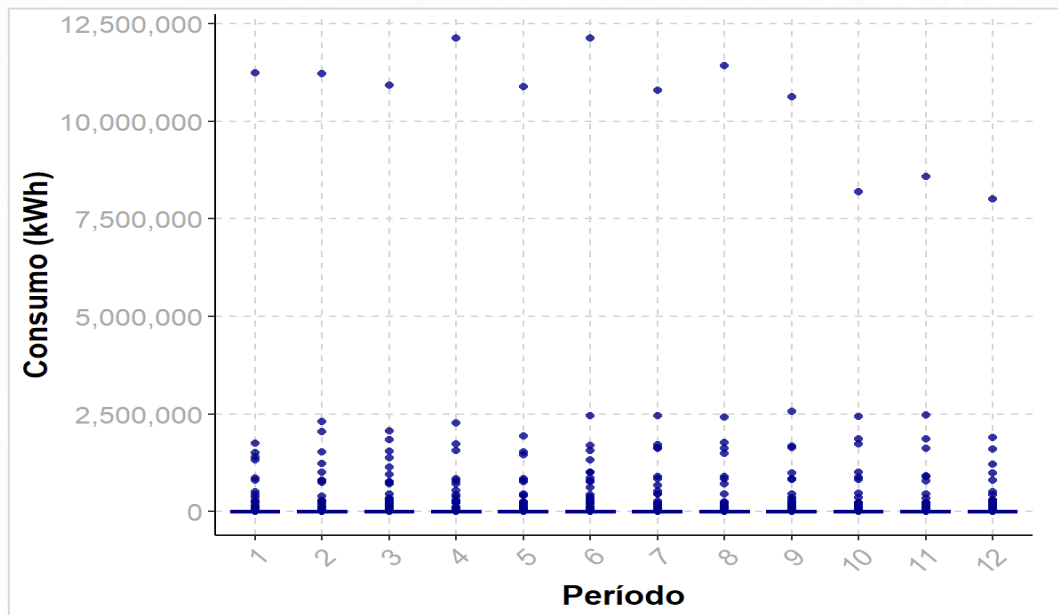
En primer lugar, para los más de 17 millones de usuarios conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN), se ha realizado un análisis detallado del **consumo facturado**. Este análisis se desglosa por estrato socioeconómico y por cada uno de los periodos del año. Utilizando como fuente los datos reportados por los prestadores de servicio en el Sistema Único de Información (SUI), se generaron diagramas de bigotes (box plots) y gráficos de densidad. Estos gráficos permiten visualizar de manera clara los patrones de consumo por tipo de usuario, proporcionando un panorama completo de las variaciones en el consumo entre los diferentes estratos y periodos evaluados.

3.5.1 Comportamiento del consumo facturado en el estrato 1

Para analizar el comportamiento de consumo facturado de los usuarios del estrato 1 en el país, se presenta en la Figura 17 un diagrama de bigotes que refleja los consumos mensuales durante el año 2023. Este análisis permite identificar la tendencia general de los consumos, así como los valores extremos o atípicos.



Figura 17. Consumo usuarios estrato 1 por periodo – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

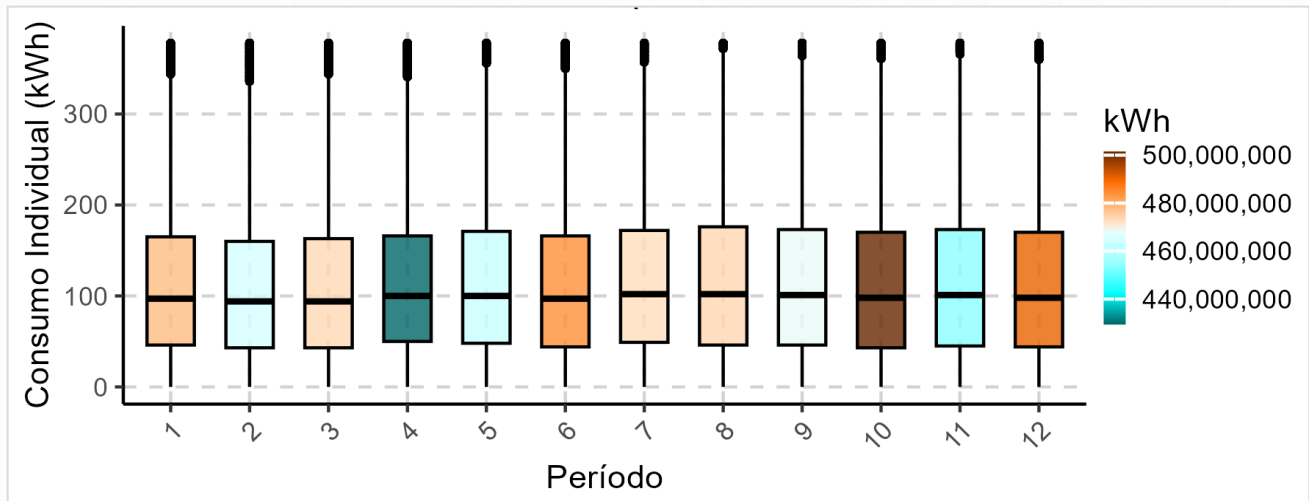
Es evidente la presencia de datos atípicos (outliers), los cuales se encuentran considerablemente alejados del promedio y distorsionan la representación del comportamiento general del consumo. Estos valores extremos dificultan la identificación de patrones regulares y pueden desviar la interpretación estadística de la tendencia central.

Teniendo en cuenta que la base del análisis corresponde a la información reportada por los prestadores al SUI, y considerando el número de datos atípicos reportados por las empresas para cada periodo, y teniendo en cuenta que esta misma situación fue evidenciada en el análisis correspondiente al año 2022, se consultó a las diferentes empresas por estas situaciones particulares, donde, de manera general, informaron que la información reportada corresponde a información real.

Sin embargo, considerando esos datos como reales, su inclusión en el análisis no permiten una visión general del típico usuario residencial, por lo que se hace necesario hacer la eliminación de los datos atípicos. Así las cosas, para hacer el análisis, el proceso de exclusión de los datos atípicos se realizó tomando como criterio que los límites superior e inferior corresponden al cuartil 3 más 1,5 veces el rango intercuartílico (IQR, por sus siglas en inglés), y al cuartil 1 menos 1,5 veces el rango intercuartílico, respectivamente. El resultado se muestra en la Figura 18.



Figura 18. Consumo usuarios estrato 1 por periodo sin outliers – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

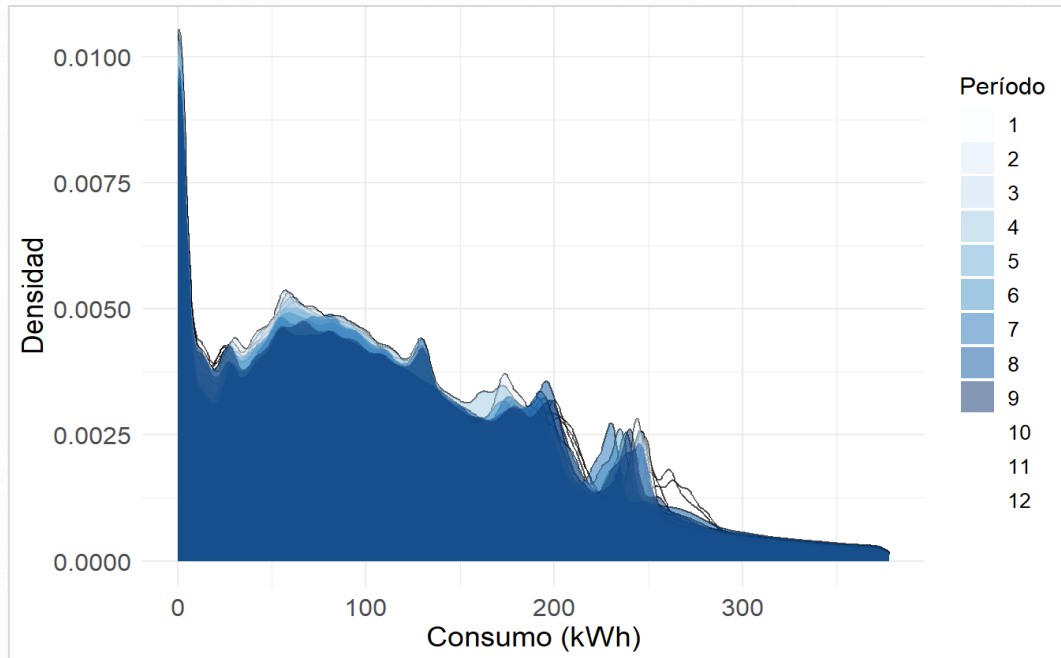
Una vez aplicados los criterios de filtrado a los datos, es posible identificar el comportamiento del consumo de los usuarios residenciales de estrato 1 en el país. En la Figura 18, se observa que este grupo de usuarios consume en promedio alrededor de 100 kWh/mes. Además, se evidencia una tendencia ligeramente creciente en el consumo a lo largo del año. La paleta de colores en la figura representa los distintos rangos de consumo facturado en cada periodo, destacando que el consumo máximo se registra en el mes de octubre, mientras que el mínimo ocurre en abril. Cabe destacar que este análisis se realizó excluyendo los datos atípicos para proporcionar una evaluación más precisa del comportamiento promedio del grupo.

Es importante destacar que, aunque se presenta un promedio del consumo para los usuarios del estrato 1, dicho valor refleja un cálculo estadístico general. Sin embargo, resulta crucial considerar la distribución de los usuarios con relación a su consumo, ya que, tratándose de usuarios de estrato 1, es de esperarse que la mayoría de ellos tenga consumos por debajo de dicho promedio. Esto se debe a que un grupo minoritario de usuarios con consumos significativamente más altos tiende a elevar el valor promedio, creando así una representación que puede no reflejar fielmente el consumo típico de la mayoría. Por lo tanto, al analizar este promedio, debe tenerse en cuenta la dispersión en la distribución del consumo, que deja en evidencia la heterogeneidad del comportamiento dentro del grupo.



Dicho lo anterior, en la Figura 19 se presenta un diagrama de densidad con la información de los usuarios con los cuales se construyó la Figura 18.

Figura 19. Gráfica de densidad de usuarios del estrato 1 – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

La gráfica presentada en la Figura 19 muestra la distribución de densidad de los consumos de los usuarios de estrato 1 en Colombia, medidos en kilovatios-hora (kWh) durante diferentes periodos del año 2023. A partir de esta información, se pueden realizar varias observaciones clave:

En primer lugar, nótese que la mayoría de los usuarios del estrato 1 tienen consumos relativamente bajos, con una alta concentración de densidad en torno a los 0 y 100 kWh. Este patrón sugiere que la mayoría de los hogares de este estrato se mantienen dentro de un rango de consumo moderado, presumiblemente asociado a las bajas condiciones socioeconómicas que les permite la adquisición de un número limitado de electrodomésticos.

En segundo lugar, la curva de densidad muestra varios picos, esto indica que existen diferentes grupos dentro del estrato 1 que tienden a consumir en rangos de energía específicos. Algunos picos adicionales entre los 100 y 250 kWh reflejan subgrupos de usuarios con consumos más elevados, aunque en menor cantidad.

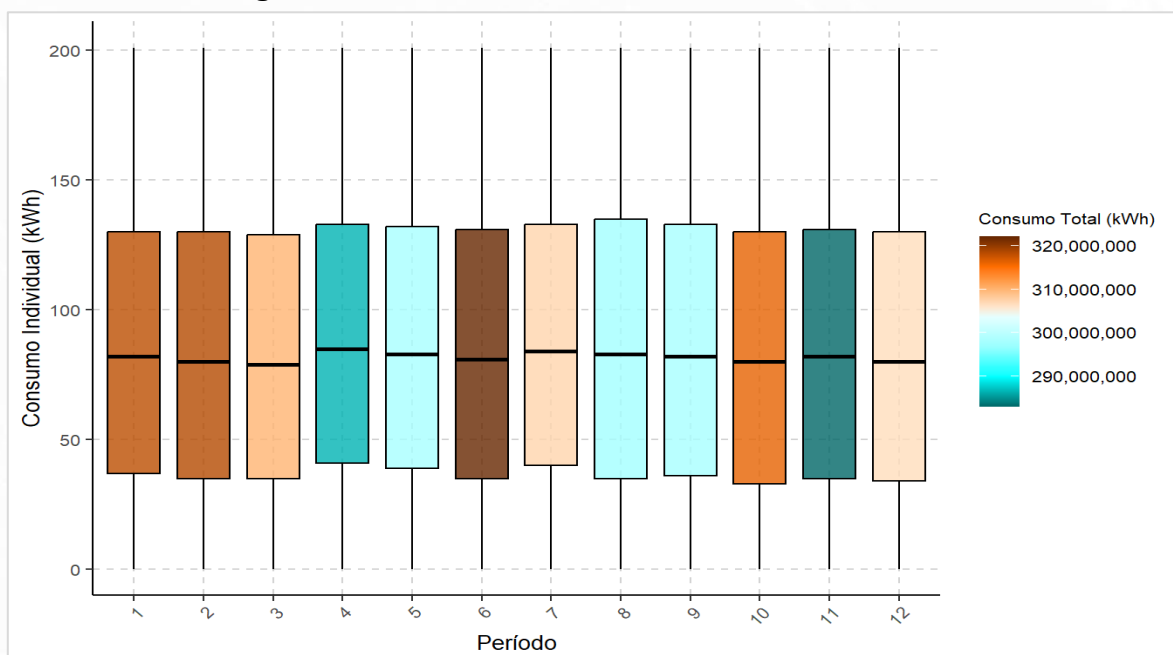


Adicionalmente, se observa una tendencia de colas largas en consumos superiores a los 250 kWh, lo cual refleja la existencia de un pequeño número de usuarios con consumos significativamente altos en comparación con la mayoría. Estos podrían ser considerados como outliers, pero, como se mencionó previamente estos tienen una justificación válida, como la existencia de hogares más grandes o con mayor cantidad de electrodomésticos. Igualmente, se debe considerar que la ubicación geográfica también influye significativamente en los consumos de los usuarios residenciales.

Finalmente, la gráfica no muestra una variabilidad extrema entre los diferentes periodos, lo que podría indicar que los hábitos de consumo de energía en este grupo de usuarios son relativamente consistentes a lo largo del año, con variaciones que son esperadas y normales en función de los periodos.

De la Figura 19 se ha destacado el hecho de que existe una alta concentración de densidad para consumo bajos. Así las cosas, se puede encontrar que, por ejemplo, en cada periodo alrededor del 86% del total de usuarios presentados en este análisis se encuentra por debajo de los 200 kWh/mes y, bajo esa consideración la representación de la distribución de los consumos, en un diagrama de bigotes, es la que se presenta en la Figura 20.

Figura 20. Consumo 86% usuarios estrato 1 – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

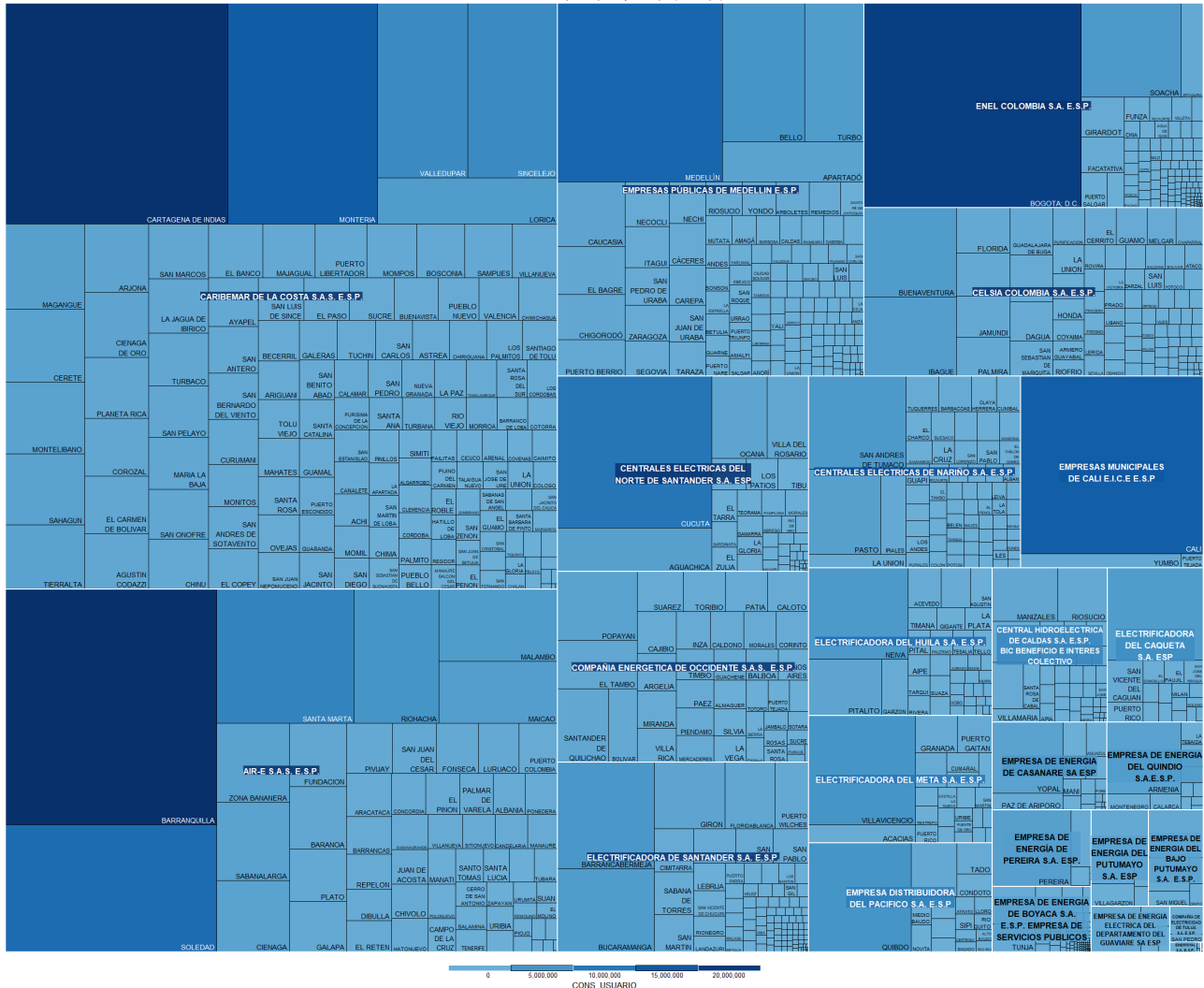


En este escenario, el promedio de consumo disminuye a 85.72 kWh/mes y el primer y tercer cuartil se encuentra en 36 kWh/mes y 131 kWh/mes, respectivamente. Esa información es mucho más cercana a lo que se espera, teniendo en cuenta las condiciones socioeconómicas de los usuarios del estrato 1. Sin embargo, otros factores como la ubicación geográfica claramente influyen en el consumo. Una distribución que muestra el total de consumo en el estrato 1 por municipio y empresa que lo atiende se muestra en la Figura 21.

La Figura 21 da cuenta de que la mayor cantidad de consumo facturado a los usuarios de estrato 1, a corte de diciembre de 2023, lo tiene la empresa Afinia, seguida de AIR-E y de ENEL. Igualmente, se puede observar por cada empresa el municipio con mayor consumo facturado en ese ese periodo. En subsecciones posteriores se hará el análisis de los consumos para los estratos del sector residencial para algunas empresas.



Figura 21. Distribución del consumo por municipio y empresa para el estrato 1



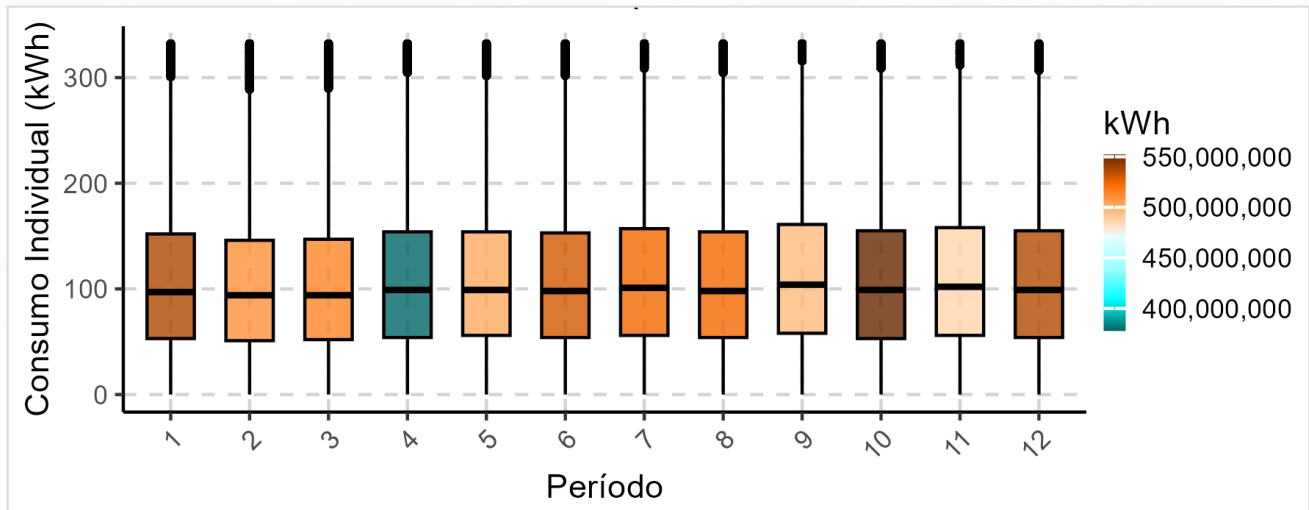
Fuente: SUI. Elaboración DTGE

3.5.2 Comportamiento del consumo facturado en el estrato 2

De manera similar a como se analizó el comportamiento del consumo de los usuarios del estrato 1, a continuación, se presenta lo correspondiente al estrato 2 a nivel país. Así como primera medida, cabe considerar que, para hacer el análisis, el proceso de exclusión de los datos atípicos se realizó tomando como criterio que los límites superior e inferior corresponden al cuartil 3 más 1,5 veces el IQR, y al cuartil 1 menos 1,5 veces el IQR, respectivamente. El resultado se muestra en la Figura 22.



Figura 22. Consumo usuarios estrato 2 por periodo sin outliers – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

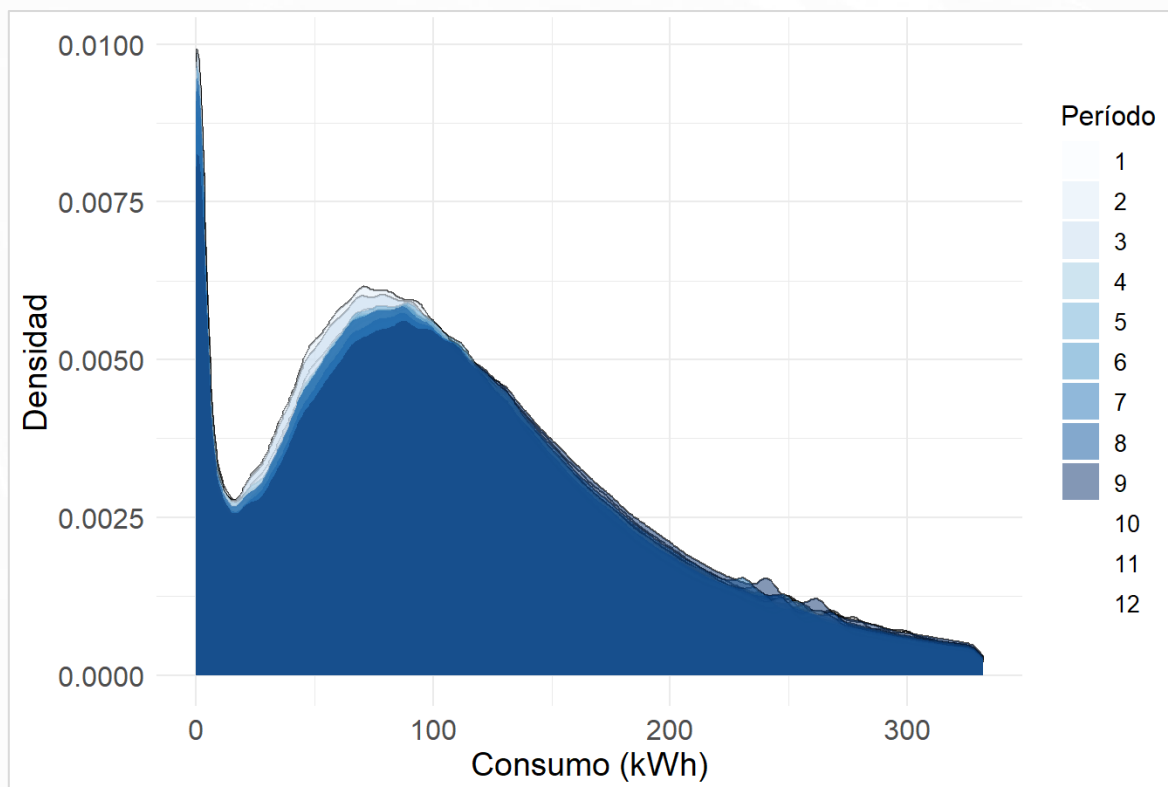
Al igual que se realizó para analizar el consumo del estrato 1, una vez aplicados los criterios de filtrado a los datos, es posible identificar el comportamiento del consumo de los usuarios residenciales de estrato 2 en el país. En la Figura 22, se observa que este grupo de usuarios consume en promedio alrededor de 100 kWh/mes, comportamiento que es muy similar al de los usuarios del estrato 1. Y al igual que para el estrato 1, el mes donde se reporta un menor consumo total es en el mes de abril, y el mes donde se reporta mayor consumo es en octubre. Sin embargo, a diferencia de lo reportado para el estrato 1, el comportamiento en cada uno de los meses es altamente similar en comparación con los otros periodos, a excepción de abril. Para abril, la suma de consumo facturado fue de 378 009 391 kWh repartido entre 3 454 116 usuarios, el siguiente mes con menos consumo fue noviembre con 486 463 492 repartido entre 4 303 658 usuarios, esta diferencia en el consumo representa un incremento del 28,7% y un incremento en el número de usuarios de 24,6%, sin embargo, si se consideran las diferencias de los consumos de los demás periodos yendo del menor al mayor, los incrementos no representan más del 3%, igual ocurre con el número de usuarios, hecho que refleja una novedad en el reporte de las empresas al SUI en el mes de abril y que da cuenta de esas diferencias de ese periodo con respecto de los demás.

Igualmente, tal como se presentó para el estrato 1, para analizar el promedio de consumo reportado para cada mes, se tiene en cuenta la dispersión en la distribución del consumo,



que pone en evidencia la heterogeneidad del comportamiento dentro del grupo. La gráfica de densidad para la distribución de usuarios por consumo se presenta en la Figura 23.

Figura 23. Gráfica de densidad de usuarios del estrato 2 – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Los principales aspectos observados en la Figura 23 se mencionan a continuación:

En primer lugar, y tal como ocurre para el estrato 1, existe una alta concentración de usuarios con consumos bajos, cercanos a los 0 kWh, lo que puede indicar un grupo significativo de usuarios con un uso muy bajo de energía.

La gráfica tiene dos picos importantes, lo que sugiere que la mayoría de los usuarios tienen consumos concentrados en dos grupos principales. Hay un primer pico fuerte cercano a los 0 kWh, que indica una alta densidad de usuarios con consumos muy bajos. El segundo pico, en torno a los 100 kWh, refleja un grupo significativo de usuarios cuyo consumo es más representativo de lo que sería un consumo residencial típico del estrato 2.

Tal como se mencionó previamente, a lo largo del año, hay una cierta estabilidad en la distribución del consumo, con variaciones menores en algunos meses, pero la forma

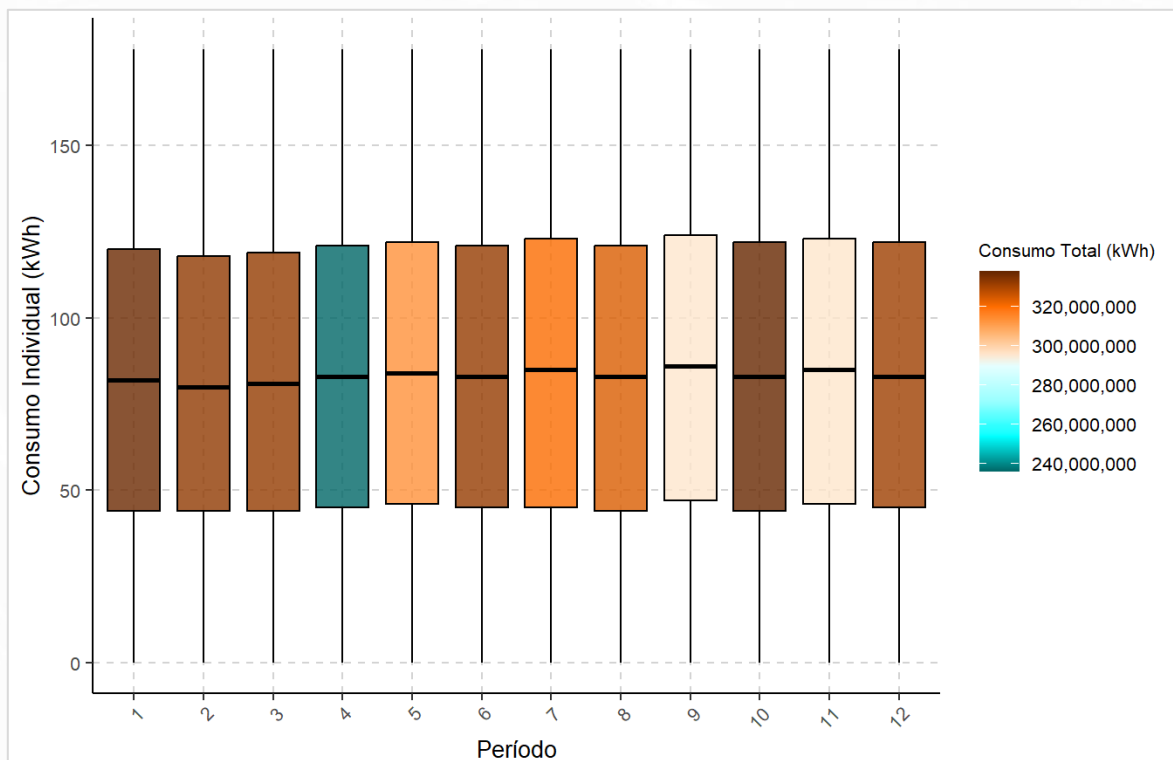


general de la distribución se mantiene similar. La similitud en las densidades entre los distintos periodos indica que no hay variaciones drásticas en el consumo a lo largo del año.

La distribución es claramente asimétrica, con una caída más suave hacia consumos mayores. Esto indica que, aunque hay un grupo considerable con consumos bajos, también hay usuarios con consumos más altos, aunque menos frecuentes.

Ahora, considerando la distribución presentada y el pico significativo alrededor de los 100 kWh, se presenta a continuación un diagrama de bigotes tomando como muestra al grupo de usuarios cuyo valor de densidad es mayor al 0.0025, esto arroja que alrededor del 82% de los usuarios del estrato 2 tienen un consumo inferior a 178 kWh/mes, y para ese porcentaje de usuarios se realiza el diagrama de bigotes presentado en la Figura 24.

Figura 24. Consumo 82% usuarios estrato 2 – 2023



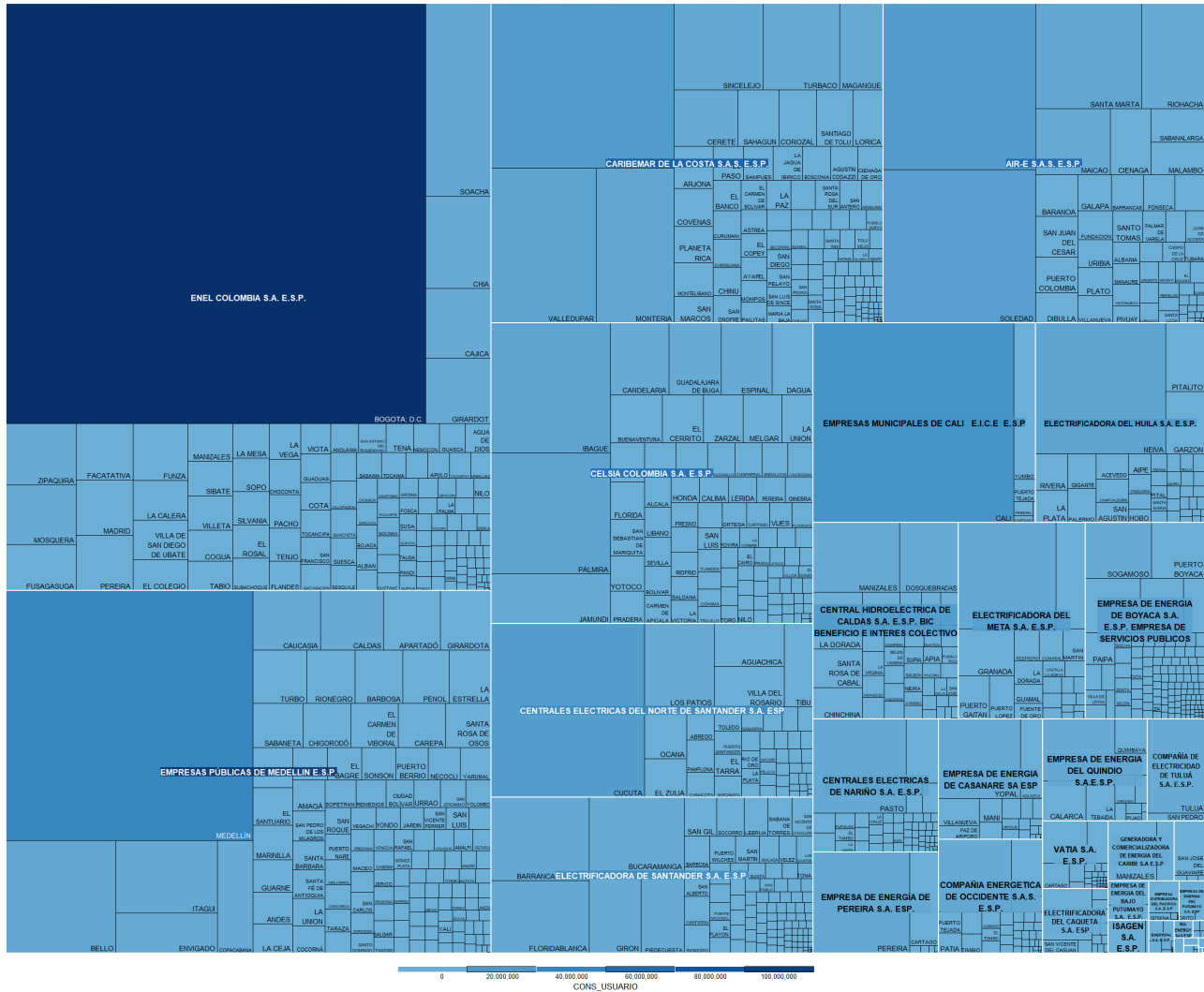
Fuente: SUI. Elaboración DTGE

En este escenario, el promedio de consumo disminuye a 82,5 kWh/mes y el primer y tercer cuartil se encuentran en 45 kWh/mes y 121 kWh/mes, respectivamente. A diferencia del estrato 1, la diferencia entre el tercer y el primer cuartil es menor en este caso, lo que representa una menor dispersión.



Una distribución que muestra el total de consumo en el estrato 2 por municipio y empresa que lo atiende se muestra en la Figura 25.

Figura 25. Distribución del consumo por municipio y empresa para el estrato 2



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

A diferencia de lo ocurrido en el estrato 1, la distribución jerárquica del consumo facturado en el estrato 2 muestra a Enel Colombia como la empresa con mayor consumo, seguida por EPM, Afinia y AIR-E, en ese orden de mayor a menor.

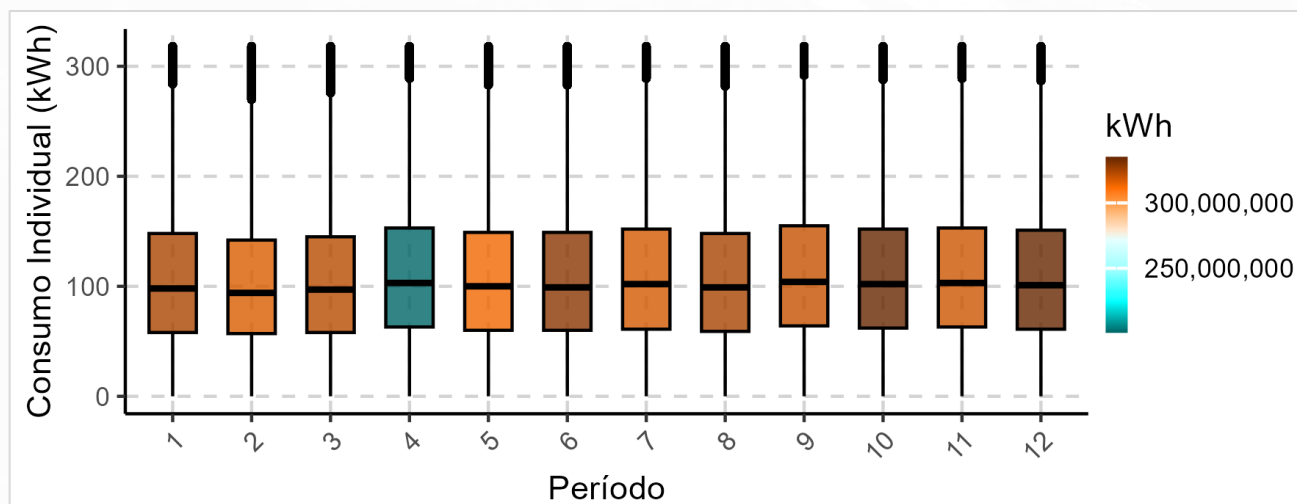
3.5.3 Comportamiento del consumo facturado en el estrato 3

Para analizar los consumos del estrato 3, igual que para los casos anteriores, el proceso de exclusión de los datos atípicos se realizó tomando como criterio que los límites superior



e inferior corresponden al cuartil 3 más 1,5 veces el IQR, y al cuartil 1 menos 1,5 veces el IQR, respectivamente. El diagrama de bigotes resultante se muestra en la Figura 26.

Figura 26. Consumo usuarios estrato 3 por periodo sin outliers – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

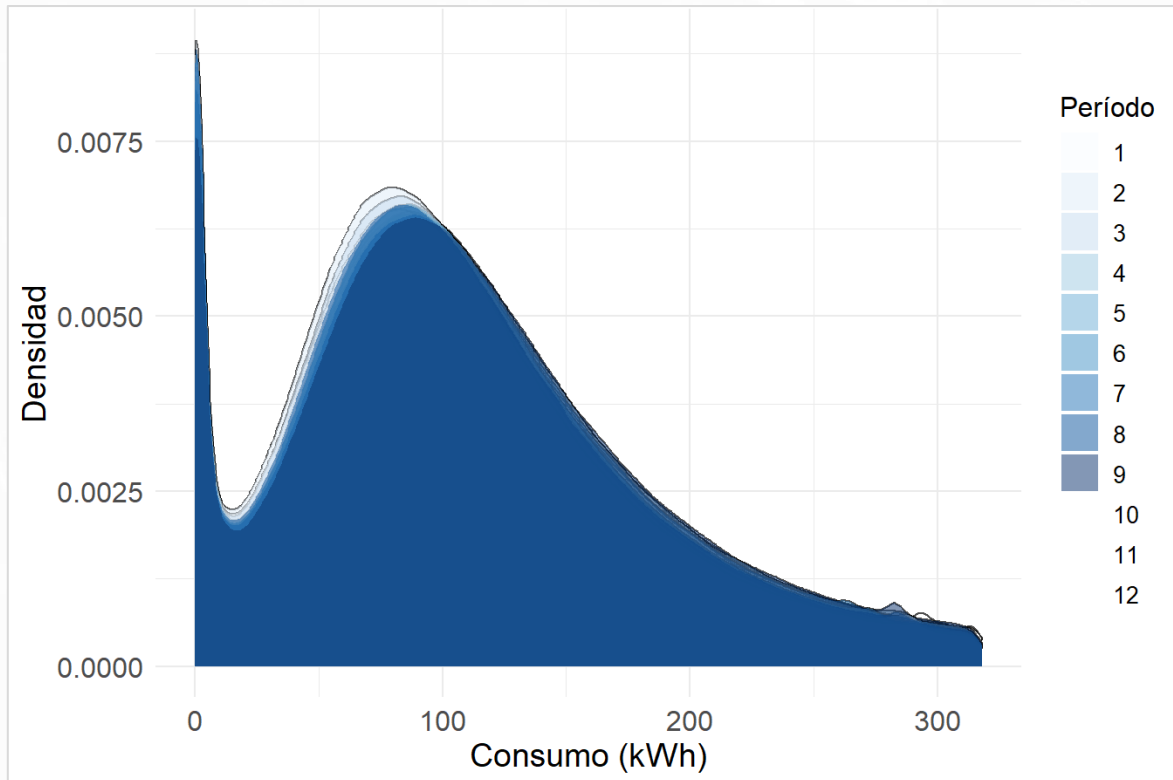
En la Figura 26, se observa que este grupo de usuarios consume, similar a lo reportado para los estratos 1 y 2, en promedio, alrededor de 100 kWh/mes. Y al igual que en los casos anteriores, el mes donde se reporta un menor consumo total es el mes de abril, y el mes donde se reporta mayor consumo es octubre.

Similar a lo presentado para el estrato 2, el comportamiento en cada uno de los meses es altamente similar en comparación con los otros periodos, a excepción de abril. De hecho, como se reporta más adelante en la Tabla 24, el promedio de consumo para ambos estratos es 109,2 kWh/mes para los conjuntos de datos analizados bajo los criterios ya mencionados. Para abril, se tiene atipicidad igual a lo reportado para el estrato 2, la suma de consumo facturado fue de 200 762 588 kWh repartido entre 1 790 295 usuarios, el siguiente mes con menos consumo fue noviembre con 313 489 690 repartido entre 2 874 016 usuarios, esta diferencia en el consumo representa un incremento del 56,2% y un incremento en el número de usuarios de 60,5%, sin embargo, si se consideran las diferencias de los consumos de los demás periodos yendo del menor al mayor, los incrementos no representan más del 2%, hecho que afianza el hecho de tener una novedad en el reporte de las empresas al SUI en el mes de abril y que da cuenta de esas diferencias de ese periodo con respecto de los demás.



Continuando con la misma línea de análisis, a continuación, se presenta el gráfico de densidad para los usuarios del estrato 3.

Figura 27. Gráfica de densidad de usuarios del estrato 3 – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

La curva de densidad tiene una distribución asimétrica con una clara concentración de usuarios con consumos entre los 50 y 150 kWh/mes, lo que indica que la mayoría de los usuarios del estrato 3 consume dentro de ese rango. Este comportamiento es típico para usuarios residenciales principalmente en áreas urbanas. Se observa un pico en la densidad alrededor de los 100 kWh/mes, lo que sugiere que una gran parte de los usuarios del estrato 3 tienen un consumo cercano a este valor, siendo este el rango donde se concentra la mayor parte de la densidad de usuarios.

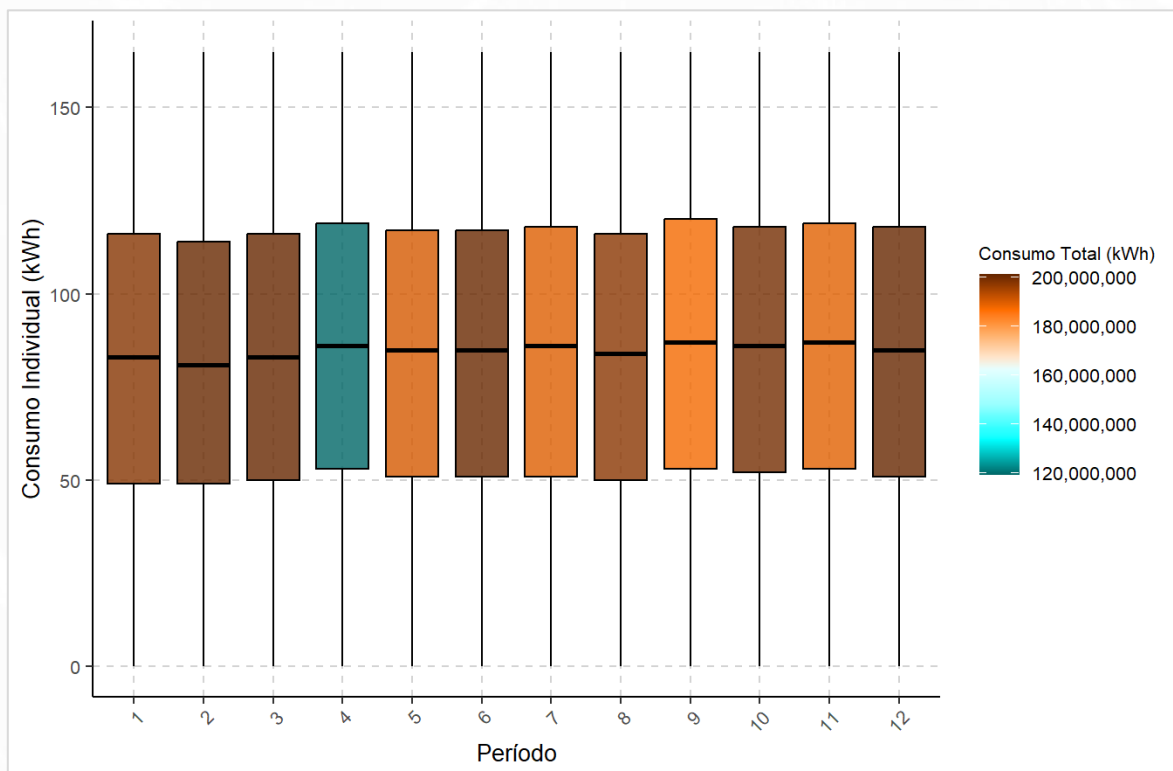
La visualización de todos los periodos del año muestra que no hay grandes variaciones en la forma general de la distribución a lo largo de los meses. Esto sugiere que, a nivel anual, los consumos de los usuarios del estrato 3 se mantienen relativamente estables con pequeñas fluctuaciones, pero mucho más estable que lo presentado para los estratos 1 y 2.



Finalmente, nótese que, aunque la mayoría de los usuarios consume menos de 150 kWh/mes, también se observa una cola extendida hacia la derecha que llega a consumos superiores a 300 kWh/mes. Esta parte de la curva representa a los usuarios con consumos más altos, aunque su densidad es mucho menor. Es decir, solo una pequeña proporción de usuarios presenta consumos significativamente altos.

Ahora, al tomar un valor de densidad de 0,003 se evidencia que el alrededor del 80% de los usuarios del estrato 3 consume menos de 165 kWh. El diagrama de bigotes para este grupo de usuarios se muestra en la Figura 28.

Figura 28. Consumo 80% usuarios estrato 3 – 2023



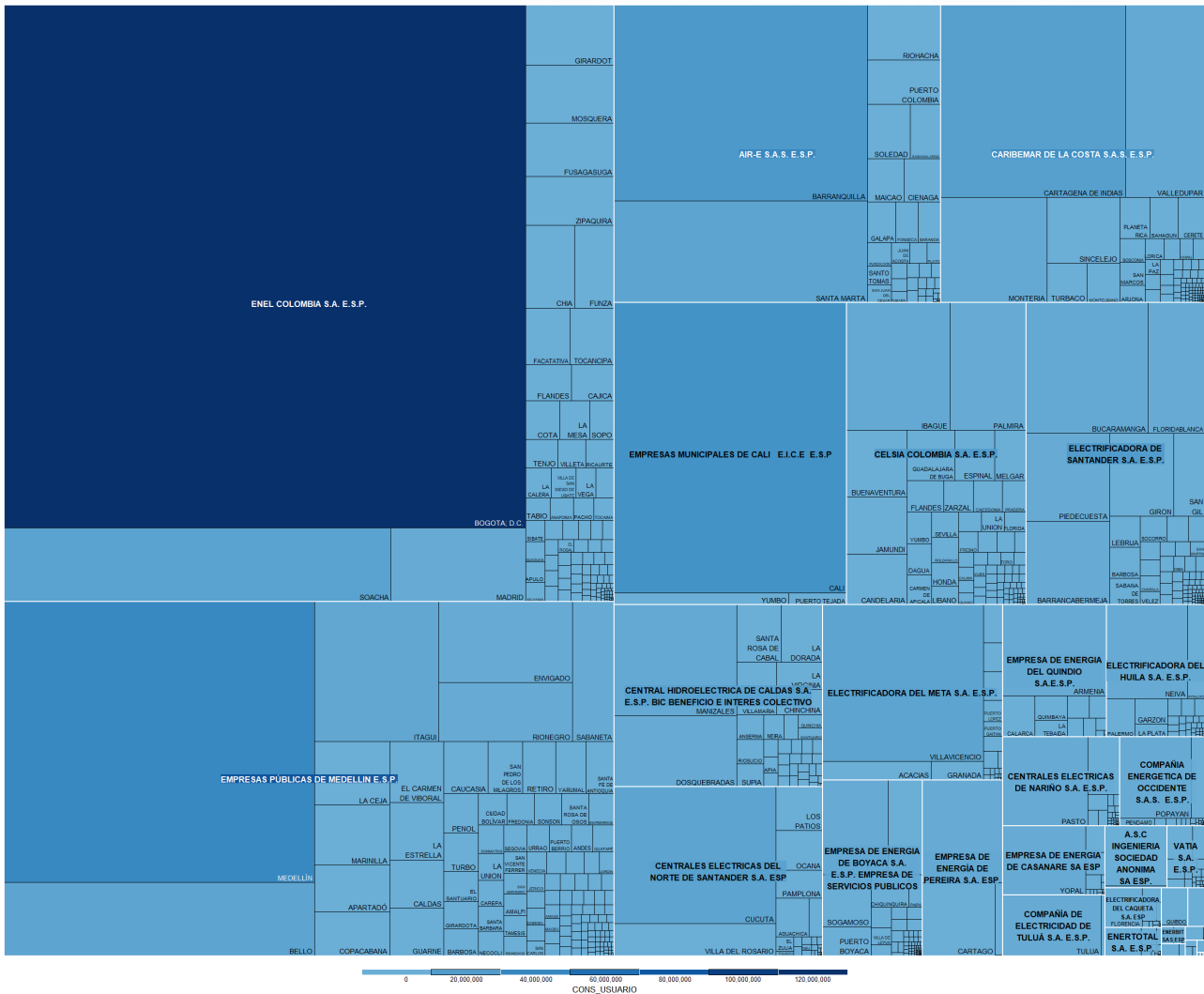
Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Se ha venido evidenciando un reporte de bajo consumo para el mes de abril, debido a que se ha reportado un bajo número de usuarios facturados para ese periodo particular. Los demás periodos tienen una tendencia de consumo similar, hecho que se verifica con la paleta de colores que da cuenta de los consumos máximos y mínimos. Para ese grupo el promedio de consumo es de 82,26 kWh, el primer cuartil está en 51 kWh y el tercero en 117 kWh. Sin embargo, no se puede dejar de notar el ligero aumento del promedio conforme van avanzando los meses del año.



Una distribución que muestra el total de consumo en el estrato 3 por municipio y empresa que lo atiende se muestra en la Figura 29.

Figura 29. Distribución del consumo por municipio y empresa para el estrato 3



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Para el caso del estrato 3 se muestra la predominancia de usuarios por parte de la Empresa Enel Colombia, seguida de EPM, AIR-E y Afinia. Respecto del estrato 2, el orden lo intercambian AIR-E y Afinia.

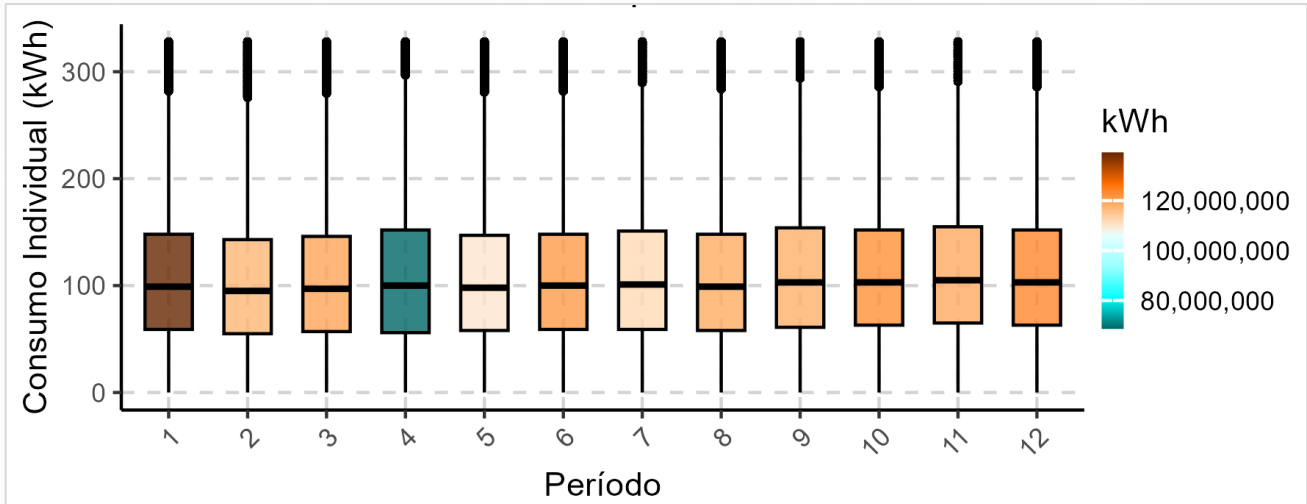
3.5.4 Comportamiento del consumo facturado en el estrato 4

Continuando la línea de análisis, el proceso de exclusión de los datos atípicos se realizó tomando como criterio que los límites superior e inferior corresponden al cuartil 3 más 1,5



veces el IQR y al cuartil 1 menos 1,5 veces el IQR, respectivamente. El diagrama de bigotes resultante se muestra en la Figura 30.

Figura 30. Consumo usuarios estrato 4 por periodo sin outliers – 2023



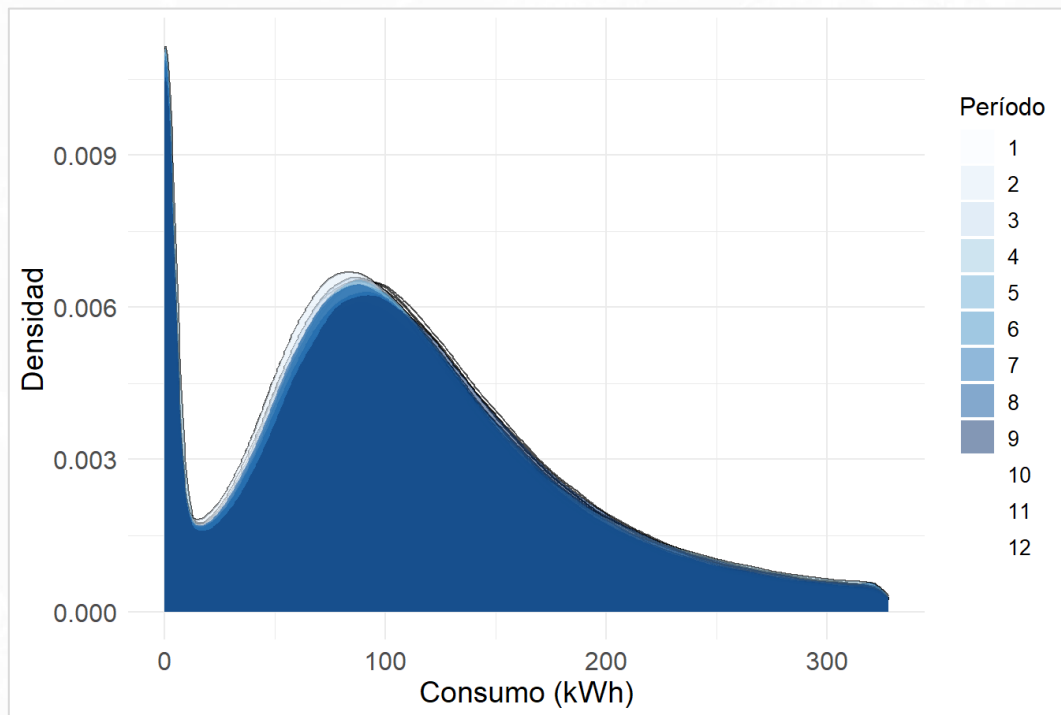
Fuente: SUI. Elaboración DTGE

En la Figura 30, se observa que el consumo de este grupo de usuarios es similar a lo reportado para los estratos 1, 2 y 3, en promedio alrededor de 100 kWh/mes. Y al igual que en los casos anteriores, el mes donde se reporta un menor consumo total es en el mes de abril, y el mes donde se reporta mayor consumo es en octubre.

El gráfico de densidad para los usuarios del estrato 4 se muestra a continuación:



Figura 31. Gráfica de densidad de usuarios del estrato 4 – 2023



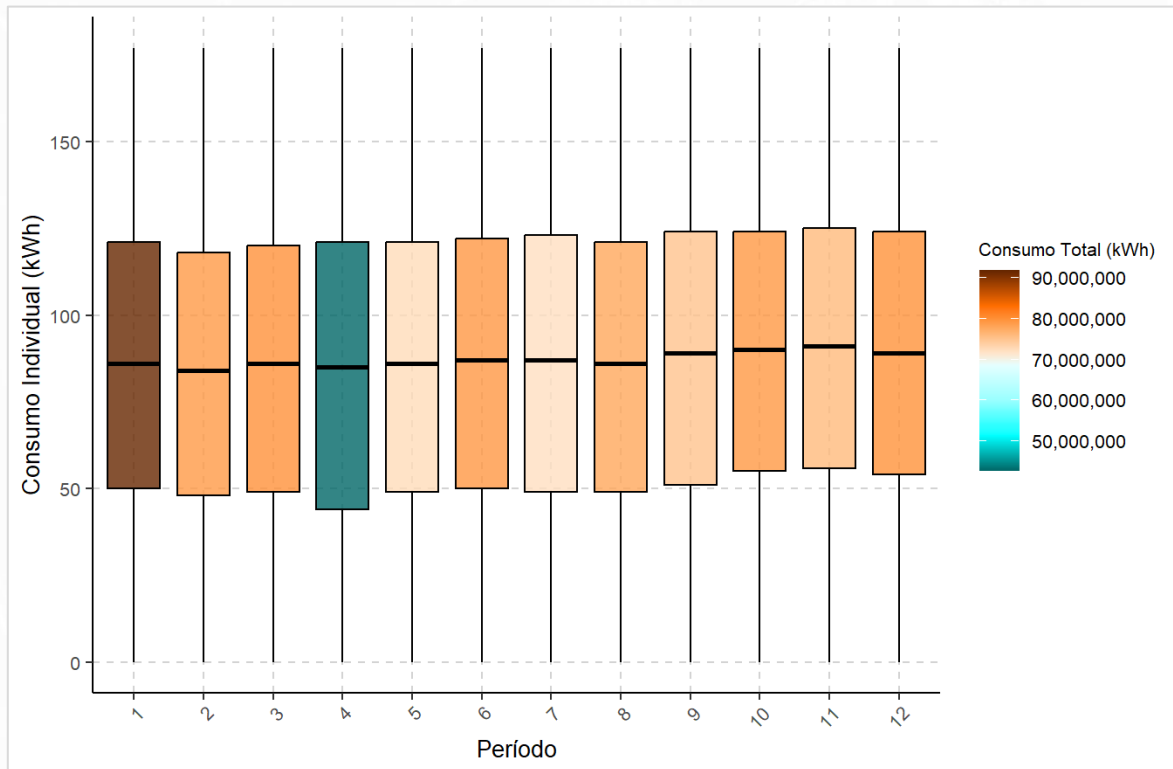
Fuente: SUI. Elaboración DTGE

La curva de densidad tiene la misma distribución asimétrica que se ha evidenciado en los otros estratos, con una clara concentración de usuarios con consumos entre los 50 y 130 kWh/mes, lo que indica que la mayoría de los usuarios del estrato 4 consume dentro de ese rango. Este comportamiento es típico para usuarios residenciales principalmente en áreas urbanas. Se observa un pico en la densidad alrededor de los 100 kWh/mes, lo que sugiere que una gran parte de los usuarios del estrato 4 tienen un consumo cercano a este valor, siendo este el rango donde se concentra la mayor parte de la densidad de usuarios.

Ahora, al tomar un valor de densidad de 0.0025 se muestra que el alrededor del 83% de los usuarios del estrato 3 consume menos de 165 kWh. El diagrama de bigotes para este grupo de usuarios se presenta en la Figura 32.



Figura 32. Consumo 83% usuarios estrato 4 – 2023



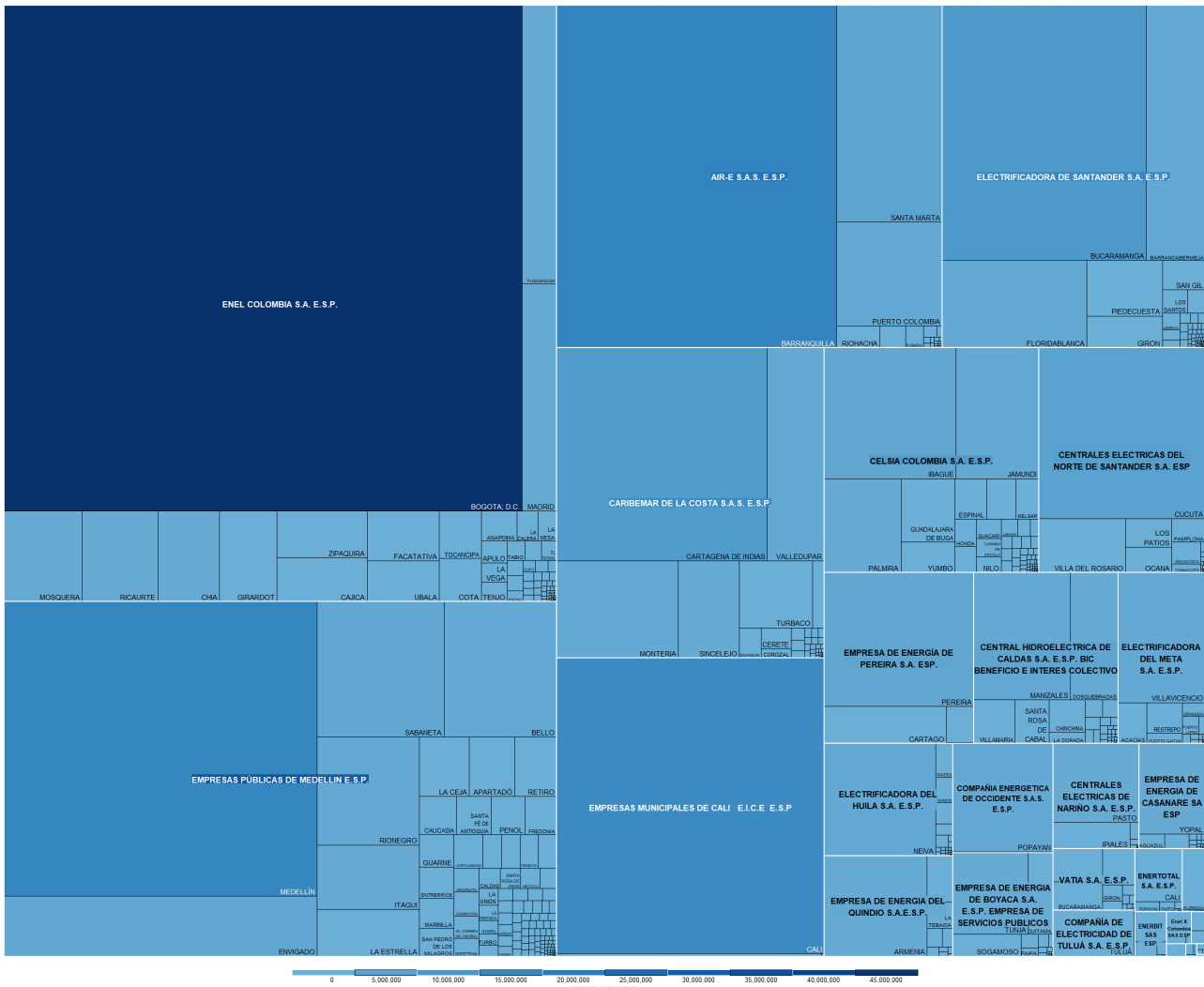
Fuente: SUI. Elaboración DTGE

La diferencia en el reporte para el mes de abril es consistente con lo presentado para los demás estratos que se han analizado. Sin embargo, es de notar la diferencia que se presenta para el mes de mayor consumo, el cual, para los estratos 1, 2 y 3, fue noviembre y para el estrato 4 se reporta para enero. Para ese grupo el promedio de consumo es de 84,43 kWh, el primer cuartil está en 51 kWh y el tercero en 1 kWh. Para este caso, el aumento del promedio conforme va avanzando los meses del año se presenta un poco más pronunciado que para los casos anteriores.

Una distribución que muestra el total de consumo en el estrato 4 por municipio y empresa que lo atiende se muestra en la Figura 33.



Figura 33. Distribución del consumo por municipio y empresa para el estrato 4



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

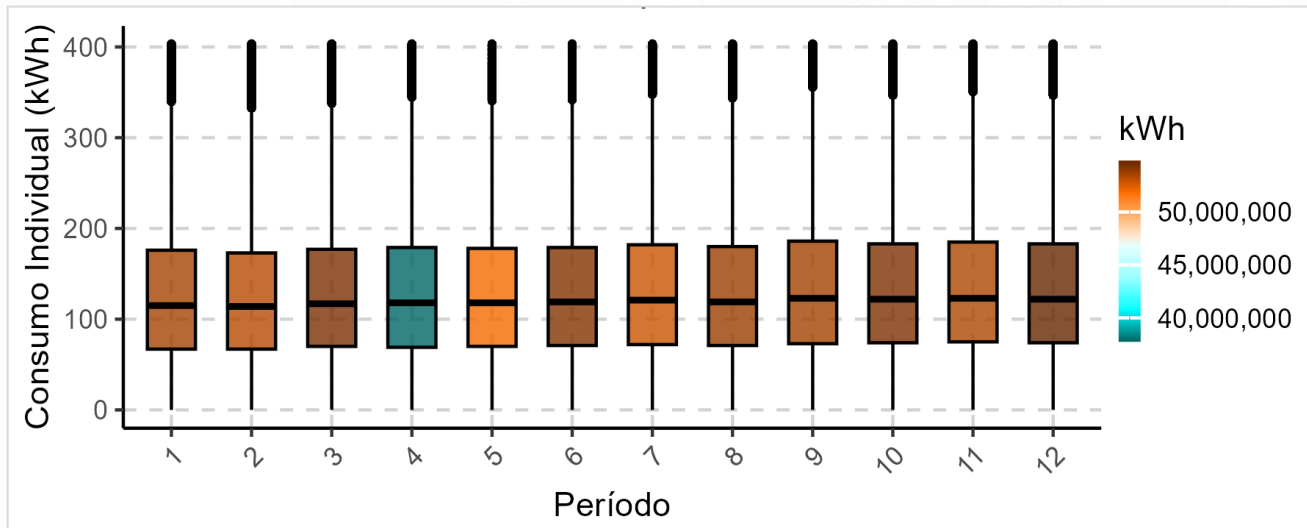
Para el caso del estrato 4 se muestra la predominancia de usuarios por parte de la Empresa Enel Colombia, seguida de EPM, AIR-E y ESSA.

3.5.5 Comportamiento del consumo facturado en el estrato 5

Para el estrato 5, al igual que para los demás, el proceso de exclusión de los datos atípicos se realizó tomando como criterio que los límites superior e inferior corresponden al cuartil 3 más 1,5 veces el IQR y al cuartil 1 menos 1,5 veces el IQR, respectivamente. El diagrama de bigotes resultante se muestra en la Figura 34.



Figura 34. Consumo usuarios estrato 5 por periodo sin outliers – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Los usuarios del estrato 5, muestran valores más altos, tanto en el promedio como el valor máximo, obtenido aplicando el criterio de eliminación de datos atípicos. Mientras que para los estratos 1, 2, 3 y 4 el promedio de consumo se encuentra entre 108 y 112 kWh/mes, tal como se reporta en la Tabla 24, el promedio de consumo facturado para los usuarios del estrato 5 se encuentra en 131 kWh/mes. Al igual que en los meses anteriores, hay un reporte bajo para el mes de abril y una tendencia creciente a medida que se avanza a lo largo del año.

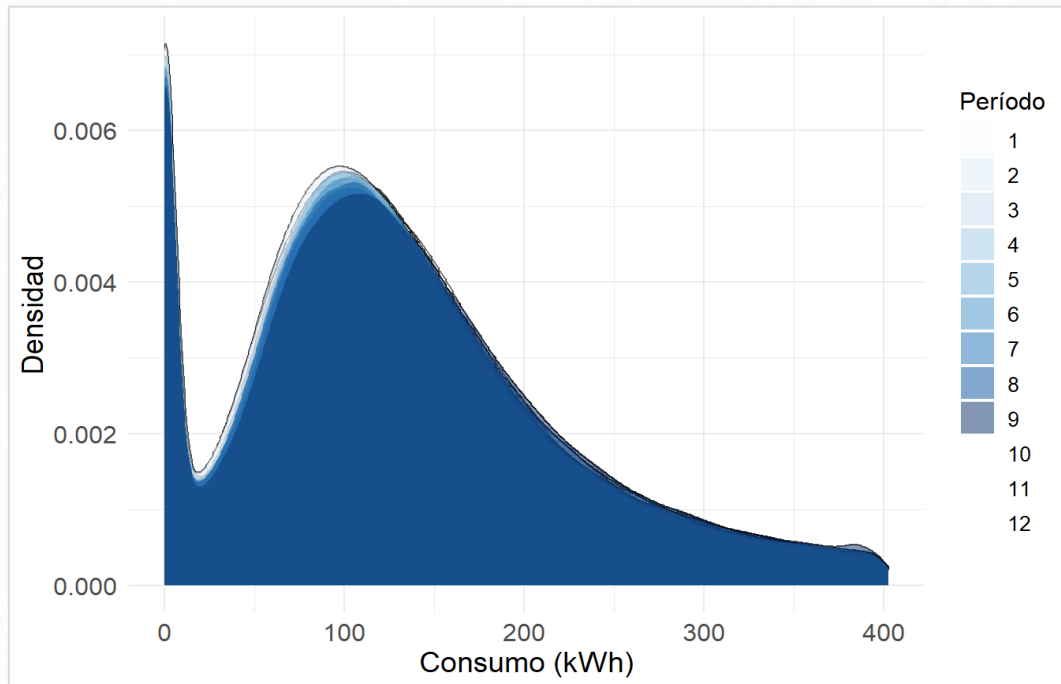
El diagrama de densidad se muestra en la Figura 35.

La gráfica presenta una distribución con dos picos claramente diferenciados: uno alrededor de consumos bajos (cerca de 0 kWh) y otro en consumos medios, aproximadamente entre 100 y 150 kWh. Comportamiento evidenciado para los demás estratos vistos hasta el momento. El primer pico, cerca de 0 kWh, sugiere que una fracción de los usuarios reporta consumos muy bajos o nulos en ciertos periodos, posiblemente por ausencias temporales o bajo uso de energía en algunas propiedades.

El segundo pico representa el consumo típico del estrato 5, y se observa un incremento de densidad en el rango de 100 a 150 kWh, donde se concentra la mayor cantidad de usuarios. A medida que el consumo se incrementa, la densidad decrece de manera pronunciada después de los 200 kWh, lo que indica que solo un pequeño porcentaje de usuarios del estrato 5 tiene consumos mensuales muy altos (mayores a 300 kWh).



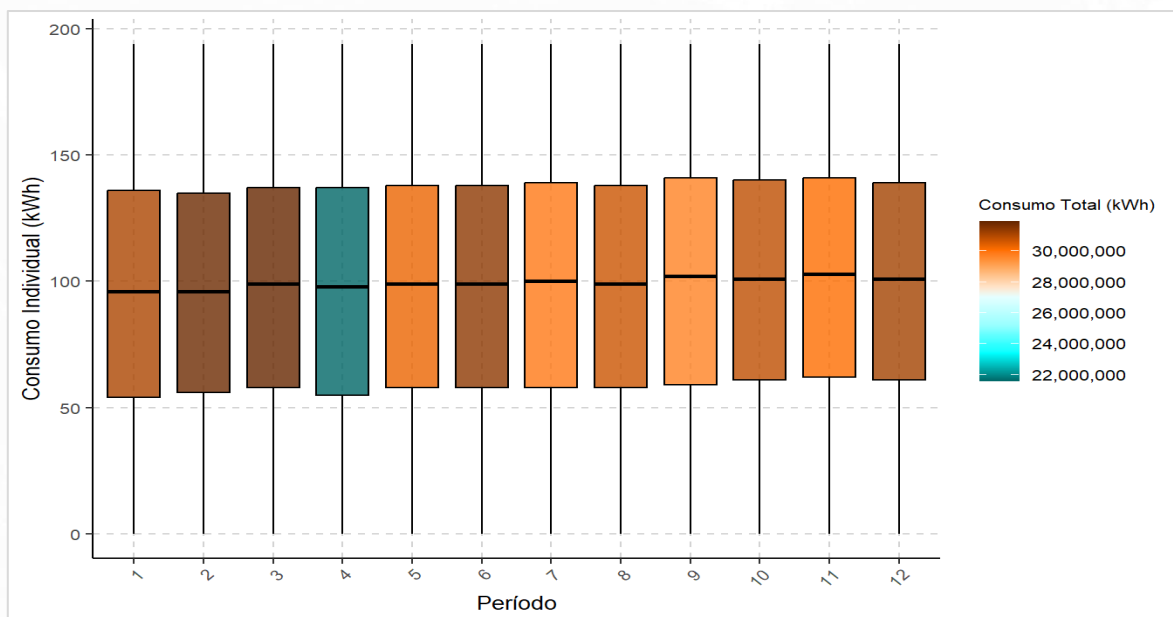
Figura 35. Gráfica de densidad de usuarios del estrato 5 – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Para un valor de densidad de 0.025 se tiene que el grupo resultante de usuarios, correspondiente a un 79% del total, tiene un consumo por debajo de 194 kWh/mes. Para estos se muestra en diagrama de bigotes en la Figura 36.

Figura 36. Consumo 79% usuarios estrato 5 – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE



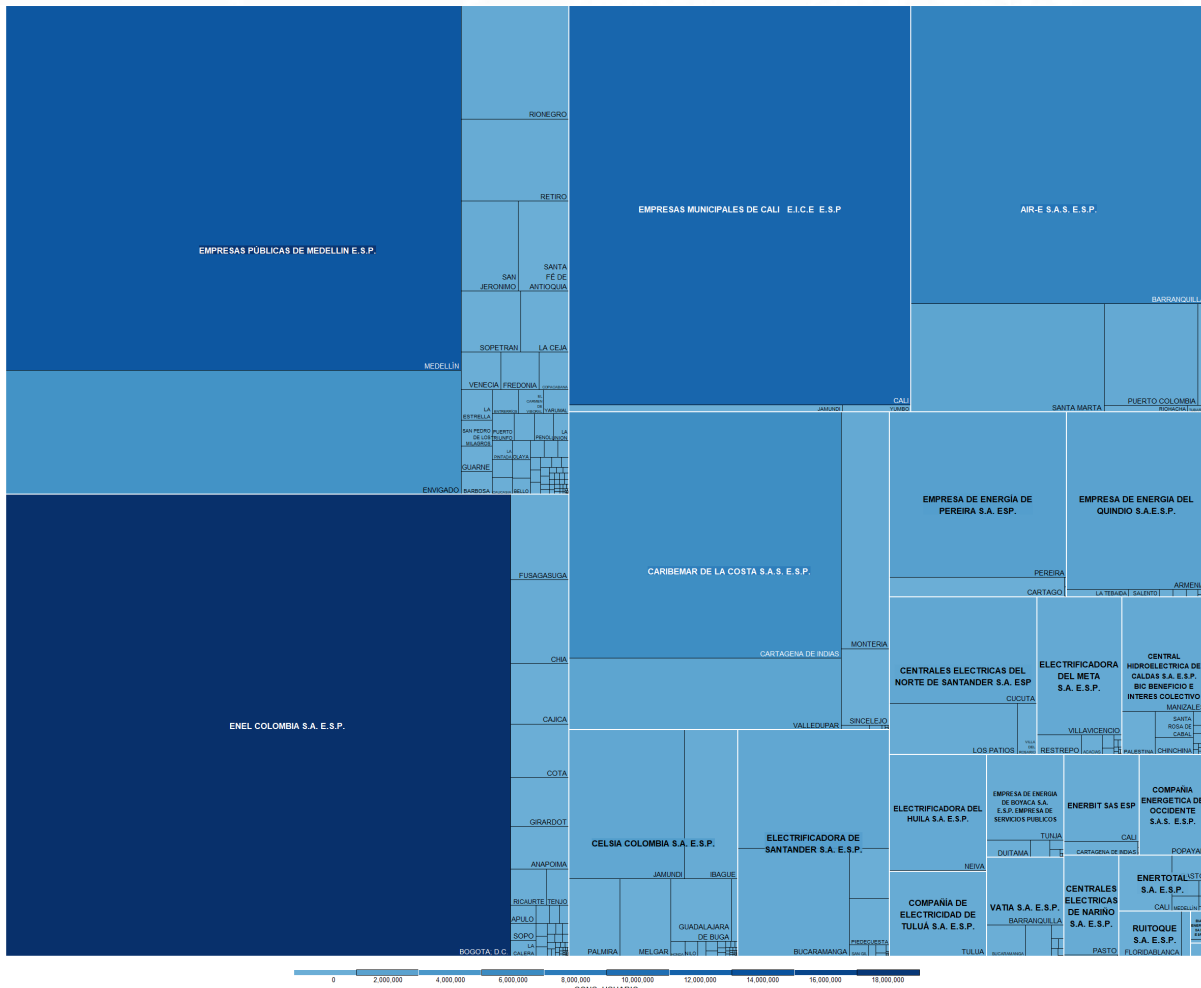
A diferencia de lo ocurrido en los demás estratos, en el estrato 5, el promedio se mantiene en un nivel más alto, situación que puede atribuirse a las capacidades adquisitivas de este tipo de población, lo cual refleja mayores hábitos de consumo, esto, sin desconocer otras variables como la ubicación geográfica.

La distribución que muestra el total de consumo en el estrato 5 por municipio y empresa que lo atiende se muestra en la Figura 37.

En este diagrama de jerarquías se ve que la mayor cantidad de consumo facturado en el estrato 5 lo reporta la empresa EPM, seguida de Enel Colombia, EMCALI, AIR-E y AFINIA. A diferencia de lo ocurrido en los estratos 1, 2 y 3, para los estratos 4 y 5 presenta cambios más relevantes en cuanto al orden de las empresas. Nótese también los cambios en los rangos máximos y mínimos en los diagramas de bigotes, esto último permite evidenciar donde se encuentra la mayor demanda para el sector residencial.



Figura 37. Distribución del consumo por municipio y empresa para el estrato 5



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

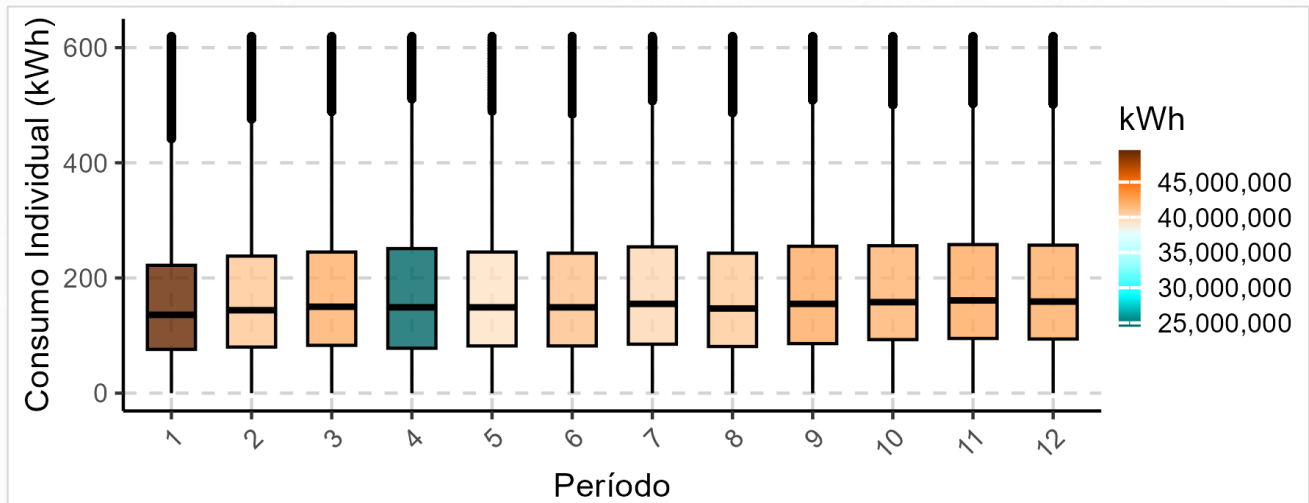
3.5.6 Comportamiento del consumo facturado en el estrato 6

Finalmente, para concluir el análisis de consumo según el usuario del sector residencial a nivel país, se presenta la información correspondiente al estrato 6. Al igual que para los demás, el proceso de exclusión de los datos atípicos se realizó tomando como criterio que los límites superior e inferior corresponden al cuartil 3 más 1,5 veces el IQR y al cuartil 1 menos 1,5 veces el IQR, respectivamente. El diagrama de bigotes resultante se muestra en la Figura 38.

De manera similar a lo ocurrido en el estrato 5, el estrato 6 tiene un promedio de consumo mayor y, de igual manera un grupo de usuarios con consumos mucho más altos que para todos los demás estratos. El promedio de consumo facturado para este estrato se reporta en 180 kWh/mes.



Figura 38. Consumo usuarios estrato 6 por periodo sin outliers – 2023.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

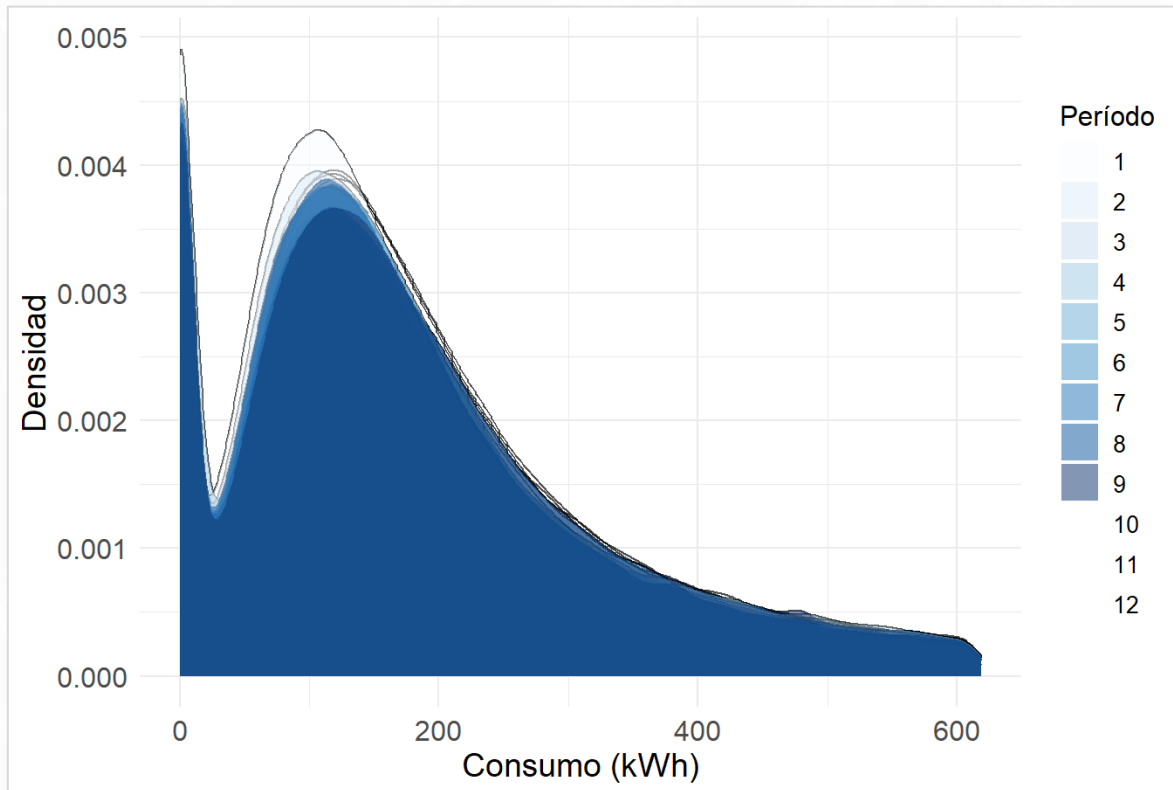
Nuevamente se presenta un reporte más bajo para el mes de abril, y al igual que para el estrato 5, el consumo más alto se da para el periodo de enero.

El diagrama de densidad para este grupo de usuarios se presenta en la Figura 39.

La gráfica, al igual en los demás casos presenta una distribución con dos picos: uno alrededor de consumos bajos (cercanos a 0 kWh) y otro en consumos medios, aproximadamente entre 100 y 150 kWh. El primer pico, cerca de 0 kWh, sugiere que una fracción de los usuarios reporta consumos muy bajos o nulos en ciertos periodos, posiblemente por ausencias temporales o bajo uso de energía en algunas propiedades, tal como se supuso para el estrato 5.



Figura 39. Gráfica de densidad de usuarios del estrato 6 – 2023.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

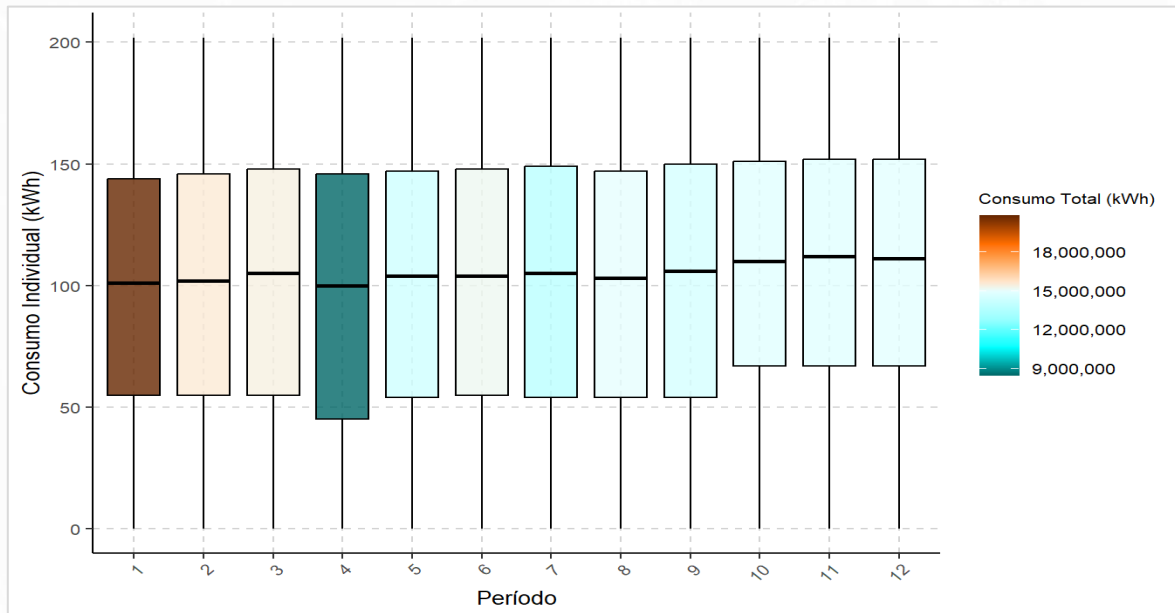
El segundo pico representa el consumo típico del estrato 6, y se observa un incremento de densidad en el rango de 120 a 200 kWh, donde se concentra la mayor cantidad de usuarios. Igualmente, se evidencia un pequeño porcentaje de usuarios del estrato 6 con consumos mensuales muy altos (mayores a 300 kWh), pero con un rango mayor al presentado en el estrato 5.

Al igual que para los estratos 4 y 5, se toma una densidad de 0,025. El diagrama de bigotes para este grupo de usuarios se presenta en la Figura 40.

Igual a como ocurre para el estrato 5, el mayor consumo facturado se evidencia en el mes de enero. Hay que tener presente que esto corresponde a lo consumido en el mes de diciembre del año anterior. Nótese la tendencia creciente a lo largo del año y el reporte del mes de abril que se mantuvo consistente en ser el más bajo.



Figura 40. Consumo 80% usuarios estrato 6 – 2023

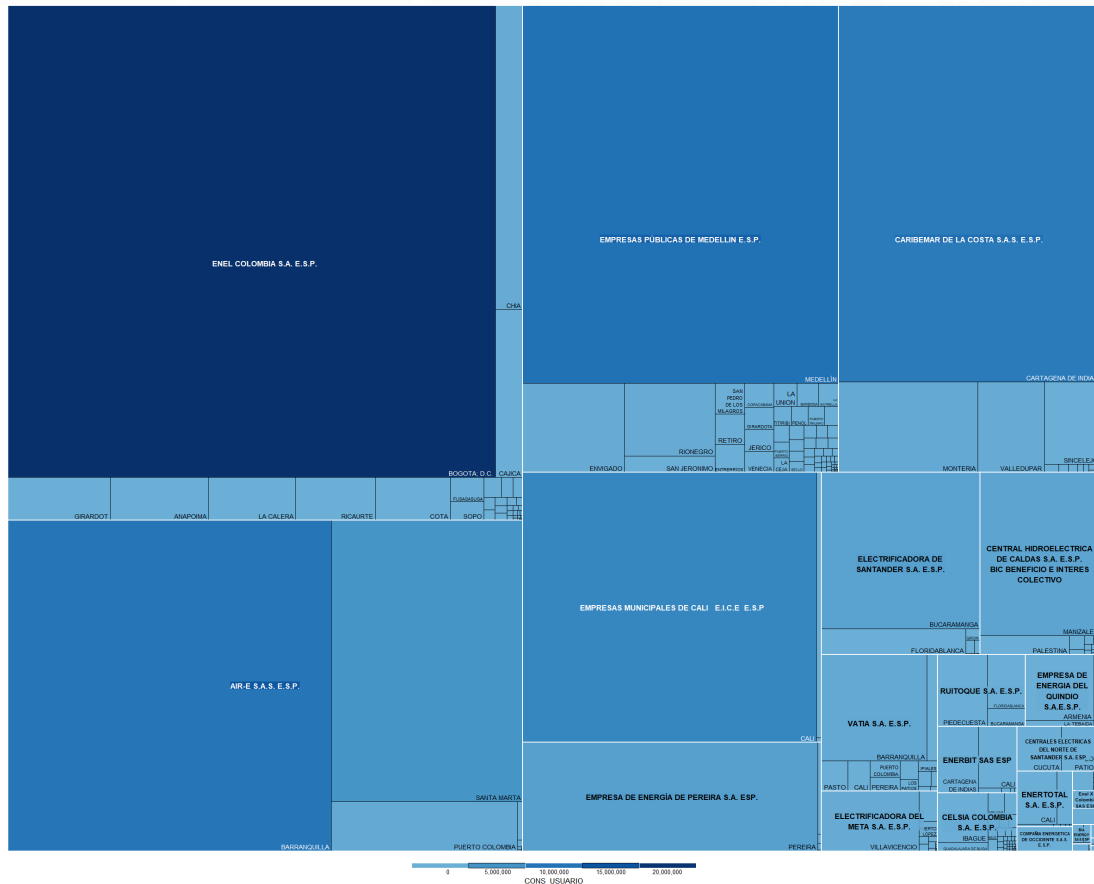


Fuente: SUI. Elaboración DTGE

La distribución que muestra el total de consumo en el estrato 5 por municipio y empresa que lo atiende se muestra en la Figura 41.



Figura 41. Distribución del consumo por municipio y empresa para el estrato 6



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

En este estrato el mayor consumo facturado está reportado por Enel Colombia, seguido de AIR-E, EPM y Afinia.

Finalmente, en la Tabla 23 se presenta un resumen de la información estadística de las gráficas presentadas en esta sección, habiendo realizado la eliminación de los datos atípicos en cada caso.

Tabla 23. Información estadística para cada uno de los estratos a nivel país

Estrato	Mínimo	Primer cuartil	Mediana	Promedio	Tercer cuartil	Máximo
1	0	45	99	112,1	169	378
2	0	54	99	109,2	154	332
3	0	60	100	109,2	149	318
4	0	59	100	108,4	149	328
5	0	71	119	131,6	180	403
6	0	84	150	180,1	246	619

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

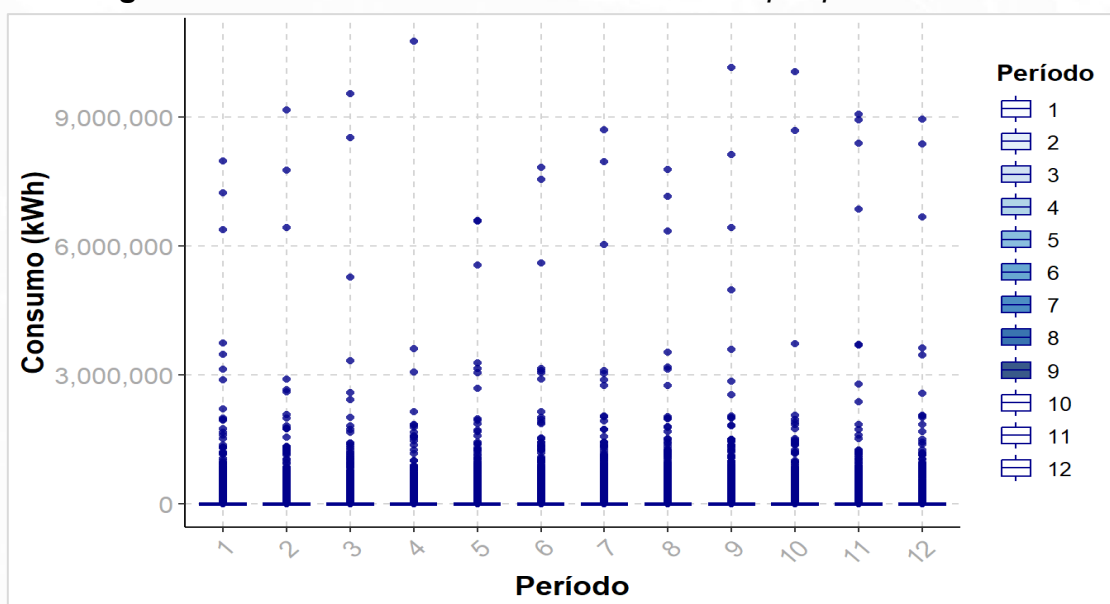


3.5.7 Comportamiento del consumo facturado para el Sector Comercial

Otro grupo importante de usuarios es el que corresponde al sector comercial. De manera resumida se presenta un análisis de la forma como se presentó para el sector residencial (estratos 1 al 6).

En primer lugar, en la Figura 42 se muestra el diagrama de bigotes sin filtrar los datos a razón de evidenciar los rangos, densidad y frecuencia de los datos atípicos.

Figura 42. Consumo usuarios sector comercial por periodo – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

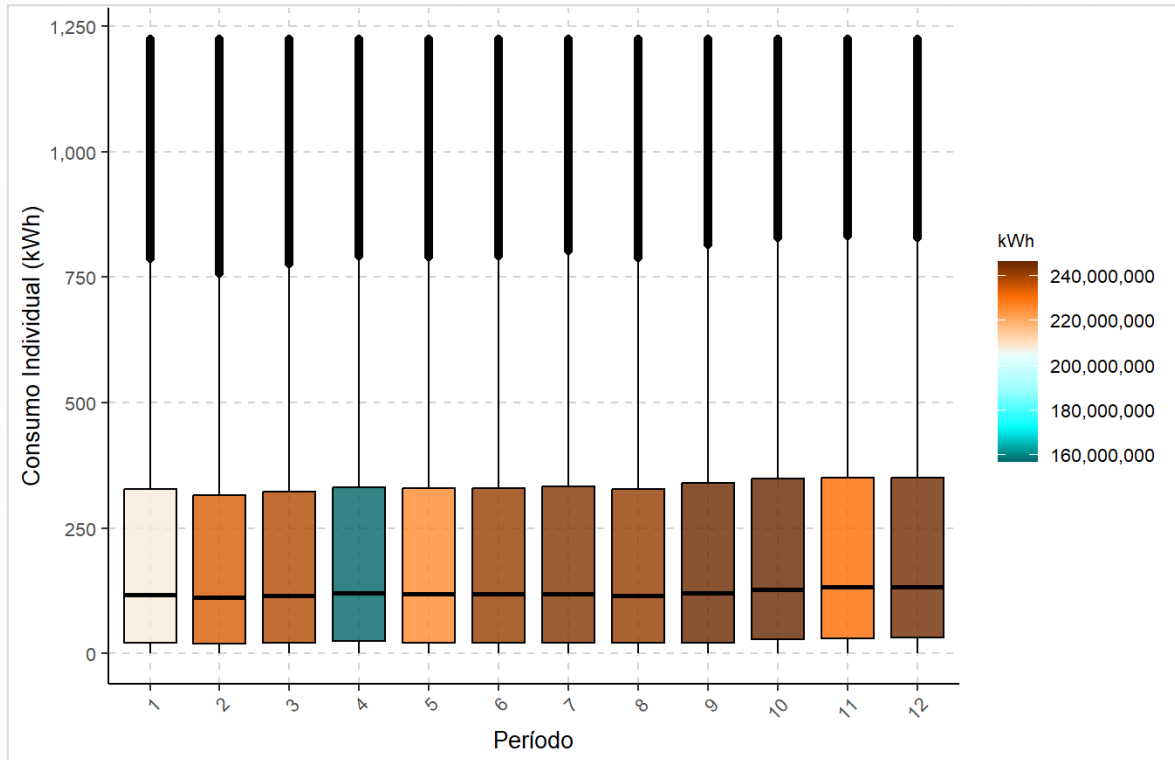
Claramente, se evidencia la existencia de datos atípicos, los cuales, para los análisis siguientes, se eliminan tomando como criterio que los límites superior e inferior corresponden al cuartil 3 más 1,5 veces el IQR, y al cuartil 1 menos 1,5 veces el IQR, respectivamente. El resultado se muestra en la Figura 43.

También se constata una agrupación de usuarios en promedios bajos, similares a los que se encuentran en el sector residencial. Sin embargo, también se encuentra un menor grupo de usuarios con consumos considerablemente mayores, evidenciado en los valores máximos que se presentan en la gráfica.



Adicionalmente, cabe notar que, para el sector comercial, al igual que para el sector residencial, el menor consumo facturado reportado se presentó en el mes de abril. Los consumos más altos se evidencian al final del año.

Figura 43. Consumo usuarios sector comercial por periodo sin outliers – 2023

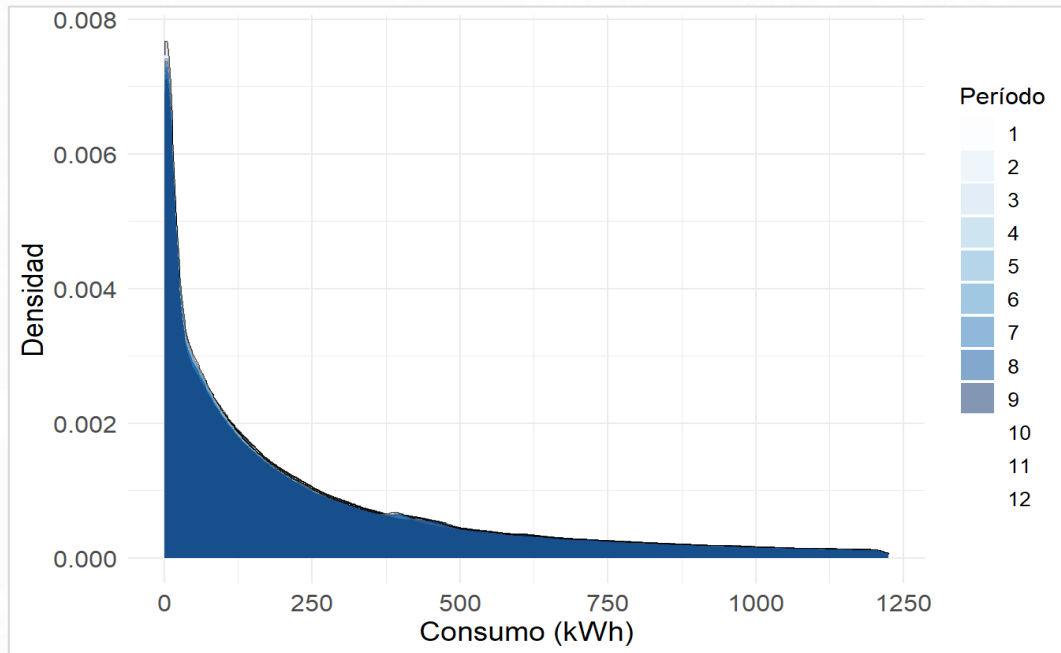


Fuente: SUI. Elaboración DTGE

El diagrama de densidad se presenta a continuación.



Figura 44. Gráfica de densidad de usuarios del sector comercial – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

La gráfica tiene una distribución altamente asimétrica hacia la derecha, con una densidad máxima en valores cercanos a 0 kWh y un largo descenso que se extiende hasta consumos de 1250 kWh. Esto indica que la mayoría de los comercios tienen consumos relativamente bajos, mientras que existe una minoría con consumos mucho mayores, aunque cada vez menos frecuente a medida que aumenta el consumo.

La densidad disminuye rápidamente después de los primeros 50 kWh, y para valores superiores a 200 kWh, el número de comercios con ese nivel de consumo es mucho menor, la larga cola de la distribución indica la presencia de algunos comercios con consumos notablemente altos que alcanzan hasta 1250 kWh, aunque en baja frecuencia. Estos valores atípicos pueden corresponder a establecimientos comerciales de gran tamaño o con una alta demanda energética, como grandes almacenes, supermercados, o instalaciones comerciales especializadas.

Aunque la gráfica no muestra grandes variaciones entre los diferentes periodos, podría interpretarse que la densidad de consumo es relativamente constante a lo largo del año en términos de su distribución. Esto sugiere que el comportamiento del consumo en el sector comercial no presenta estacionalidad significativa, al menos en el rango analizado.



Como se ha evidenciado, este análisis permite visualizar la heterogeneidad del sector comercial, donde los establecimientos con baja demanda energética predominan, mientras que solo unos pocos presentan consumos elevados, impactando potencialmente el promedio y otras métricas agregadas de consumo.

3.5.8 Análisis del consumo de los usuarios residenciales por empresa

En esta sección se presenta un análisis del comportamiento del consumo de los usuarios de los diferentes estratos residenciales, tomando como referencia a tres empresas ubicadas en diferentes regiones del país que, por su condición climática y geográfica, permite establecer algunas diferencias significativas en el comportamiento del consumo de los usuarios.

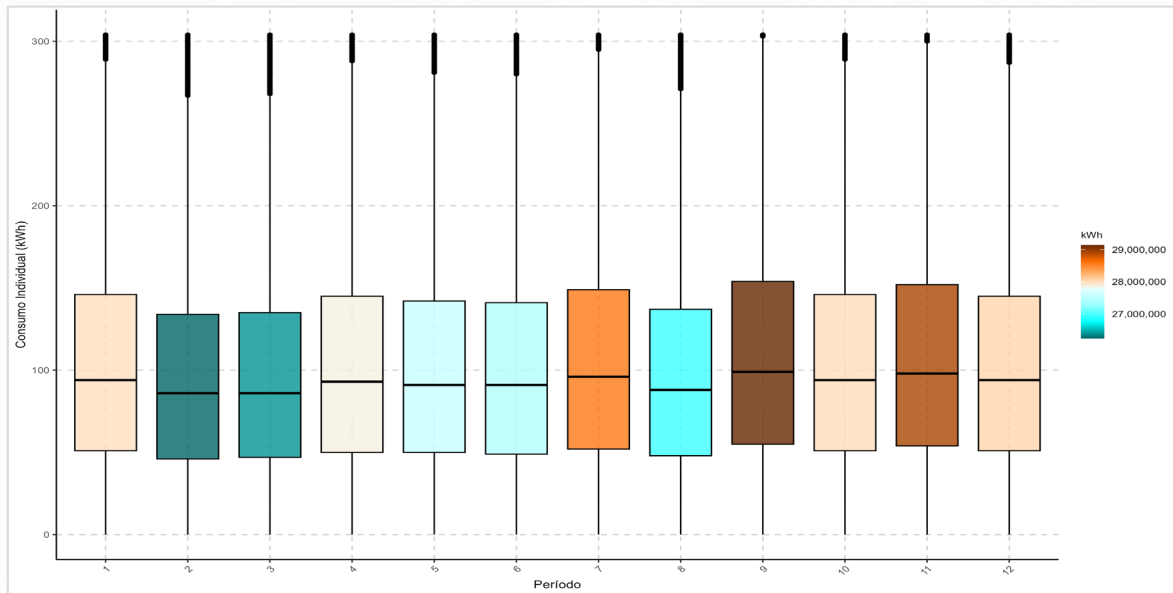
De manera general, para cada empresa se realiza un filtrado de los datos atípicos con el criterio de que los límites superior e inferior corresponden al cuartil 3 más 1,5 veces el IQR, y al cuartil 1 menos 1,5 veces el IQR, respectivamente.

3.5.8.1 Comportamiento de los consumos facturados de los usuarios residenciales de ENEL Colombia

El comportamiento del consumo de los usuarios del estrato 1 de la empresa Enel Colombia se muestra a continuación:



Figura 45. Consumo usuarios estrato 1 sin outliers – Enel Colombia – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

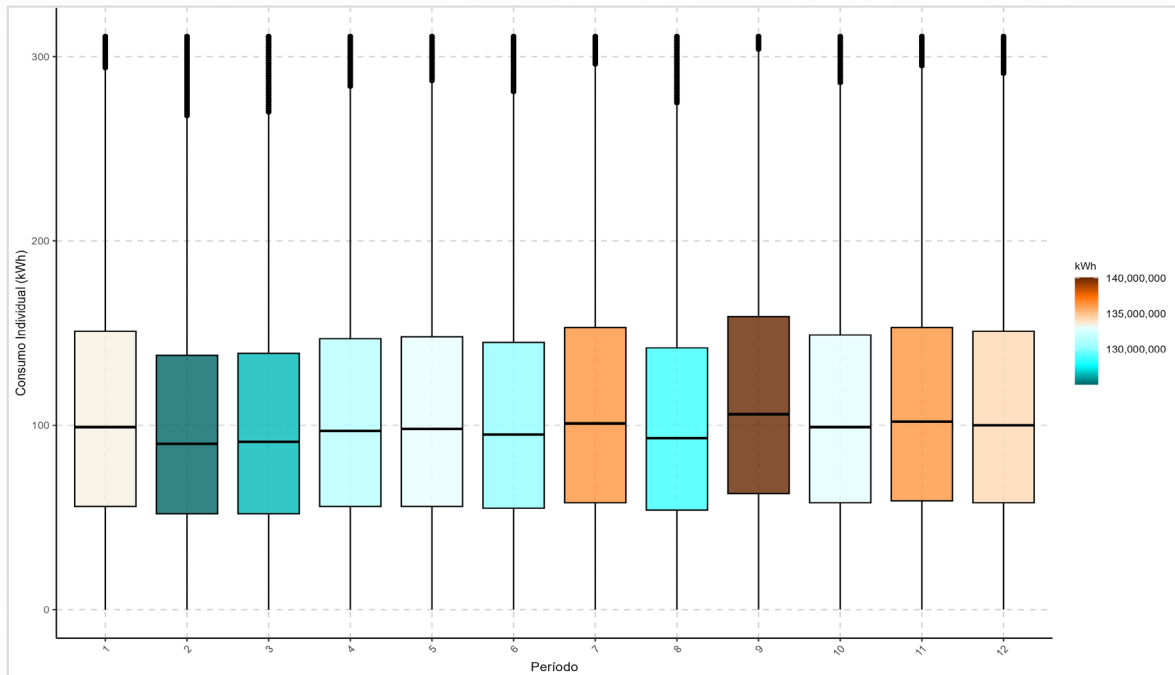
Resalta para este grupo de usuarios un promedio inferior a los 100 kWh/mes y la tendencia creciente hacia los periodos finales del año del total de consumo facturado. Sin embargo, es importante resaltar el cambio dado a partir del mes de septiembre, donde se tiene los mayores reportes, y como se ha evidenciado en secciones anteriores, en los últimos cuatro periodos del año, ENEL Colombia realizó unos reportes que pueden atribuirse a un evento presentado por el reporte en sí y no por un hecho atribuible a la realidad, situación que le corresponderá a la empresa aclarar.

El comportamiento del consumo de los usuarios del estrato 2 de la empresa Enel Colombia se muestra en la Figura 46.

Tal como se puede observar, el promedio de consumo mensual para estos usuarios es ligeramente mayor al promedio de consumo de los usuarios del estrato 1 de la misma empresa. Igualmente, el grupo de usuarios que presenta consumos muy mayores está dentro de rangos muy similares con el estrato 1.



Figura 46. Consumo usuarios estrato 2 sin outliers – Enel Colombia – 2023



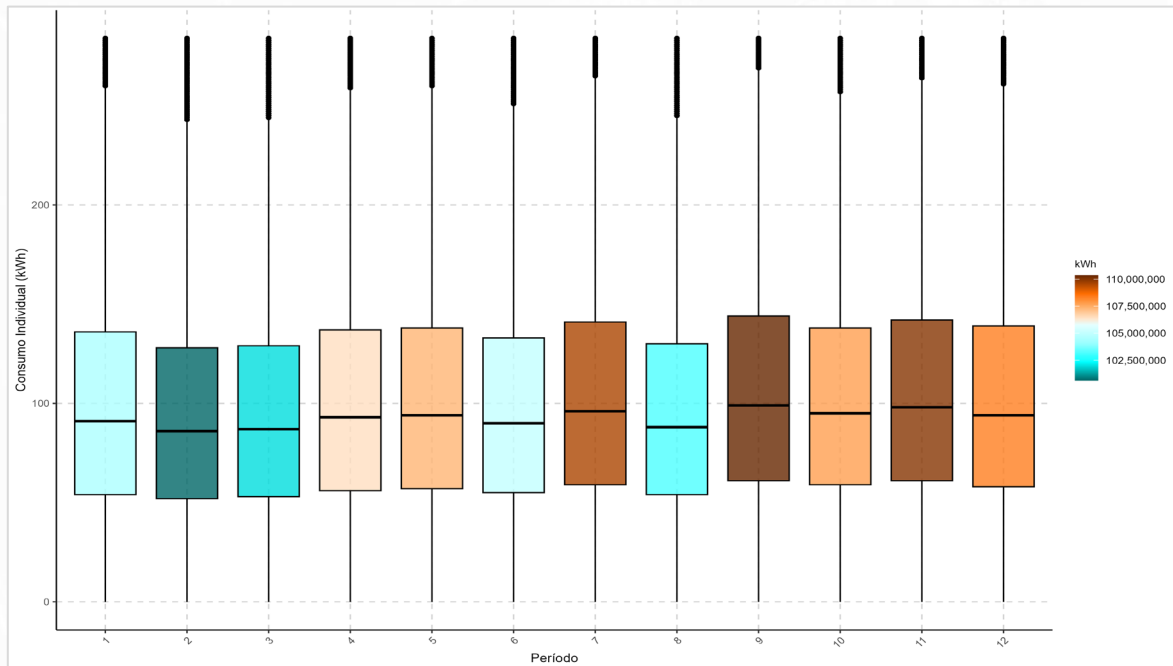
Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Tal como se puede evidenciar, nuevamente se presenta una novedad con los reportes en los cuatro últimos periodos del año donde se encuentran los consumos totales más altos.

El comportamiento del consumo de los usuarios del estrato 3 de la empresa Enel Colombia se muestra a continuación:



Figura 47. Consumo usuarios estrato 3 sin outliers – Enel Colombia – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

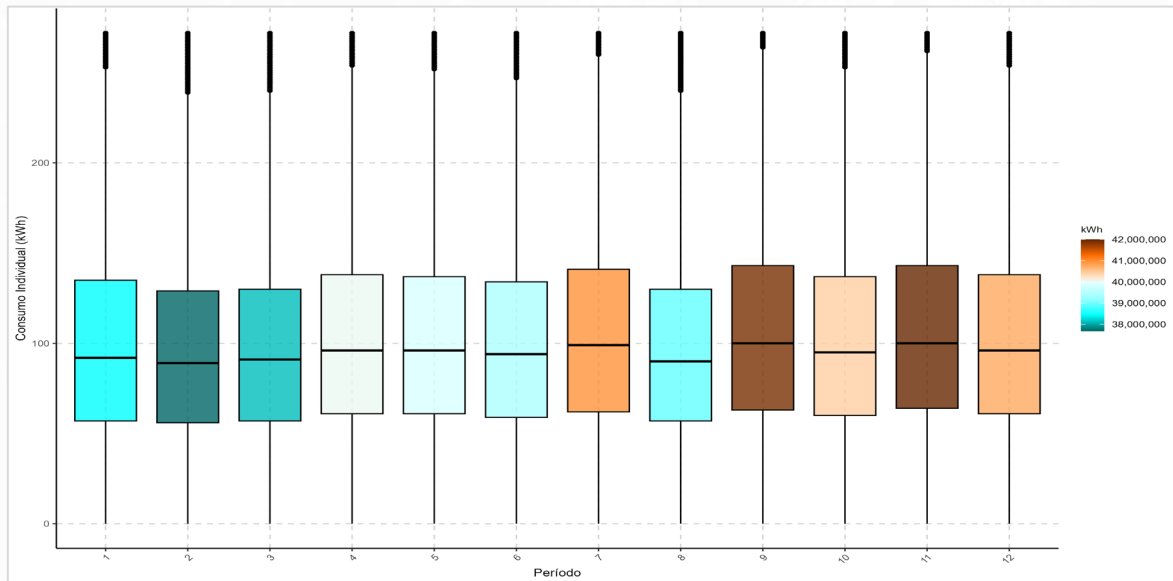
El promedio de consumo mensual de los usuarios del estrato 3, es un poco menor al promedio del estrato 2. Al igual que en los casos anteriores se presenta una tendencia de incremento del consumo facturado a lo largo de los meses del año e, igual que en los dos casos anteriores, hay un reporte para los cuatro últimos periodos del año que rompen el comportamiento típico que se venía presentando en los periodos anteriores.

El comportamiento del consumo de los usuarios del estrato 4 de la empresa Enel Colombia se muestra en la Figura 48.

El comportamiento es muy similar a lo que se ha reportado para los otros estratos. En todos los casos se ha tenido a febrero como el mes con el menor reporte y los consumos totales facturados más altos en los cuatro últimos periodos del año. Mantiene, igualmente, un promedio mensual por debajo de los 100 kWh.



Figura 48. Consumo usuarios estrato 4 sin outliers – Enel Colombia – 2023



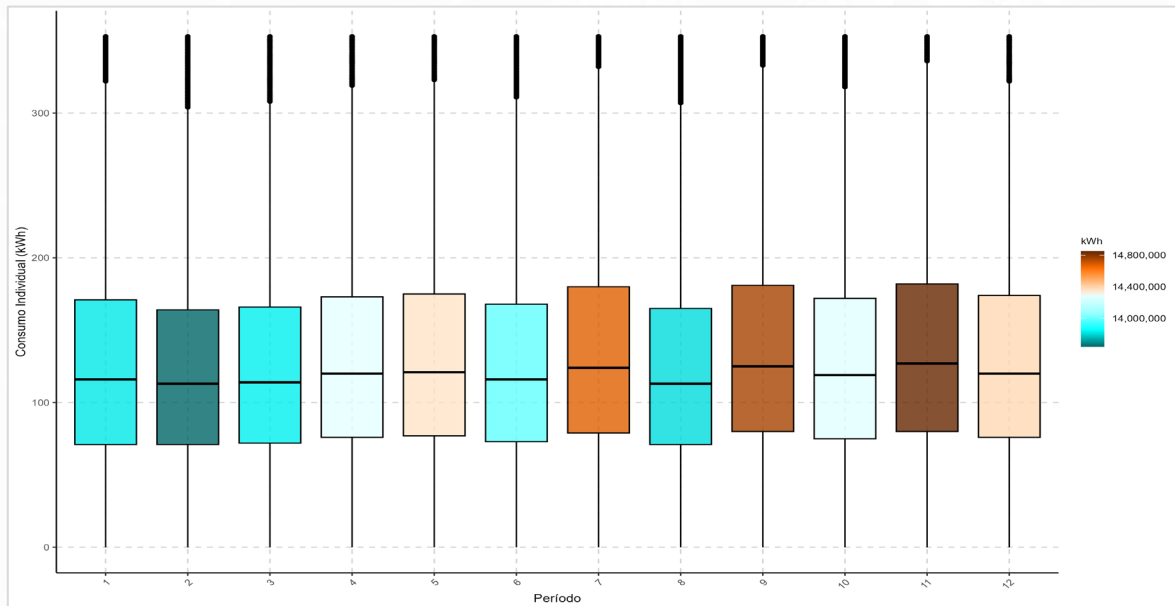
Fuente: SUI. Elaboración DTGE

El comportamiento del consumo de los usuarios del estrato 4 de la empresa Enel Colombia se muestra en la Figura 49.

Para este caso, se tiene, al igual que en los anteriores, a febrero como el mes con menor reporte de consumo total facturado para el estrato, y los últimos cuatro periodos del año con los consumos más altos. Sin embargo, una diferencia muy importante está en el promedio de consumo mensual el cual ronda los 130 kWh/mes; promedio significativamente mayor al de los demás estratos.



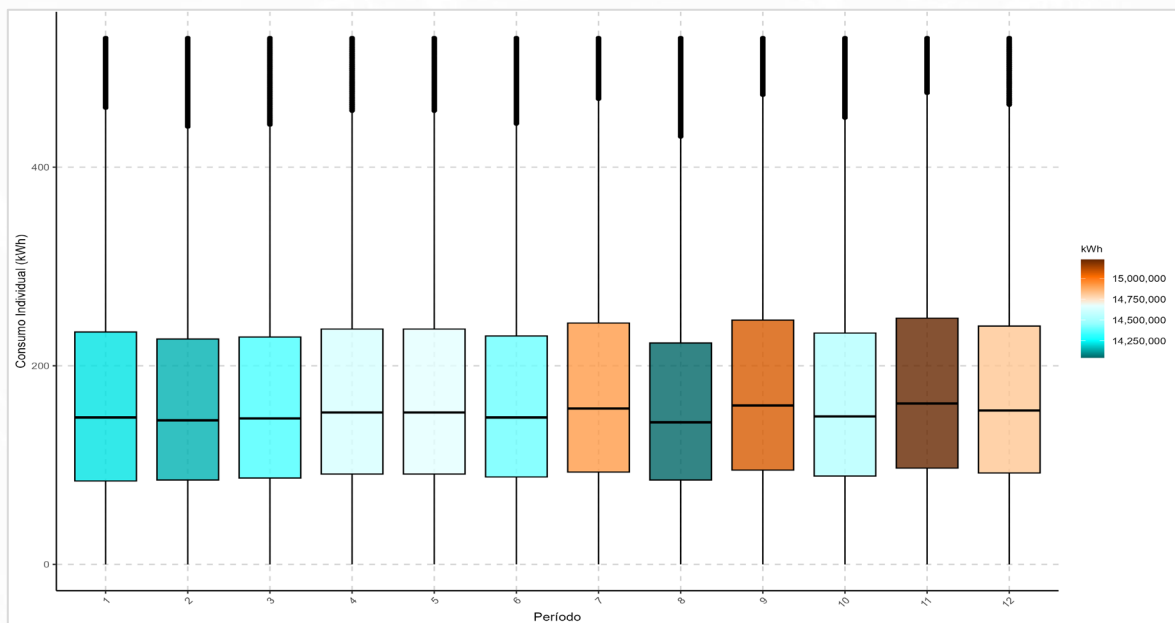
Figura 49. Consumo usuarios estrato 5 sin outliers – Enel Colombia – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Finalmente, en la Figura 50 se presenta para esta empresa el boxplot de los consumos para los usuarios del estrato 6.

Figura 50. Consumo usuarios estrato 6 sin outliers – Enel Colombia – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Para este estrato nuevamente se tiene que el menor registro de consumo total facturado ocurrió en el mes de agosto y al igual que para los demás estratos, en los últimos 4 periodos se tienen los registros más altos de consumo total facturado. Sin embargo, la



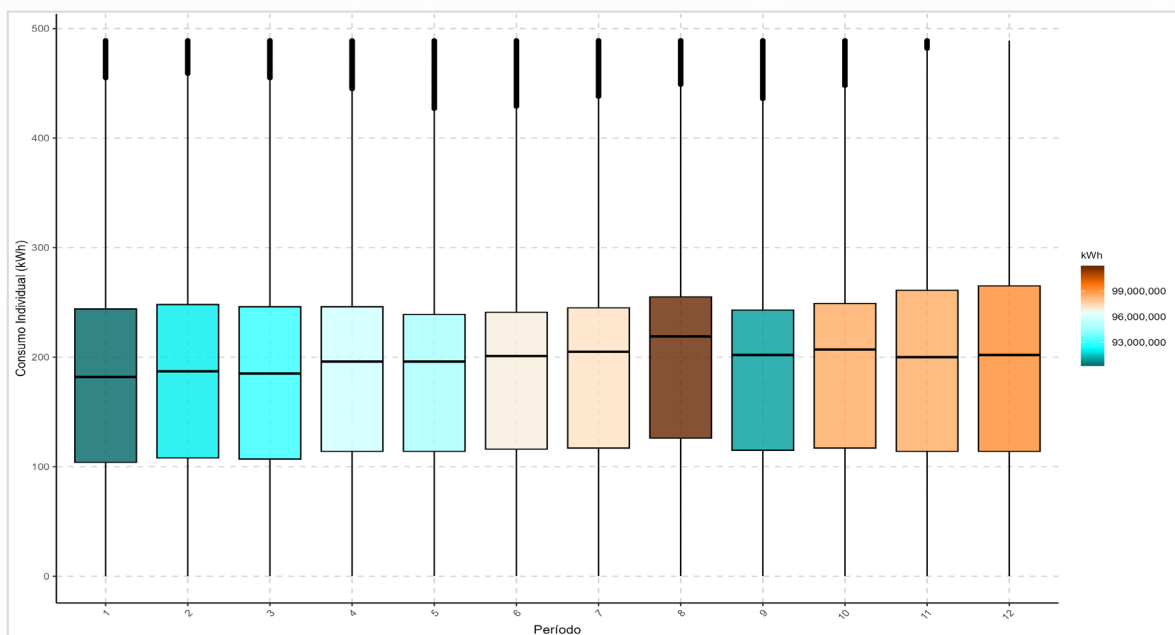
diferencia fundamental está en el consumo promedio mensual el cual ronda los 180 kWh/mes.

Finalmente, cabe mencionar que todos los gráficos de densidad para el sector residencial atendido por la empresa Enel tienen el comportamiento general que se presentó a nivel país, con dos picos (modos): uno muy cercano a cero, mostrando a usuarios con consumos muy bajos, y otro pico cerca del promedio, dando cuenta de que la mayoría de los usuarios se concentran en esos rangos de consumo. Situación por la que no se presentan dichos gráficos.

3.5.8.2 Comportamiento de los consumos facturados de los usuarios residenciales de AIR-E

El comportamiento del consumo facturado a los usuarios del estrato 1 de la empresa AIR-E se muestra a continuación:

Figura 51. Consumo usuarios estrato 1 sin outliers – AIR-E – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Para el año 2023, observando la paleta de colores, se evidencia un incremento en el consumo total facturado mensualmente; se reportó el menor consumo total en el mes de enero y, conforme avanzan los meses se tienen consumos mayores. En el mes de agosto se tiene el máximo reporte y para septiembre uno de los menores, estos dos nivelan el

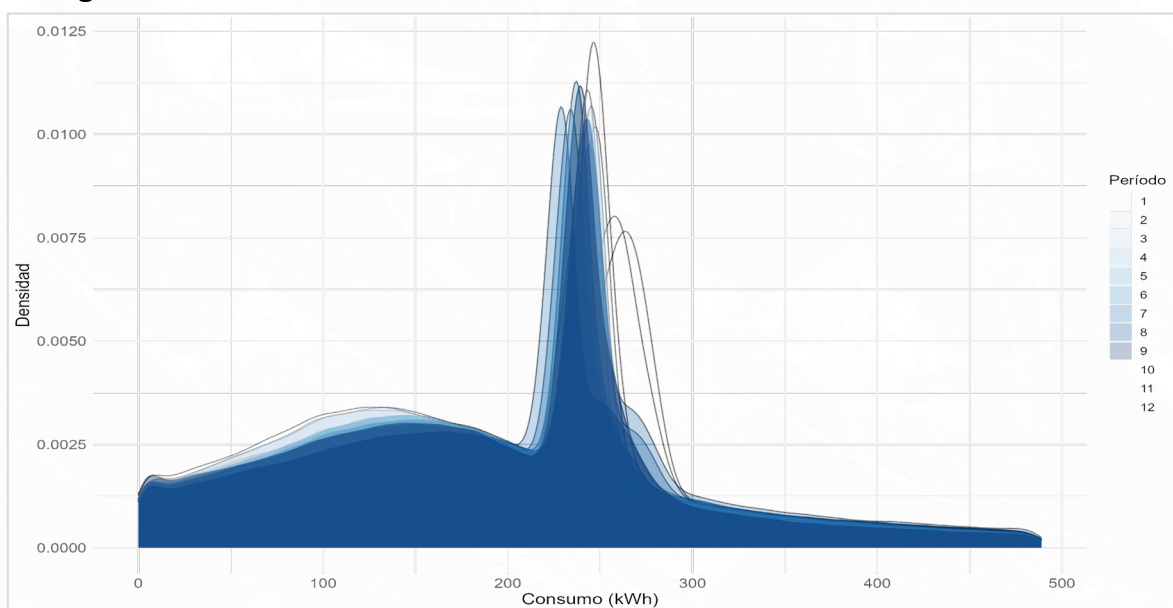


comportamiento creciente. De igual manera, el promedio mensual tiene un comportamiento ligeramente creciente y siempre alrededor de los 200 kWh/mes, el doble de lo que se reporta a nivel nacional y de lo reportado igualmente por Enel Colombia presentado en la subsección anterior.

Para dar cuenta de la variabilidad y de la distribución de los grupos de usuarios según su rango de consumo, a continuación, en la Figura 52 se muestra el diagrama de densidad para los usuarios del estrato 1 atendidos por AIR-E.

En primer lugar, cabe subrayar que, de alguna manera, se puede considerar que el comportamiento de consumo mensual es similar al de los otros periodos. La gráfica muestra un pico alto, alrededor de los 250 kWh, donde se asocia a que la concentración del mayor número de usuarios se encuentra aproximadamente en ese valor. Sin embargo, es de alta importancia considerar que, tal como se presentó en la subsección 4.3, AIR-E tiene uno de los mayores indicadores de estimación del consumo, y sus mayores usuarios estimados se encuentran en el estrato 1, de modo que lo que acá se presenta, en la Figura 52, da cuenta de los valores hacia los cuales la empresa AIR-E estima el consumo mensual a sus usuarios del estrato 1. Es importante considerar que, aunque en menor medida, existe un número de usuarios representativos con consumos entre los 300 kWh y los 500 kWh.

Figura 52. Gráfica de densidad de consumo usuarios estrato 1 AIR-E – 2023

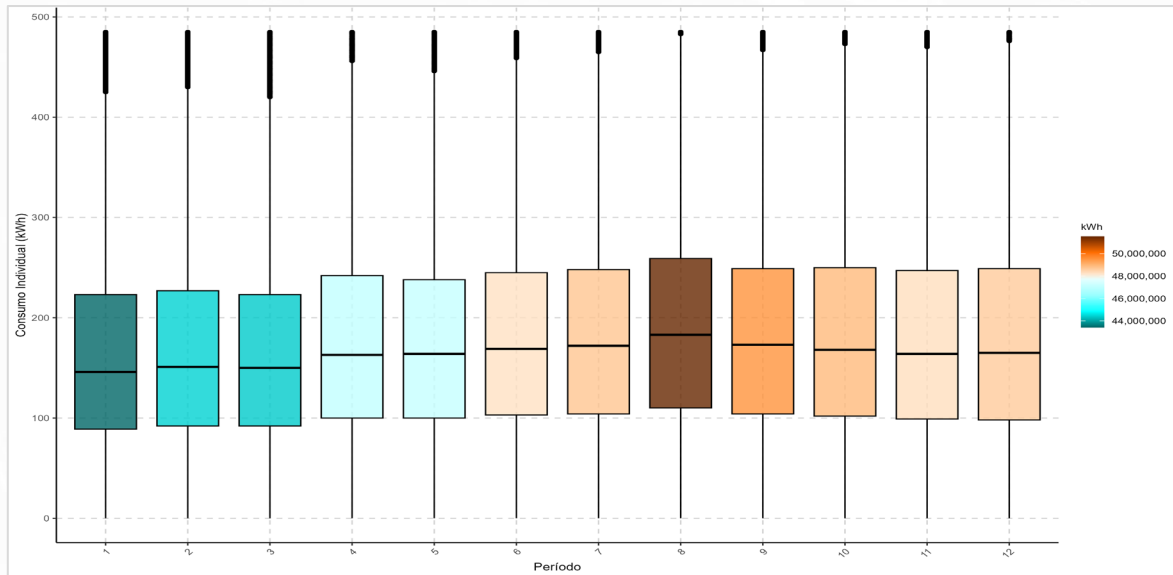


Fuente: SUI. Elaboración DTGE



El comportamiento del consumo facturado a los usuarios del estrato 2 de la empresa AIR-E se muestra a continuación:

Figura 53. Consumo usuarios estrato 2 sin outliers – AIR-E – 2023



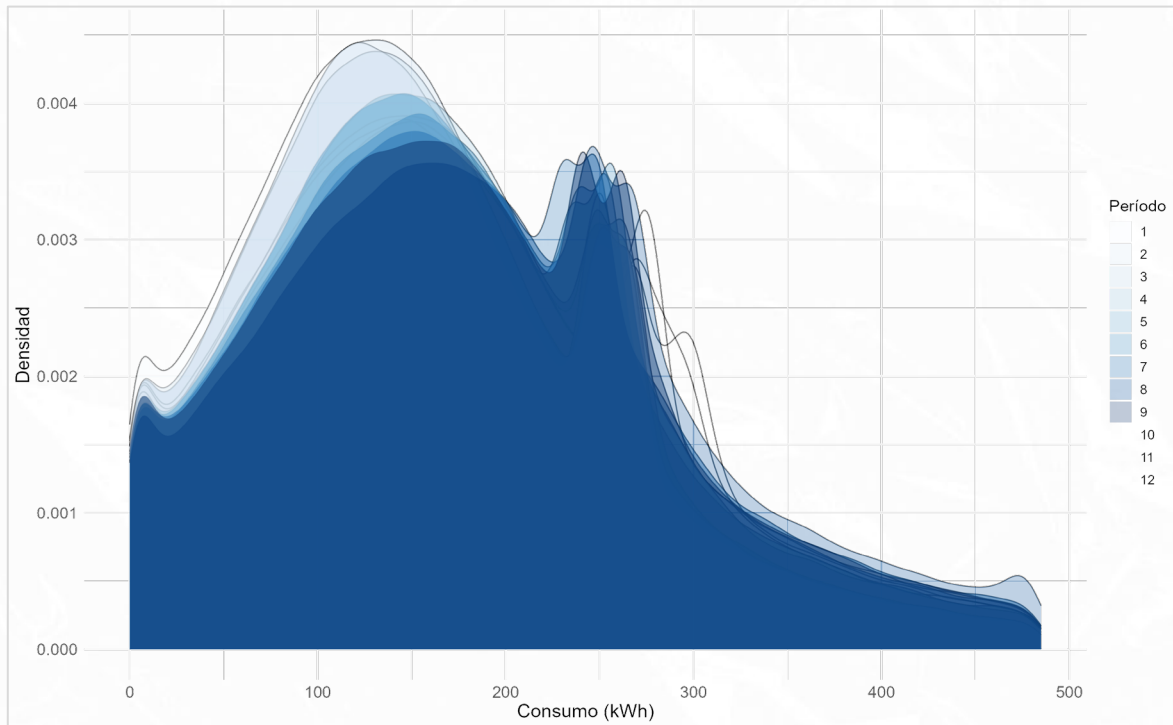
Fuente: SUI. Elaboración DTGE

En comparación con el estrato 1, el rango de consumo total del estrato 2 tiene un valor máximo de aproximadamente la mitad. Por otro lado, el consumo promedio mensual, si bien, tiene un comportamiento creciente a lo largo del año, este es menor en comparación al estrato 1, rondando alrededor de los 150 kWh, significativamente mayor al promedio del país. Nuevamente se reporta para este estrato su menor demanda en enero y la máxima en agosto.

Debido a los indicadores de estimación de AIR-E y que, tanto en el estrato 1 como en el estrato 2 se presenta el mayor número de usuarios con consumos estimados por mes, en la Figura 54, se presenta el diagrama de densidad de consumo para los usuarios del estrato 2 de la empresa AIR-E.



Figura 54. Gráfica de densidad de consumo usuarios estrato 1 AIR-E – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Como se puede observar en la Figura 54, esta presenta tres picos (modos) importantes: un pico alrededor de cero, lo que implica un gran número de usuarios de bajos consumos atribuible a varios factores, entre ellos la capacidad adquisitiva. Un segundo pico alrededor de los 150 kWh que corresponde a las características típicas de este tipo de usuarios del estrato 2 en regiones donde la temperatura es muy alta; y un tercer pico alrededor de los 250 kWh, situación que agrupa a un gran número de usuarios, hecho que, al igual a lo presentado para el estrato 1, puede ser atribuible a aquellos usuarios a los que se les ha estimado el consumo.

Si bien la cola de la gráfica se extiende hasta cerca de los 500 kWh, el número de usuarios con consumos superiores a los 300 kWh es considerable.

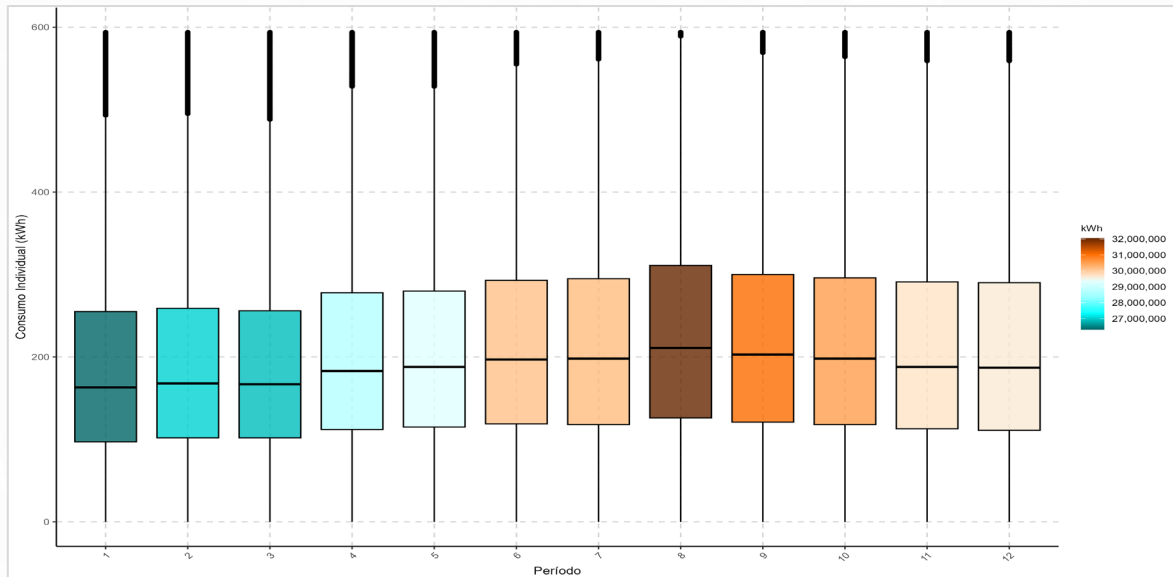
El comportamiento del consumo facturado a los usuarios del estrato 3, de la empresa AIR-E, se presenta en la Figura 55.

Al igual que para los estratos 1 y 2, la menor demanda se reportó para enero y la mayor para agosto. De igual manera se muestra una tendencia creciente, tanto del consumo



como del promedio mensual el cual ronda los 200 kWh. Sin embargo, es importante notar que el rango de variación del promedio es alto en comparación con los otros meses.

Figura 55. Consumo usuarios estrato 3 sin outliers – AIR-E – 2023



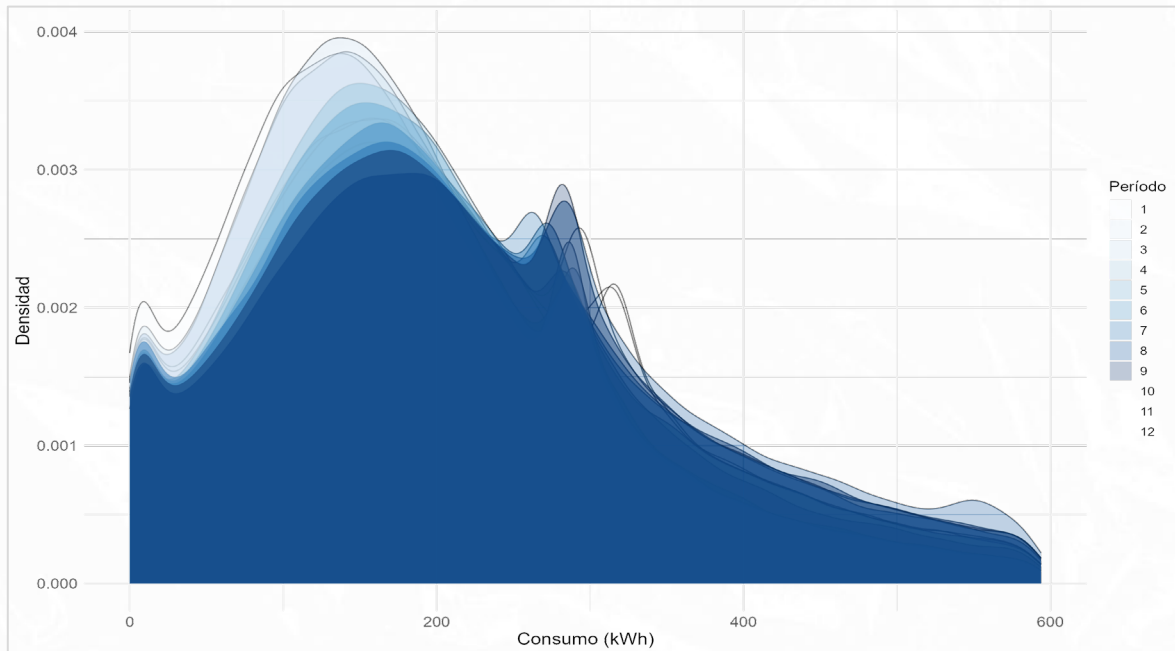
Fuente: SUI. Elaboración DTGE

En menor medida que los estratos 1 y 2, la empresa tiene un porcentaje significativo de estimación a los usuarios del estrato 3. Hecho por el que se presenta en la Figura 56 la gráfica de densidad de consumo de los usuarios de este estrato.

La gráfica es muy similar a la correspondiente al estrato 2: cuenta con tres modos que dan cuenta de la agrupación de usuarios en grupos de consumos representativos, un primer pico alrededor de cero, lo que muestra a un grupo con consumos muy bajos, un segundo pico alrededor de los 150 kWh donde agrupa la mayoría de los usuarios de este sector residencial, y un tercer pico alrededor de los 300 kWh, en parte atribuible a los usuarios a los que se les estima el consumo por parte de la empresa. Igualmente, la cola de la gráfica muestra a un número importante de usuarios con consumos entre 400 kWh y 600 kWh.



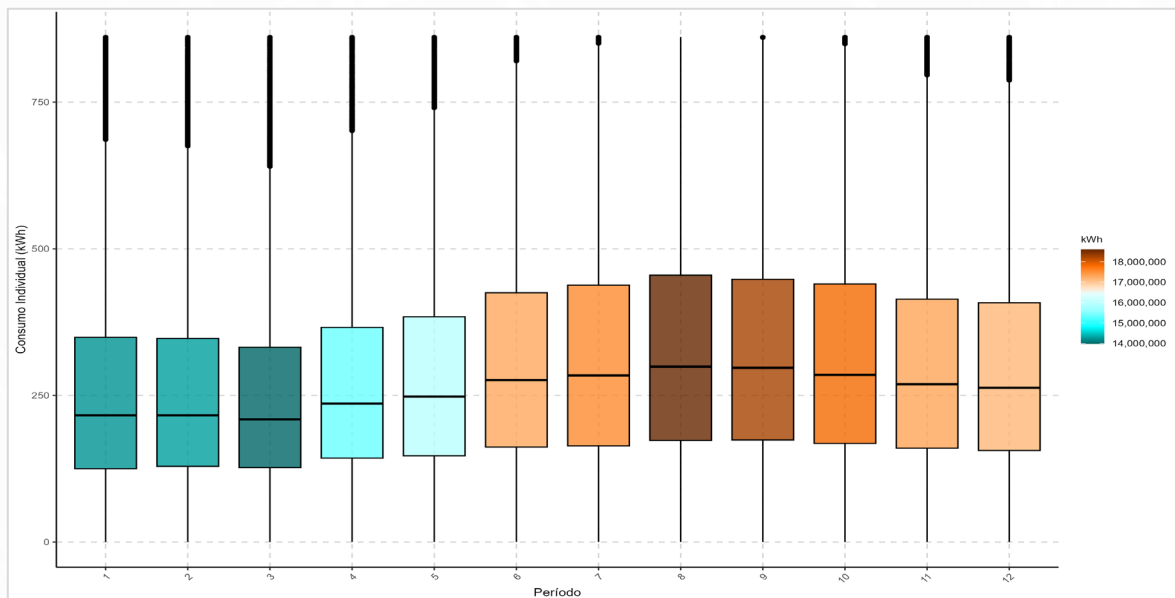
Figura 56. Gráfica de densidad de consumo usuarios estrato 3 AIR-E – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

El comportamiento del consumo facturado a los usuarios del estrato 4 de la empresa AIR-E se presenta en la Figura 57.

Figura 57. Consumo usuarios estrato 4 sin outliers – AIR-E – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

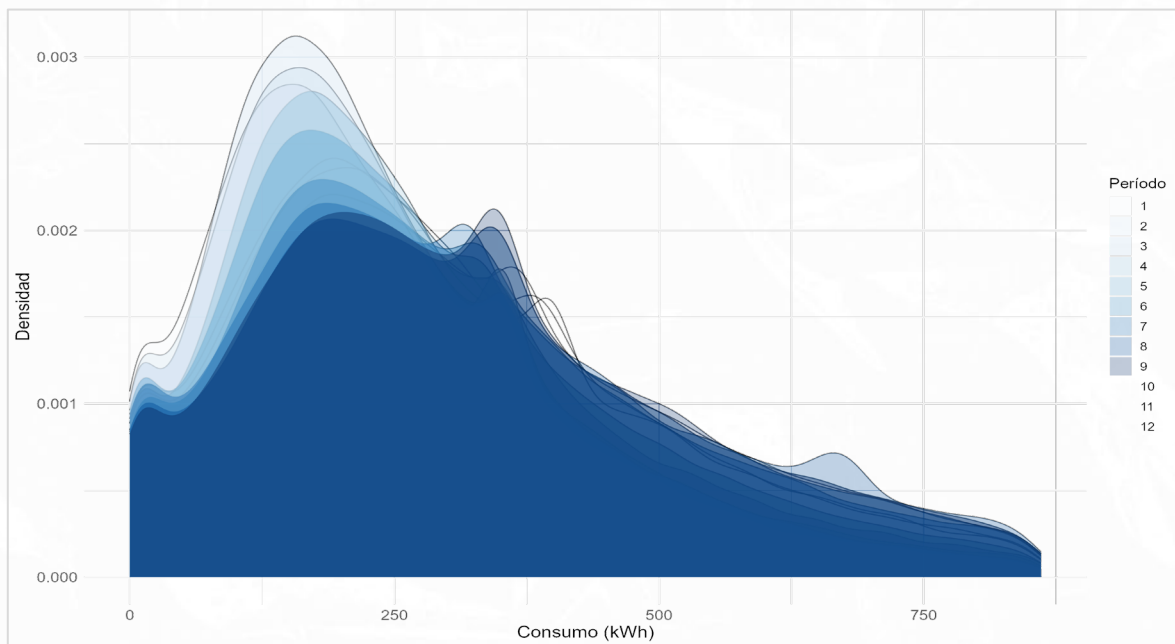
El promedio anual de consumo para este estrato se encuentra en 291 kWh, el cual alcanzó su valor máximo en agosto, con un valor de 328 kWh. Al igual que el promedio, la demanda mensual tuvo una disminución los tres primeros meses y en los siguientes un



incremento alcanzando su máximo en agosto y disminuyendo nuevamente hasta diciembre.

La gráfica de densidad del consumo de los usuarios del estrato 4 se muestra en la Figura 58. Esta tiene similitud a la presentada en la Figura 56 para el estrato 3. Se evidencian tres modos, uno alrededor de cero, uno alrededor de 150 kWh que da cuenta del mayor número de usuarios que consume cerca a ese rango, y un pico alrededor de los 300 kWh. Sin embargo, la cola de la gráfica no desciende tan rápidamente y se extiende más allá de los 800 kWh, lo que implica un número de usuario representativo que consume por encima de los 500 kWh/mes, debido a que el promedio toma valores altos como los reportados.

Figura 58. Gráfica de densidad de consumo usuarios estrato 4 AIR-E – 2023



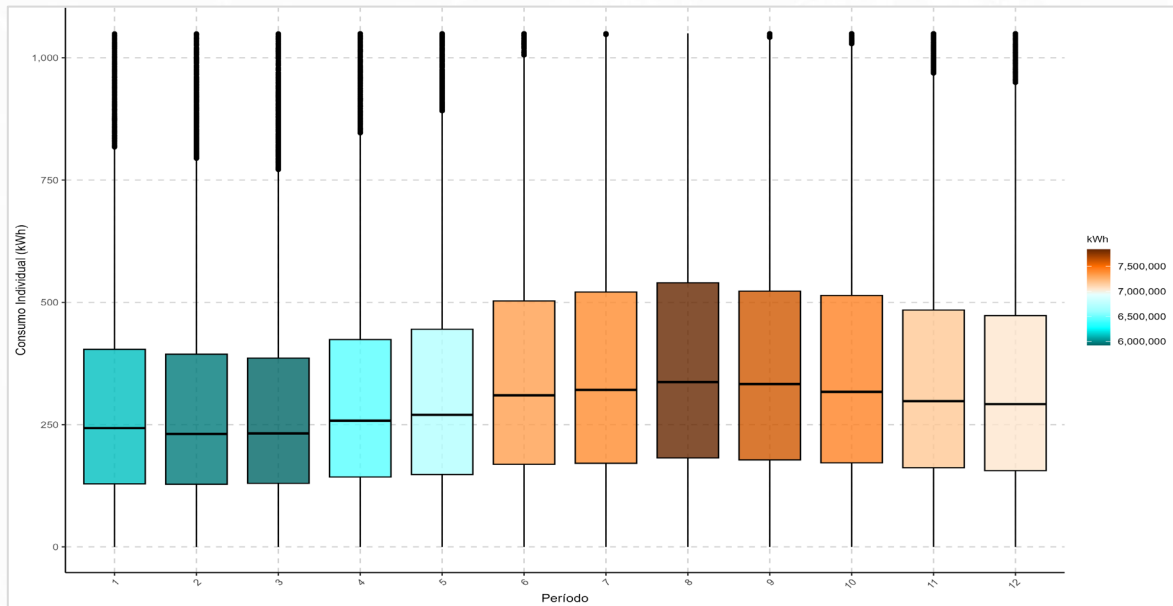
Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Nótese además que la distribución en cada periodo es relativamente igual a excepción de los picos que dan cuenta de las diferencias en las demandas, pero el comportamiento en los rangos de consumo se mantiene.

El comportamiento del consumo facturado a los usuarios del estrato 5 de la empresa AIR-E se presenta en la Figura 59.



Figura 59. Consumo usuarios estrato 5 sin outliers – AIR-E – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

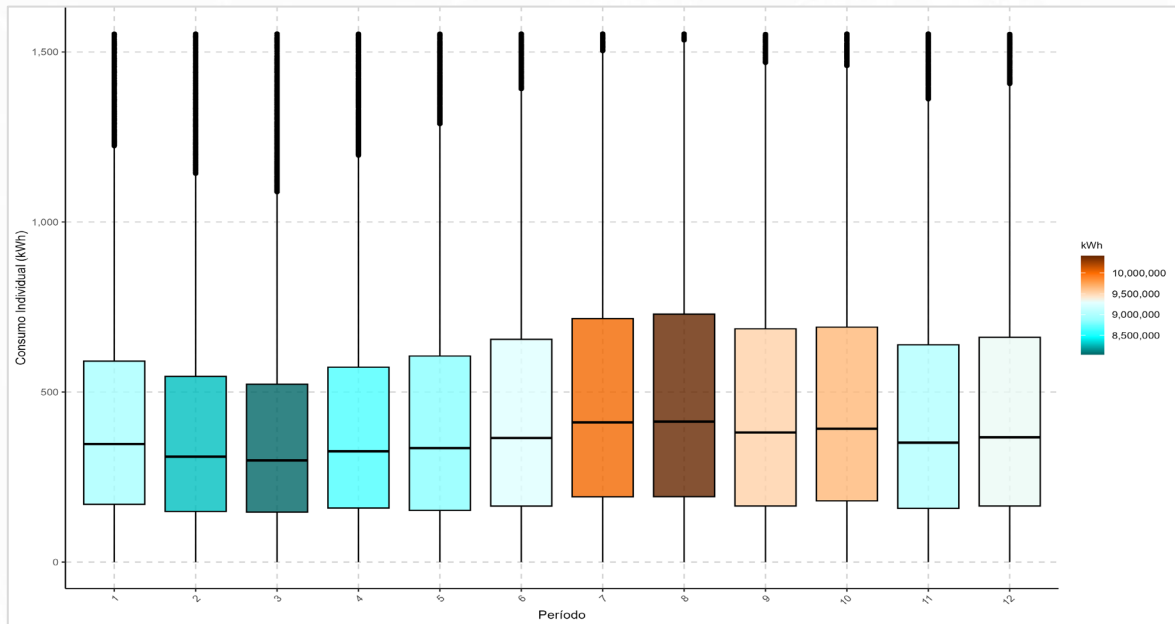
Para el estrato 5 su promedio de consumo es incluso mayor al del estrato 4, al igual que el promedio la demanda mensual tuvo una disminución los tres primeros meses y un incremento en adelante alcanzando su máximo en agosto y disminuyendo nuevamente hasta diciembre. Sin embargo, el valor del promedio para cada uno de los periodos es mayor en comparación con lo que se presenta para el estrato 4. Fenómeno que ocurre por las mismas razones de lo que se encuentra para el estrato 4: si bien se tiene el mayor número de usuarios con consumos alrededor de los 150 kWh, existe un número importante de usuarios con consumos muy altos (entre 500 kWh y 1100 kWh), lo que lleva a que el promedio se eleve a los valores reportados.

Finalmente, el comportamiento del consumo facturado a los usuarios del estrato 6 de la empresa AIR-E se presenta en la Figura 60.

Para el estrato 6 se reportan valores mayores de promedios que lo que se tenía para el estrato 5. En este caso se presenta que el mayor número de usuarios se encuentra consumiendo en un rango alrededor de los 200 kWh. Sin embargo, como puede observarse, se tienen valores máximos cercanos a los 1500 kWh, correspondientes a un número significativo de usuarios con consumos muy altos.



Figura 60. Consumo usuarios estrato 6 sin outliers – AIR-E – 2023

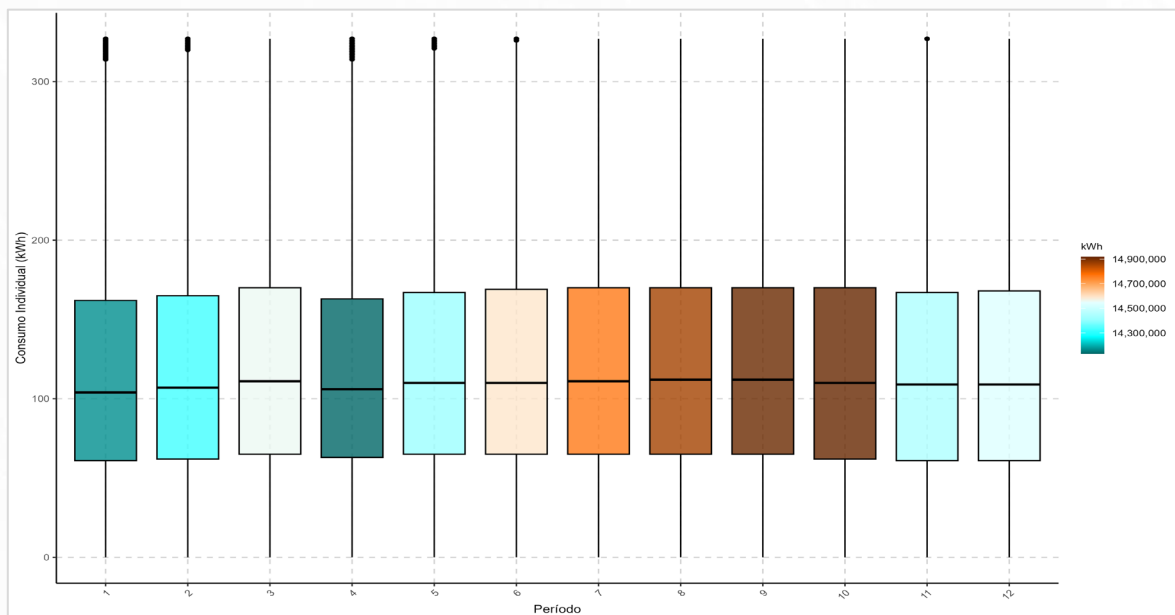


Fuente: SUI. Elaboración DTGE

3.5.8.3 Comportamiento de los consumos facturados de los usuarios residenciales de EMCALI

El comportamiento del consumo facturado a los usuarios del estrato 1 de la empresa EMCALI se muestra a continuación:

Figura 61. Consumo usuarios estrato 1 sin outliers – EMCALI– 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

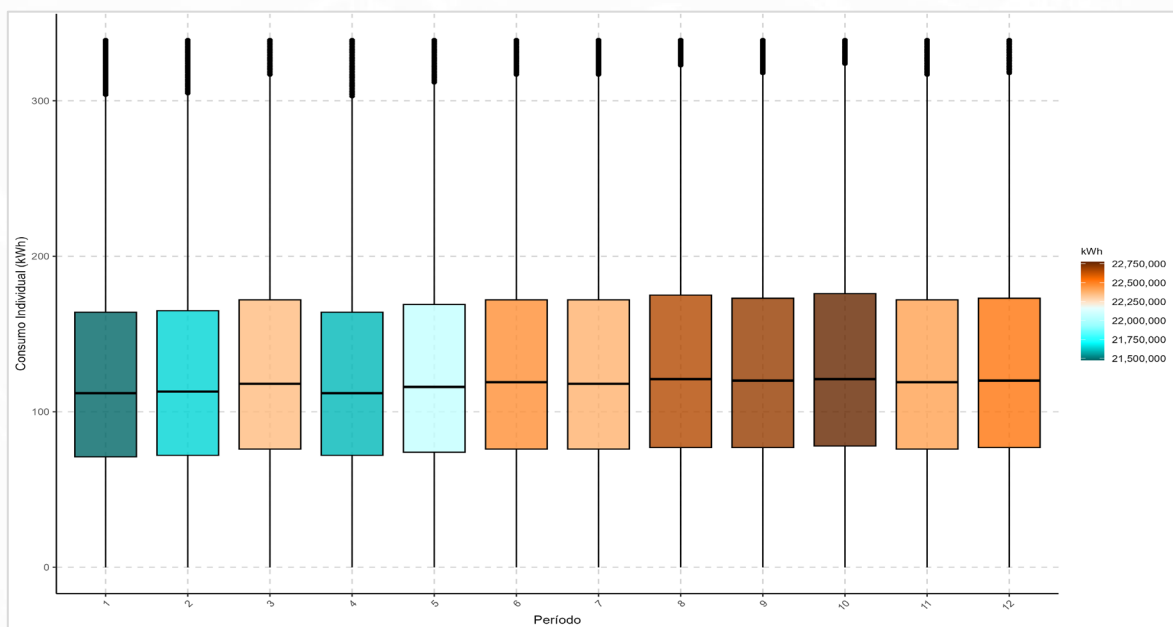


El promedio de consumo para los usuarios del estrato 1 de EMCALI se encuentra sobre los 100 kWh, promedio que tiene una tendencia creciente a lo largo del año. Promedio que viene dado por un gran grupo de usuarios que consume alrededor de ese promedio y de los demás usuarios con promedios altos que llegan hasta poco más de los 300 kWh.

El comportamiento del consumo facturado a los usuarios del estrato 2 de la empresa EMCALI se muestra en la Figura 62.

Los usuarios del estrato 2 de EMCALI tienen un comportamiento similar al del estrato 1, demandas más bajas en enero y abril y máximas demandas en septiembre y octubre; los demás periodos cuentan con comportamientos similares. Sin embargo, los promedios de consumo de estos usuarios son ligeramente mayores al del estrato 1. Nuevamente se tiene un comportamiento en la densidad típico, evidenciando al mayor número de usuarios con unos consumos de alrededor de 100 kWh, pero con un grupo de usuarios con consumos por encima de los 250 kWh, que aportan a que el promedio mensual tome los valores presentados.

Figura 62. Consumo usuarios estrato 2 sin outliers – EMCALI– 2023

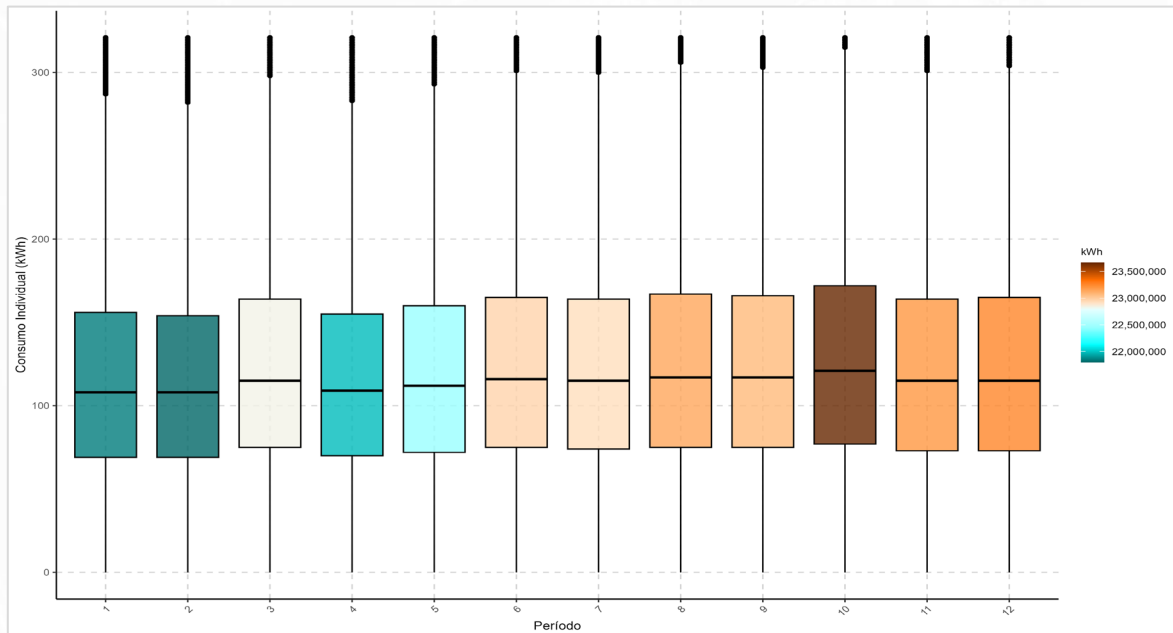


Fuente: SUI. Elaboración DTGE

El comportamiento del consumo facturado a los usuarios del estrato 3 de la empresa EMCALI se muestra a continuación:



Figura 63. Consumo usuarios estrato 3 sin outliers – EMCALI– 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

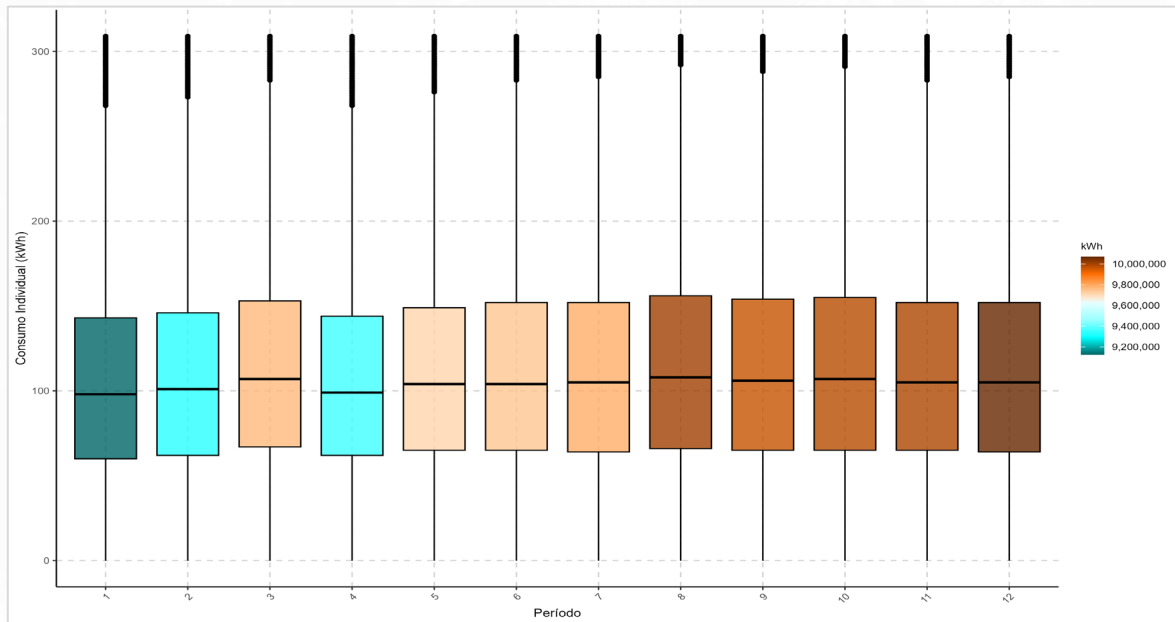
El estrato 3 de EMCALI no presenta mayor diferencia con lo presentado para el estrato 2: las mayores y menores demandas se mantienen para los mismos periodos, se tiene la misma tendencia creciente del promedio y las colas de los diagramas dan cuenta de que los valores más altos de consumo se encuentran dentro de los mismos rangos, también significa que la distribución de los usuarios está mayoritariamente rondando los 100 kWh, siempre estando por debajo, con un grupo que también está muy cerca del cero, como se presentó en el análisis a nivel nacional y con los demás usuarios distribuidos en consumos mayores que dan cuenta del promedio presentado.

El comportamiento del consumo facturado a los usuarios del estrato 4 de la empresa EMCALI se muestra en la Figura 64.

El estrato 4 de EMCALI presenta promedios mensuales más bajos que los otros estratos y su máxima demanda se evidencia hacia el final del año. La distribución de los grupos de usuarios se mantiene muy similar a los demás estratos teniendo un grupo de usuarios con consumos cercanos al cero, el grupo principal con consumos alrededor de los 100 kWh y los demás llegando a consumos de alrededor de 320 kWh que dan cuenta del promedio presentado en cada periodo.



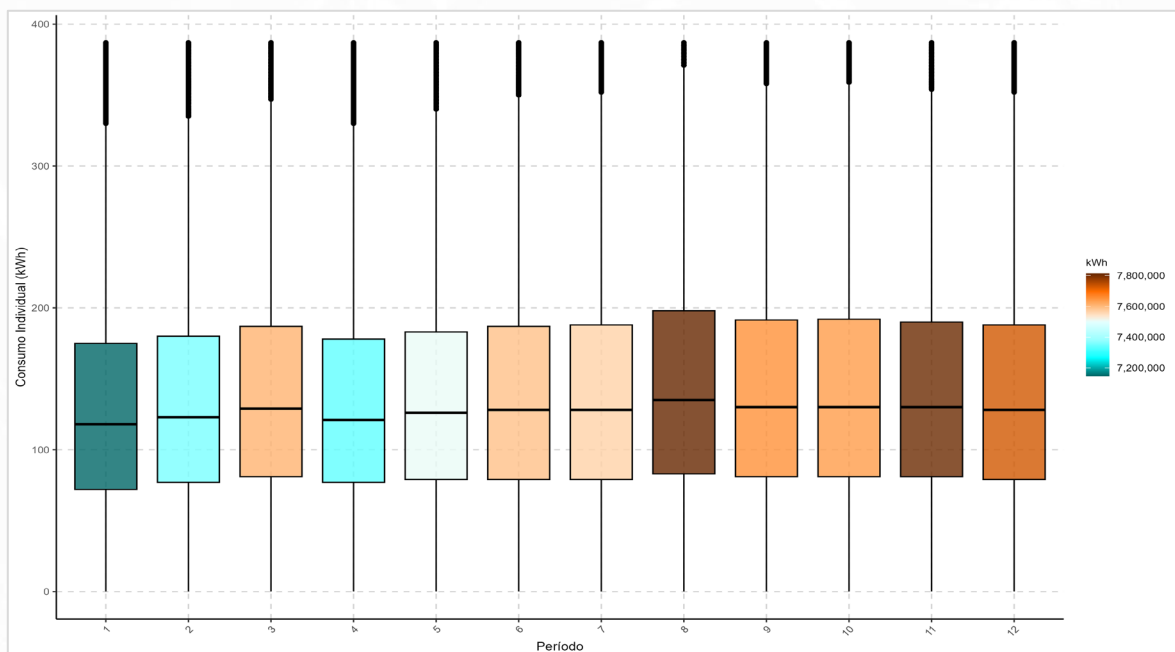
Figura 64. Consumo usuarios estrato 4 sin outliers – EMCALI– 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

El comportamiento del consumo facturado a los usuarios del estrato 5 de la empresa EMCALI se muestra en la Figura 65.

Figura 65. Consumo usuarios estrato 5 sin outliers – EMCALI– 2023



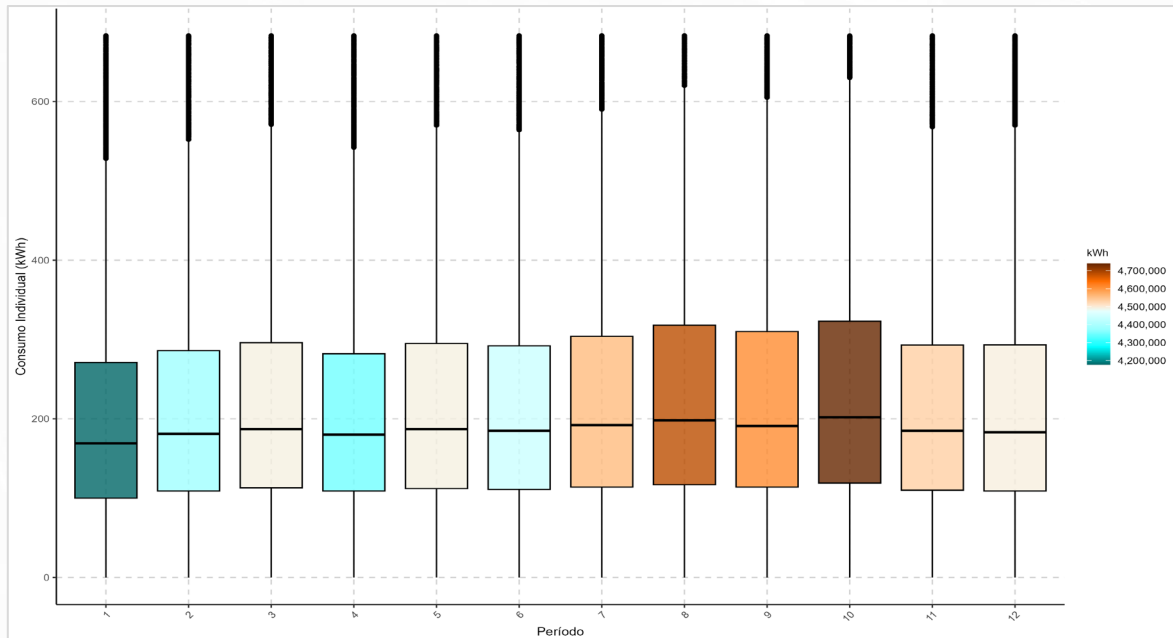
Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Este grupo de usuarios tiene un promedio de consumo significativamente mayor al del estrato 4: la concentración del mayor grupo de usuarios se centra alrededor de los 120 kWh y los usuarios con mayores consumos llegan a valores cercanos a los 400 kWh.



Finalmente, el comportamiento del consumo facturado a los usuarios del estrato 6 de la empresa EMCALI se muestra en la Figura 66.

Figura 66. Consumo usuarios estrato 6 sin outliers – EMCALI– 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

El estrato 6 tiene un comportamiento de consumo muy diferente, en cuanto a su demanda y los valores promedio mensuales, comparado con los otros estratos. La mayor concentración de usuarios ronda un valor de 150 kWh y los usuarios con mayores consumos (por encima de 400 kWh) tienen un aporte significativo en el incremento del promedio presentado.

Las gráficas de densidad tienen comportamientos como los descritos para cada estrato y son muy similares a las que se reportan a nivel nacional, razón por la que no se presentan en esta sección para la empresa.

3.6 Reportes mensuales de tipo de medidor

Con relación a los cambios de medidor, se presenta un reporte con la información remitida por las empresas relativa a esta actividad.

En primer lugar, es importante mencionar que en el formato TC2 de cargue de información en el SUI, y la clasificación de los tipos de medidor, viene dada como sigue:



Tabla 24. Tipos de medidor – Formato TC2

Código	Descripción
1	Electromecánico
2	Electrónico
3	Bidireccional (permite medir tanto importaciones como exportaciones de energía)
4	Inteligente unidireccional (Cuenta con dispositivos y protocolos que permiten el almacenamiento, gestión y transmisión de información, y/o la operación remota del medidor)
5	Inteligente bidireccional
6	Usuario sin medidor

Fuente: Resolución SSPD 20212200012515 de 2021. Elaboración DTGE

La información que se presenta a continuación muestra la dinámica que tuvieron algunas empresas respecto de los cambios de medidor a lo largo del año 2023. Si bien la Figura 2 muestra la distribución en el país de los tipos de medidor, que se relacionan en la Tabla 24, al final de la vigencia 2023, hay diferencias con lo reportado para finales del 2022 tal como se presentó en el informe diagnóstico de medición con vigencia 2022, razón por la que se busca identificar las dinámicas de esos cambios. Adicionalmente, el propósito fundamental es poder evidenciar algunas inconsistencias en el reporte de la información por parte de las empresas en el SUI.

Como primera situación notable, se tiene el caso de la empresa Enel Colombia, que, tal como se reportó en la Tabla 18, presenta cambios importantes en el reporte entre los diferentes tipos de medidor. Para dar un mayor alcance, en la Tabla 25 se muestran las diferencias en los reportes mensuales por tipo de medidor para la empresa Enel Colombia.

Tabla 25. Cambios de medidor Enel Colombia – 2023

Periodo	Electromecánico	Diferencia mes anterior	Electrónico	Diferencia mes anterior	Bidireccional	Diferencia mes anterior	Inteligente bidireccional	Diferencia mes anterior	Usuario sin medidor	Diferencia mes anterior
Enero	1.565.258	0	2.066.737	0	14.457	0	75.622	0	17.669	0
Febrero	1.562.777	-2.481	2.068.508	1.771	14.463	6	75.695	73	17.912	243
Marzo	1.562.717	-60	2.080.983	12.475	14.363	-100	75.548	-147	18.010	98
Abril	1.560.140	-2.577	2.082.724	1.741	14.372	9	75.823	275	17.872	-138
Mayo	1.560.207	67	2.094.368	11.644	14.197	-175	75.742	-81	17.347	-525
Junio	1.557.195	-3.012	2.097.407	3.039	14.142	-55	76.012	270	17.552	205
Julio	1.557.636	441	2.109.237	11.830	14.134	-8	76.621	609	17.449	-103
Agosto	1.555.018	-2.618	2.109.762	525	14.085	-49	77.092	471	19.455	2.006
Septiembre	3.751.607	2.196.589	19	-2.109.743	5	-14.080	1.216	-75.876	0	-19.455
Octubre	3.745.845	-5.762	12	-7	7	2	1.246	30	0	0



Período	Electromecánico	Diferencia mes anterior	Electrónico	Diferencia mes anterior	Bidireccional	Diferencia mes anterior	Inteligente bidireccional	Diferencia mes anterior	Usuario sin medidor	Diferencia mes anterior
Noviembre	3.731.756	-14.089	30	18	0	-7	1.100	-146	16.992	16.992
Diciembre	3.729.470	-2.286	24	-6	3	3	1.200	100	16.679	-313

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Cómo se mencionó previamente, la información reportada por Enel Colombia en el mes de septiembre de 2023 da cuenta de diferencias significativas en comparación con lo reportado en meses anteriores en todos los campos de tipo de medidor. Es de anotar que, en primer término, la diferencia más importante, debido al número que representa, está enfocada en los reportes de tipos de medidor electromecánico y electrónico. El reporte de medidor electromecánico aumentó en más de 2 millones; cifra similar disminuyó el reporte del tipo de medidor electrónico. Esta situación supone un error en el reporte por parte de la empresa. Sin embargo, lo anterior no es el único cambio significativo, tal como se puede observar, los reportes para el tipo de medidor bidireccional pasaron a ser prácticamente cero y así se mantuvieron; el tipo de medidor inteligente bidireccional pasó de un promedio de 76 019 a un promedio cercano a los 1191. Finalmente, el otro hecho relevante está en el reporte del usuario sin medidor, para los meses de septiembre y octubre el reporte de usuarios fue cero (0), y en noviembre y diciembre, al parecer, se normalizó nuevamente el reporte.

Los reportes de cambios de medidor realizados por la empresa AIR-E se presentan a continuación:

Tabla 26. Cambios de medidor AIR-E – 2023

Período	Electromecánico	Diferencia mes anterior	Electrónico	Diferencia mes anterior	Bidireccional	Diferencia mes anterior	Inteligente bidireccional	Diferencia mes anterior	Usuario sin medidor	Diferencia mes anterior
Enero	53	0	955.274	0	67	0	284	0	88.481	0
Febrero	10	-43	958.127	2.853	71	4	322	38	88.375	-106
Marzo	16	6	965.514	7.387	66	-5	336	14	87.951	-424
Abril	16	0	969.088	3.574	81	15	352	16	87.458	-493
Mayo	13	-3	970.805	1.717	73	-8	377	25	87.460	2
junio	14	1	971.917	1.112	82	9	396	19	88.203	743
Julio	18	4	979.841	7.924	78	-4	427	31	88.316	113
Agosto	20	2	994.823	14.982	78	0	443	16	89.817	1.501
Septiembre	19	-1	991.925	-2.898	79	1	478	35	92.020	2.203
Octubre	19	0	986.550	-5.375	105	26	504	26	92.690	670
Noviembre	19	0	988.964	2.414	106	1	530	26	94.454	1.764
Diciembre	20	1	991.738	2.774	107	1	568	38	95.608	1.154



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Como se puede observar en la Tabla 26 la información reportada para cada uno de los periodos de 2023 guarda una alta consistencia con respecto a los reportes realizados para cada periodo anterior. Sin embargo, y como se mencionó anteriormente, llama la atención el hecho que el reporte de usuarios con tipo de medidor electromecánico sea tan bajo siendo que, en concordancia con lo presentado en la Figura 2, este tipo de medidor tiene la predominancia en el total de usuarios del país.

Otro hecho que se puede evidenciar de la tabla anterior tiene que ver con el reporte creciente de los «usuarios sin medidor», como se puede observar, desde los reportes de mayo, mes a mes el número de usuarios incrementa respecto del reporte del mes anterior.

Complementando la información de la región de la costa Atlántica, los reportes de cambios de medidor realizados por la empresa Afinia se presentan a continuación:

Tabla 27. Cambios de medidor Afinia – 2022

Periodo	Electromecánico	Diferencia mes anterior	Electrónico	Diferencia mes anterior	Bidireccional	Diferencia mes anterior	Inteligente bidireccional	Diferencia mes anterior	Usuario sin medidor	Diferencia mes anterior
Enero	990.433	0	411.684	0	12	0	40	0	135.284	0
Febrero	991.974	1.541	413.702	2.018	13	1	26	-14	138.279	2.995
Marzo	991.651	-323	416.819	3.117	15	2	32	6	137.819	-460
Abril	932.857	-58.794	392.191	-24.628	13	-2	33	1	137.693	-126
Mayo	988.286	55.429	421.737	29.546	17	4	38	5	137.838	145
junio	992.778	4.492	426.213	4.476	16	-1	40	2	137.173	-665
Julio	995.721	2.943	428.276	2.063	18	2	43	3	145.138	7.965
Agosto	1.001.068	5.347	428.073	-203	10	-8	49	6	137.280	-7.858
Septiembre	1.006.610	5.542	428.555	482	14	4	40	-9	136.565	-715
Octubre	1.010.558	3.948	426.462	-2.093	12	-2	39	-1	135.987	-578
Noviembre	1.013.535	2.977	425.732	-730	11	-1	32	-7	135.150	-837
Diciembre	1.028.349	14.814	432.124	6.392	10	-1	38	6	126.437	-8.713

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

De los reportes de Afinia presentados en la tabla anterior, se destaca el hecho de que el número de «usuarios sin medidor» tiene una tendencia a la baja, situación que se hace más relevante en consideración a que Afinia tiene un porcentaje de este tipo de usuarios que supera el 5% de usuarios de su mercado. También se hace relevante el hecho de que el número de medidores inteligentes es significativamente bajo.



Tabla 28. Cambios de medidor Emcali – 2022

Tipo de medidor	Electromecánico		Electrónico		Inteligente unidireccional		Usuario sin medidor	
Mes	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica
Enero	715.322	0	128	0	0	0	10.861	0
Febrero	716.720	1.398	128	0	1.183	1.183	9.537	-1.324
Marzo	717.955	1.235	128	0	1.699	516	9.550	13
Abril	0	-717.955	0	-128	729.719	728.020	0	-9.550
Mayo	7.902	7.902	2	2	721.997	-7.722	1.873	1.873
junio	682.845	674.943	126	124	40.901	-681.096	9.359	7.486
Julio	683.418	573	125	-1	41.285	384	9.079	-280
Agosto	684.677	1.259	125	0	41.997	712	9.202	123
Septiembre	686.157	1.480	125	0	41.367	-630	9.578	376
Octubre	687.736	1.579	125	0	41.943	576	9.150	-428
Noviembre	727.075	39.339	128	3	2.858	-39.085	9.109	-41
Diciembre	728.289	1.214	129	1	3.351	493	8.995	-114

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Tabla 29. Cambios de medidor Energía de Pereira – 2022

Tipo de medidor	Electromecánico		Electrónico		Usuario sin medidor	
Mes	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica
Enero	200.207	0	39.531	0	339	0
Febrero	200.171	-36	39.825	294	305	-34
Marzo	37	-200.134	2	-39.823	10	-295
Abril	200.413	200.376	40.350	40.348	603	593
Mayo	200.388	-25	40.696	346	328	-275
Julio	200.382	-6	41.810	1.114	322	-6
Septiembre	200.470	88	42.938	1.128	297	-25
Octubre	200.613	143	43.508	570	328	31
Noviembre	200.528	-85	43.893	385	297	-31
Diciembre	200.477	-51	44.452	559	297	0

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Tabla 30. Cambios de Medidor EBSA – 2022

Tipo de medidor	Electromecánico		Electrónico		Usuario sin medidor	
Mes	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica
Enero	461.267	0	56.630	0	937	0
Febrero	287.141	-174.126	34.202	-22.428	785	-152
Marzo	287.535	394	34.311	109	681	-104
Abril	463.648	176.113	57.944	23.633	909	228
Mayo	288.369	-175.279	35.085	-22.859	685	-224
junio	288.742	373	35.356	271	677	-8



Tipo de medidor	Electromecánico		Electrónico		Usuario sin medidor	
	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica
Julio	465.892	177.150	59.472	24.116	878	201
Agosto	289.473	-176.419	35.850	-23.622	683	-195
Septiembre	290.024	551	36.145	295	648	-35
Octubre	468.200	178.176	60.918	24.773	909	261
Noviembre	291.287	-176.913	36.653	-24.265	584	-325
Diciembre	291.871	584	36.992	339	566	-18

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

De forma general, lo que se pone en evidencia son algunas de las inconsistencias en los reportes de información por parte de los prestadores. La empresa AIR-E (Tabla 26) reporta para el mes de mayo 327 646 usuarios con medidor electromecánico y en el mes de junio reporta 0. Si bien, en ese mismo mes de junio se reporta un aumento de 340 394 usuarios con medidor electrónico, los reportes de agosto y septiembre presentan variaciones para esos dos tipos de medidores dando a entender que, por un único periodo, el de agosto, hubo 294 293 usuarios con medidor electromecánico y que, al periodo siguiente, mayoritariamente se les reemplazó por un medidor electrónico.

La situación que se puede leer de Afinia (Tabla 24) es que, en el mes de mayo en adelante reportó no tener usuarios con medidor inteligente unidireccional; desde el mes de julio reportó no tener más usuarios con medidor inteligente unidireccional, reportando para el mes de junio un número significativo (29 714) con relación al mes anterior (0); y para los usuarios sin medidor, en los meses mayo, julio y octubre, reportó cero usuarios teniendo reportes de alrededor de 140 000 para los otros meses del año.

EMCALI reportó para el mes de abril cero (0) usuarios con medidor electromecánico, usuarios que, al parecer, los reportó con medidor inteligente unidireccional en ese mismo periodo. Para junio parece haber corregido la situación de reporte.

Energía de Pereira presenta una situación similar a la de EMCALI, para el mes de marzo reportó 37 usuarios con medidor electromecánico, cuando, a lo largo del año, el reporte estuvo cercano a los 200 000. Además, reportó 2 usuarios con medidor electrónico en el mes de marzo, cuando en el resto del año el reporte estuvo alrededor de los 40 000 usuarios.



EBSA tuvo diferencias significativas en los periodos de febrero, abril, julio, y octubre para usuarios con tipo de medidor electromecánico y electrónico.

3.7 Peticiones, quejas y reclamos (PQR) por concepto de medición

Con el propósito de evaluar la percepción de los usuarios sobre los conceptos relacionados con la medición del consumo, a continuación, se presenta el seguimiento realizado por la DTGE a las PQR reportadas en el SUI por las empresas, a partir de la información recopilada en el formato 971 de la Resolución SSPD 20151300054575 modificada por la Resolución SSPD 20188000076635, según las clasificaciones allí establecidas y que pueden tener una relación con problemas en la determinación del consumo o del comportamiento de los instrumentos de medida.

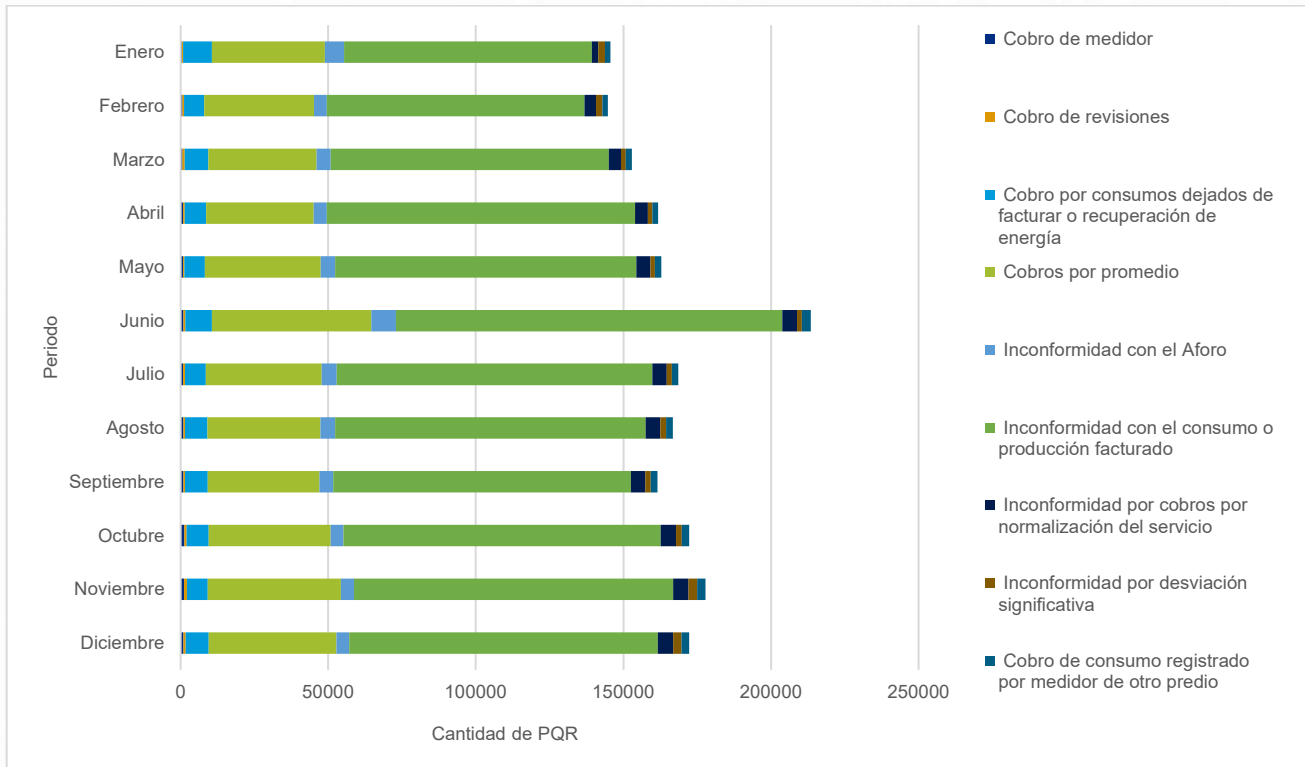
En ese sentido, se presenta el reporte de PQR para el año 2023, por los siguientes conceptos:

- Cobro de medidor
- Cobro de revisiones
- Cobro por consumos dejados de facturar o recuperación de energía
- Cobros por promedio
- Inconformidad con el Aforo
- Inconformidad con el consumo o producción facturado
- Inconformidad por cobros por normalización del servicio
- Inconformidad por desviación significativa
- Cobro de consumo registrado por medidor de otro predio

Así las cosas, en la Figura 67 se presenta el reporte mensual de PQR por los conceptos mencionados y que fue remitido por las diferentes empresas para el año 2023.



Figura 67. Reporte mensual de PQR por conceptos de medición – 2032



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Haciendo un repaso de lo reportado en vigencias anteriores, en el año 2021, marzo y agosto fueron los meses con mayor número de PQR allegadas a las empresas por conceptos de medición, con un valor de 105 102 y 103 456 PQR, respectivamente. De otro lado, los meses con menor número de PQR sobre medición para esa misma vigencia, fueron enero, febrero y septiembre de 2021, con 84 213, 84 405 y 86 715 PQR, respectivamente. En comparación, para el año 2022, los meses con mayor reporte de PQR fueron octubre y julio con 332 464 y 194 873 PQR, respectivamente. Y los meses con menor cantidad de PQR fueron abril y diciembre con 142 796 y 135 850 reportes, respectivamente. Ahora bien, a esto se suma lo reportado para el año 2023 donde destaca el mes de junio como el mes con mayor número de PQR con 213 485 y el mes con menor número de PQR fue febrero con 144 751.

Otro comparativo de los reportes del año 2022 con el año 2021 es que, para 2021 se tuvo un reporte total de 1 118 984; para el año 2022, el reporte fue de 2 045 852, esto corresponde a un 182,83% en comparación con lo reportado en 2021. Para el año 2023 el total de PQR fue de 2 000 435, lo que da cuenta de un reporte similar con una disminución del 2,2% en comparación con 2022.



De forma general, para cada uno de los conceptos relacionados a medición, en la Tabla 31 se presenta un comparativo del aumento o disminución de la cantidad de PQR para los años 2021 y 2022.

Tabla 31. Comparación de PQR relacionadas a medición para 2021 y 2022.

Concepto	PQR 2023	PQR 2022	PQR 2021	Diferencia 2022-2023
Cobro de medidor	10171	2696	4111	277,26%
Cobro de revisiones	7726	8983	7263	-13,99%
Cobro por consumos dejados de facturar o recuperación de energía	92.497	76.945	64.578	20,21%
Cobros por promedio	487.018	496.555	197.732	-1,92%
Inconformidad con el Aforo	60.881	161.785	82.764	-62,37%
Inconformidad con el consumo o producción facturado	1.235.835	1.231.753	730.073	0,33%
Inconformidad por cobros por normalización del servicio	55023	8847	6332	521,94%
Inconformidad por desviación significativa	23.762	28.083	16.828	-15,39%
Cobro de consumo registrado por medidor de otro predio	27.522	30.205	9303	-8,88%

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Para el año 2022 el único concepto de reclamación que tuvo una disminución en el año en comparación con el año 2021, fue el «cobro de medidor», concepto que tuvo una disminución del 34,42% de las reclamaciones. En el año 2023 dicho concepto fue uno de los que mayor incremento porcentual tuvo con respecto al año anterior, pasando de 2696 reclamaciones en 2022 a 10 171 en 2023, lo que representa un incremento del 277,26%.

Para 2022, se reportó que el mayor incremento de reclamaciones fue por conceptos de «inconformidad con el aforo», «cobros por promedio» y «cobro de consumo registrado por medidor de otro predio», con incrementos del 95,48%, 151,13% y 224,68%, respectivamente. Nótese que, esos tres conceptos corresponden a la metodología bajo la cual se estima el consumo¹⁸.

Para el año 2023 se mantiene el concepto de «Inconformidad con el consumo o producción facturado» con el mayor número de PQR. En comparación con 2022 tuvo un pequeño

¹⁸ El artículo 146 de la Ley 142 de 1994 establece que «cuando, sin acción u omisión de las partes, durante un período no sea posible medir razonablemente con instrumentos los consumos, su valor podrá establecerse, según dispongan los contratos uniformes, con base en consumos promedios de otros períodos del mismo suscriptor o usuario, o con base en los consumos promedios de suscriptores o usuarios que estén en circunstancias similares, o con base en aforos individuales».



incremento del 0,33%. El que más incrementó porcentualmente fue el concepto de «Inconformidad por cobros por normalización del servicio» con un 521,94% pasando de 8847 PQR en 2022 a 55 023 en 2023.

De las 2 000 435 PQR presentadas por conceptos de medición, la distribución por empresa viene dada como se muestra en la Tabla 32.

Tabla 32. Total de PQR por empresa – 2022

Empresa	Cobro de medidor	Cobro de revisiones	Cobro por consumos dejados de facturar o recuperación de energía	Cobros por promedio	Inconformidad con el Aforo	Inconformidad con el consumo o producción facturado	Inconformidad por cobros por normalización del servicio	Inconformidad por desviación significativa	Cobro de consumo registrado por medidor de otro predio	Total
AIR-E	3737	357	47419	247828	21091	453311	52005	0	12935	838683
Afinia	2765	46	23896	186469	37058	356233	819	5	11471	618762
EPM	234	60	1999	4173	94	104265	12	700	734	112271
ESSA	464	496	4217	5551	336	65717	127	27	39	76974
EMCALI	620	0	5022	13353	1363	24533	407	14628	1129	61055
ENEL	3	4295	5325	11932	164	33005	257	764	645	56390
CENS	128	56	1216	6092	0	39667	29	223	141	47552
EDEQ	128	0	156	616	0	37090	27	7	0	38024
Celsia	838	862	553	2268	0	25914	581	5288	36	36340
CEO	502	85	1289	6722	2	19538	160	648	85	29031
CHEC	33	11	227	264	3	25824	11	189	92	26654
ElectroHuila	10	20	48	269	28	10225	3	15	2	10620
Cedenar	0	0	0	0	0	9880	0	0	0	9880
EMSA	78	1349	782	270	61	4299	13	6	4	6862
Energía de Pereira	588	86	209	0	0	5068	77	0	152	6180
ENELAR	9	0	48	235	417	3312	469	24	25	4539
DISPAC	10	2	10	449	39	3625	17	64	16	4232
Enerca	1	0	2	135	9	2646	0	4	2	2799
Enertotal	6	1	15	86	2	2490	5	10	2	2617
EEP	3	0	0	40	7	1882	0	1	9	1942
CETSA	0	0	37	97	0	1156	0	428	0	1718
Energúavare	2	0	2	2	109	1331	0	0	0	1446
ElectroCaquetá	0	0	4	84	92	1089	1	34	0	1304
EBSA	3	0	0	0	0	1294	0	0	0	1297
Vatia	0	0	16	24	0	515	1	627	0	1183
Enerbit	0	0	0	0	0	691	0	0	3	694
QI Energy	0	0	0	0	2	417	0	0	0	419
BIA Energy	8	0	0	59	0	261	0	4	0	332
EEBP	0	0	0	0	0	185	0	0	0	185
DICEL	1	0	0	0	0	100	0	9	0	110
ASC Ingeniería	0	0	0	0	0	105	0	0	0	105
Ruitoque	0	0	0	0	0	90	0	0	0	90



Empresa	Cobro de medidor	Cobro de revisiones	Cobro por consumos dejados de facturar o recuperación de energía	Cobros por promedio	Inconformidad con el Aforo	Inconformidad con el consumo o producción facturado	Inconformidad por cobros por normalización del servicio	Inconformidad por desviación significativa	Cobro de consumo registrado por medidor de otro predio	Total
ENERCO	0	0	5	0	0	53	2	0	0	60
EMEVASI	0	0	0	0	0	0	0	57	0	57
EMEESA	0	0	0	0	4	20	0	0	0	24
Gecelca	0	0	0	0	0	2	0	0	0	2
PEESA	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
FURESAS	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

En consideración con lo presentado en la Tabla 32, la empresa AIR-E encabeza la lista del total de PQR por conceptos relacionados a la medición con un total de 838 683, seguida de Afinia con 618 762 lo que, en comparación representa para AIR-E una disminución del 18,64% y para Afinia un incremento del 8,56%.

Del total de PQR, AIR-E y Afinia suman el 72,86% con una participación de 41,93% y 30,93%, respectivamente. La participación de las demás empresas está por debajo del 6% cada una.

A continuación, se presentan algunas consideraciones respecto de la información presentada en la Tabla 32.

- En el concepto de «cobro de medidor» AIR-E y AFINIA suman el 63,93% de las PQR.
- En el «cobro de revisiones», Enel Colombia con 4295, de un total de 7726 PQR, abarca el 55,59% de PQR por este concepto.
- Respecto del «cobro por consumos dejados de facturar o recuperación de energía», entre AIR-E y Afinia suman el 77,1% de las PQR por este concepto, con 51,27% y 25,83%, respectivamente. Nótese que la cantidad de reclamaciones de AIR-E respecto de Afinia es de 1,98 veces.
- Respecto de los «cobros por promedio», se tiene una situación similar al caso anterior donde las empresas AIR-E y Afinia suman el 89,17% del total de PQR por este concepto, con 50,89% y 38,29%, respectivamente.
- Por «inconformidad con el aforo», entre AIR-E y Afinia suman el 95,51% del total de PQR reportadas por este concepto, con 34,64% y 60,87%, respectivamente. En este concepto Afinia tiene la mayoría de las PQR.



- Por «Inconformidad con el consumo o producción facturado», entre las empresas AIR-E y Afinia suman el 65,51% del total de las PQR por este concepto, con 36,68% y 28,83%, respectivamente.
- Respecto del concepto de «inconformidad por cobros por normalización del servicio», la empresa AIR-E tuvo un 94,52% del total de las PQR. Afinia solo tuvo el 1,5%.
- Con relación al concepto de «inconformidad por desviación significativa», el 83,81% del total de las PQR viene dado por las empresas Celsia Colombia y EMCALI, con participación del 22,25% y 61,56%, respectivamente (AIR-E y Afinia reportan 0% y 0,02%, PQR por este concepto, respectivamente).
- Finalmente, por concepto de «Cobro de consumo registrado por medidor de otro predio», nuevamente AIR-E y Afinia suman la mayor participación en el reporte completando entre ambas el 88,68% del total de las PQR por este concepto, con 47% y 41,68%, respectivamente.

Un segundo análisis, esta vez considerando como perspectiva la de la empresa, permite identificar cuál es el concepto que, mayoritariamente, es objeto de reclamación para cada empresa. En ese sentido se presentan las siguientes situaciones particulares:

- A excepción de EMEVASI, quien reporta el 100% de sus reclamaciones bajo el concepto de «Inconformidad por desviación significativa», todas las demás empresas reportan más del 50% de sus reclamaciones bajo el concepto de «Inconformidad con el consumo o producción facturado».
- El otro aspecto que vale la pena mencionar que el concepto «cobros por promedio» tiene porcentajes representativos para las empresas AIR-E, Afinia, EMCALI y ENELAR con el 29,55%, 30,14%, 21,87% y 21,16% del total de sus propias PQR, respectivamente.

3.8 Fallas en los equipos de medida

El anexo 1 del código de medida establece los elementos que conforman un sistema de medición. Estos son:



- a) *Un medidor de energía activa.*
- b) *Un medidor de energía reactiva, este medidor puede estar integrado con el medidor de energía activa.*
- c) *Un medidor de respaldo.*
- d) *Transformadores de corriente.*
- e) *Transformadores de tensión.*
- f) *Cableado entre los transformadores y el medidor o medidores que permite conducir las señales de tensión y corriente entre estos.*
- g) *Un panel o caja de seguridad para el medidor y el registro de los datos.*
- h) *Cargas para la compensación del burden de los transformadores de corriente y tensión.*
- i) *Un sistema de almacenamiento de datos: constituido por equipos registradores, que acumulan y almacenan los valores medidos de energía de la frontera. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor.*
- j) *Los dispositivos de interfaz de comunicación que permitan la interrogación local, remota y la gestión de la información en los términos previstos en la presente resolución. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor.*
- k) *Facilidades de procesamiento de información o los algoritmos, software, necesarios para la interrogación y el envío de la información.*
- l) *Esquemas de seguridad y monitoreo que permitan proteger los equipos del sistema de medida y realizar seguimiento a las señales de aviso que presenten los mismos.*
- m) *Bloques de borneras de prueba o elemento similar que permita separar o reemplazar los equipos de medición de forma individual de la instalación en servicio, así como intercalar o calibrar in situ los medidores y realizar las pruebas y*



mantenimientos a los demás elementos del sistema de medición. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor y deben permitir la instalación de sellos.

En ese sentido, se pretende mostrar un panorama de las fallas visto desde dos perspectivas: en primer lugar, se expone un estudio de los diferentes tipos de fallas que pueden ocurrir en cualquiera de esos elementos, y, en segundo lugar, la cantidad de fallas que se presentaron en algunos de los elementos listados previamente. Téngase en cuenta que para esta sección las empresas AIR-E y AFINIA no dieron respuesta al requerimiento de información.

3.8.1 Tipos de falla en los elementos del sistema de medición

Se consulta a las empresas, respecto del total de usuarios que atiende, cuáles fueron los diferentes tipos de fallas que se presentaron en los elementos del sistema de medición. El número de fallas por clasificación del tipo de falla se presenta en la Tabla 33. Para mayor facilidad en la presentación y lectura de la Tabla se utiliza la siguiente nomenclatura:

- a. No envío de lectura
- b. Dispositivos de interfaz de comunicación
- c. Elemento quemado
- d. Elemento averiado
- e. Descargas atmosféricas
- f. Sobrecorriente
- g. Cortocircuito
- h. Descalibración
- i. Incumplimiento del grado de protección IP
- j. Incorrecta conexión del dispositivo
- k. Hurto
- l. Otras
- m. No se especifica el motivo

Tabla 33. Total de tipos de fallas por empresa – 2023

Empresa	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k	l	m	Total
EPM	554	0	200	15058	13	0	229	896	0	0	1909	1150	32505	52514
Enel Colombia	5755	1286	3916	6624	0	0	0	11421	0	9	10403	0	0	39414



Empresa	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k	l	m	Total
CENS	8	2	3455	23216	0	11	415	503	0	0	3657	8	0	31275
ESSA	61	2	498	5676	192	0	0	1078	0	19	0	7569	0	15095
DISPAC	5640	2715	104	3633	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12092
CEO	100	350	710	5593	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6753
Cedemar	0	0	1141	2246	0	0	0	126	0	1490	0	0	0	5003
EDEQ	0	0	219	118	0	0	0	0	0	0	0	2419	0	2756
Celsia	10	149	338	1220	7	2	63	88	0	0	0	40	719	2636
Energía de Pereira	9	7	193	1191	0	0	0	0	0	193	1	201	223	2018
Enerca	0	0	246	576	8	12	7	575	20	18	5	336	126	1929
Vatia	92	41	271	22	158	0	0	4	0	0	1	0	0	589
EMSA	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	474	495
EMSERPUCAR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	87	87
Emevasi	0	0	33	15	2	0	5	0	10	0	1	1	0	67
GECELCA	2	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	4	33
EMEESA	0	26	1	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	30
Terpel	2	1	19	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	26
QI Energy	2	1	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10
Enerco	0	1	1	0	0	0	0	1	0	0	0	1	5	9
CHEC	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	5
AES Colombia	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Cemex Energy	1	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	3
Drummond	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
GAP Energy	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	2
FURESAS	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Total	12238	4603	11353	65197	384	25	719	14694	30	1729	15977	11755	34143	172847

Fuente: Información masiva remitida por los comercializadores. Elaboración DTGE.

De la Tabla 33, se puede evidenciar las siguientes situaciones: En primer lugar, cabe anotar que la falla con menor número de ocurrencias fue la de «sobrecorriente» con un total de 25, falla que en su mayoría es reportada por la empresa ENERCA con un total de 12, y por CENS con 11. Un caso similar ocurre con el tipo de falla «incumplimiento del grado de protección IP». De este caso, el total lo reportan entre Enerca con 20 y EMEVASI con 10. Por otro lado, el mayor número de reportes se encuentra dentro del concepto «elemento averiado» con el 37,72% del total de las fallas.

3.8.2 Fallas en los elementos del sistema de medición

De manera similar al numeral anterior, se consultó a las empresas para que, adicionalmente, relacionaran el número de fallas ocurridas en los diferentes elementos del sistema de medición, independiente del tipo de falla que se hubiese podido presentar. El número de fallas por elemento del sistema de medición se presenta en la Tabla 34. Para facilitar en la presentación y observación de la Tabla se utiliza la siguiente nomenclatura:



- a. Medidor principal
- b. Medidor de respaldo
- c. Transformador de corriente (TC)
- d. Transformador de potencial (TP)
- e. Sistema de comunicaciones
- f. Cableado
- g. Bornera
- h. Otro

Tabla 34. Total de fallas en elementos del sistema de medición

Empresa	a	b	c	d	e	f	g	h	Total
EPM	48619	0	0	0	0	0	0	48619	97238
Enel Colombia	32324	0	72	0	7312	266	0	0	39974
CENS	24900	0	11	4	0	1	6731	0	31647
ESSA	9831	0	6	4	2	5217	35	15095	30190
Celsia	16582	7	228	61	1018	3711	14	893	22514
CEO	6653	0	0	0	100	0	0	0	6753
DISPAC	3633	0	0	0	2715	0	0	0	6348
EDEQ	2446	1	7	4	0	0	0	2	2460
Vatia	342	0	87	27	41	0	0	92	589
EMSA	115	59	0	8	2	0	0	2	186
Energía de Pereira	43	3	3	1	7	3	0	60	120
EMSERPUCAR	87	0	0	0	0	0	0	0	87
Emevasi	67	1	0	0	0	0	0	1	69
Enerca	40	0	14	0	1	3	0	0	58
GECELCA	7	4	3	6	22	0	0	0	42
Terpel	2	0	19	2	3	0	0	0	26
QI Energy	0	0	7	0	3	0	0	0	10
Enerco	3	0	5	0	1	0	0	0	9
CHEC	1	0	1	3	0	0	0	0	5
Drummond	2	2	0	0	0	0	0	0	4
AES Colombia	1	1	0	1	0	0	0	0	3
Cemex Energy	0	0	2	0	1	0	0	0	3
Cedemar	0	0	1	1	0	0	0	0	2
GAP Energy	0	0	0	2	0	0	0	0	2
Total general	145698	78	466	124	11228	9201	6780	64764	238339

Fuente: Información masiva remitida por los comercializadores. Elaboración DTGE

De la información que se reporta en la Tabla 34, claramente es posible evidenciar que la mayoría de las fallas reportadas dan cuenta de que estas ocurrieron en el medidor principal, correspondiente al 61.13% de los reportes. El otro reporte significativo es el del concepto «otro» con un 27,17%.



Ahora bien, desde la perspectiva de número de fallas por empresa, y como se mencionó, es el medidor principal el elemento que más reportes de fallas tiene. En ese sentido, la empresa EPM reporta para el «medidor principal» un 50% del total de sus fallas; Enel Colombia el 80,9%; CENS el 78,7%; Celsia el 73,4%; CEO el 98,5%; y EDEQ el 99,4%.

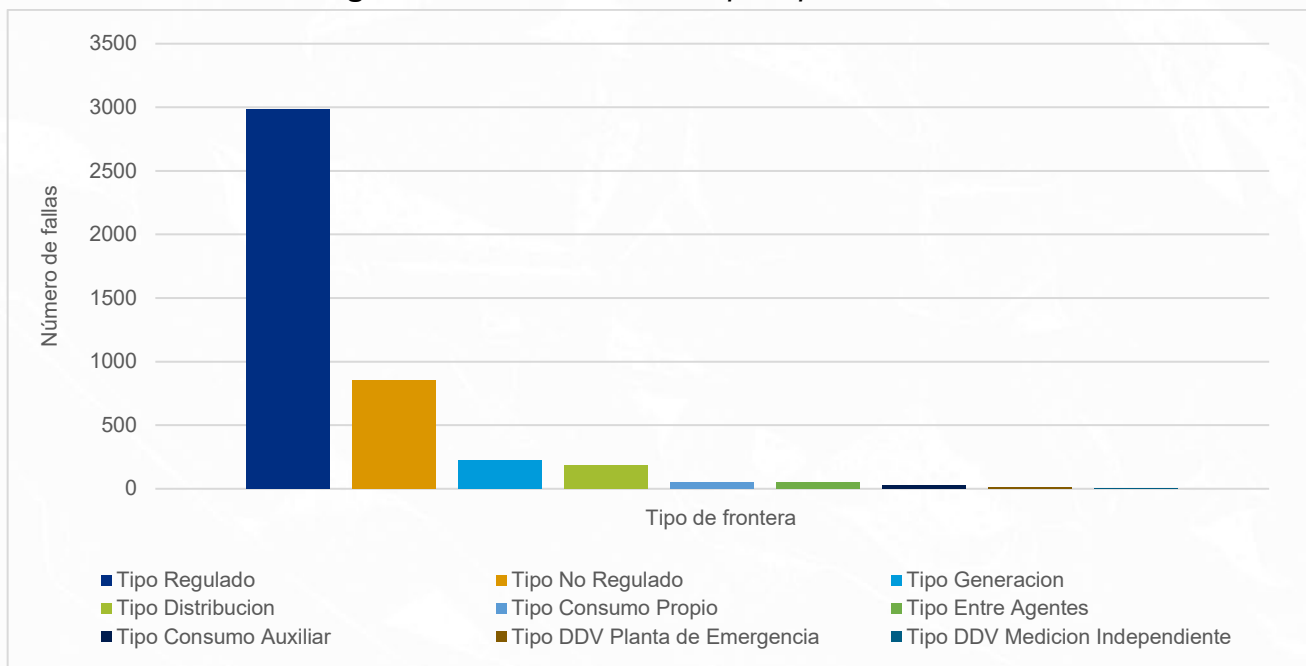
3.9 Fronteras comerciales

En la sección 3.3 se presentan las definiciones de las fronteras comerciales. En esta sección en particular se expone un análisis de las fronteras con reporte al ASIC, con relación a las fallas, cancelaciones, y otros aspectos que los RF deben reportar ante XM y ante la SSPD en los informes anuales de operación.

3.9.1 Fallas en las fronteras con reporte al ASIC

Para la vigencia 2022, se tuvo un total de 4396 reportes de fallas en las fronteras comerciales con reporte al ASIC, las fallas por tipo de frontera están distribuidas de la forma en la que se presenta en la Figura 68.

Figura 68. Número de fallas por tipo de frontera



Fuente: XM. Elaboración DTGE



El listado lo encabezan los usuarios regulados que presentan un registro de 2988 fallas, seguido de los usuarios no regulados con 853 fallas y las fronteras de generación con 222 fallas, siendo estos tres tipos de fronteras los que evidencian el mayor número.

En la Tabla 35 se hace un reporte de las 15 empresas que más presentaron fallas en las fronteras en el año 2023. El número de fallas de estos 15 Representantes de Frontera (RF) suman 3851 fallas, lo que corresponde a 87,6% del total de fallas reportadas en el año por un total de 84 RF.

Tabla 35. Número de fallas de fronteras con reporte al ASIC por empresa

REPRESENTANTE DE FRONTERA	NÚMERO DE FALLAS
ENERBIT S.A.S. E.S.P. - COMERCIALIZADOR	1028
VATIA S.A. E.S.P. - COMERCIALIZADOR	627
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. - COMERCIALIZADOR	453
NEU ENERGY S.A.S E.S.P - COMERCIALIZADOR	416
ENERTOTAL S.A. E.S.P. - COMERCIALIZADOR	223
BIA ENERGY S.A.S. E.S.P - COMERCIALIZADOR	187
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P. - COMERCIALIZADOR	157
AIR- E S.A.S. E.S.P. - COMERCIALIZADOR	147
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P. - COMERCIALIZADOR	140
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP - COMERCIALIZADOR	102
ENEL COLOMBIA SA ESP - COMERCIALIZADOR	88
PROFESIONALES EN ENERGIA S.A. E.S.P. - COMERCIALIZADOR	81
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. - COMERCIALIZADOR	77
ENEL X COLOMBIA S.A.S ESP - COMERCIALIZADOR	69
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. - GENERADOR	56

Fuente: XM. Elaboración DTGE

Cabe destacar los casos como los de las Empresas Enerbit, Vatia, NEU Energy, Enertotal y Bia Energy ya que, con relación al número de fronteras que representan, reportan un número de fallas altamente significativo teniendo presente que los demás RF de la lista.

Finalmente, en la Tabla 36 se presenta un reporte de la cantidad de fallas ocurridas por en los diferentes elementos del sistema de medición.

Tabla 36. Número de fallas por tipo de elemento

Tipo de Falla	Número de fallas
Falla Dispositivos de interfaz de comunicación	2281
Falla Contador Principal	764
Falla No Envío de Lectura	709
Falla Transformador de Corriente (TC)	356
Falla Transformador de Potencial (TP)	255



Tipo de Falla	Número de fallas
Falla Contador Respaldo	22
Hurto Contador Principal	5
Hurto Transformador de Corriente (TC)	2
Hurto Dispositivos de interfaz de comunicación	2
Total	4396

Fuente: XM. Elaboración DTGE

Del total de fallas reportadas por los RF para el año 2023, se evidencia que el mayor número de estas fallas corresponde al sistema de comunicaciones, por un lado, se tiene que 2281 fallas corresponden a fallas en los dispositivos del interfaz de comunicación, y 709 fallas corresponden a fallas de no envío de lecturas; ambos tipos de fallas ocupan el primer y tercer lugar del listado; el segundo lugar lo ocupan las fallas en el medidor principal con 764 registros.

3.9.2 Cancelaciones de fronteras comerciales

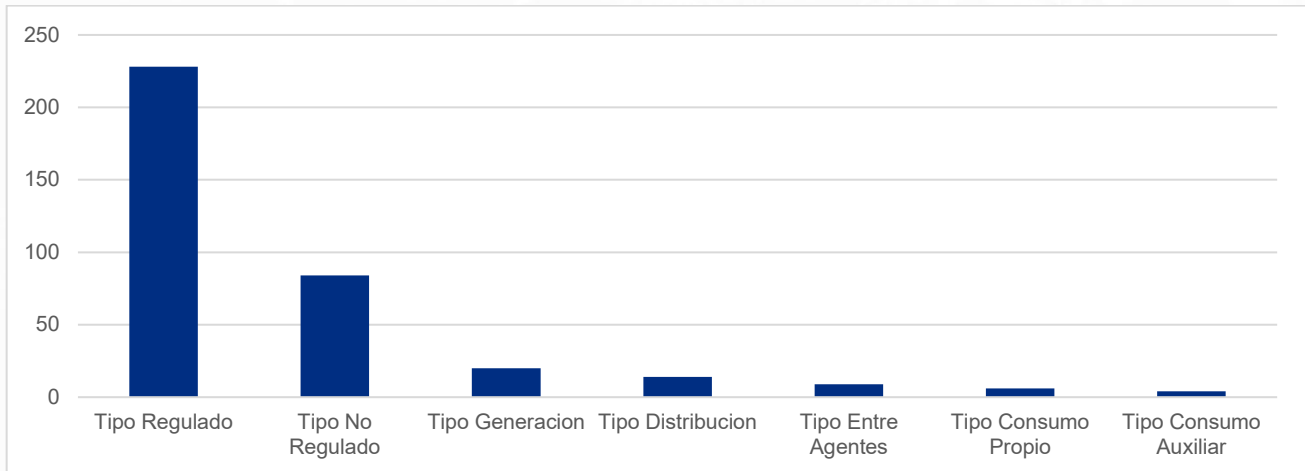
Ahora bien, en concordancia con la sección anterior, el Código de Medida, en su artículo 36, establece el número de fallas máximo en una frontera comercial con reporte al ASIC, y decreta que *«en caso de que una frontera comercial supere el límite establecido en la Tabla 5, se considerará que esta incumple el presente código y se debe proceder a su cancelación en los términos definidos en la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya»*. Adicionalmente, el mismo Código en el anexo 11, adicionado por el artículo 4 de la Resolución 33 de 2019, establece el «Tratamiento de las fronteras con causal de cancelación».

El informe anual del CGM que presentan los representantes de frontera ante XM y la SSPD da reporte de las fronteras con reporte al ASIC de cada RF. A continuación, se presenta un reporte de las cancelaciones de fronteras ocurridas en 2023.

En el año 2023, de lo reportado por los prestadores en el informe anual del CGM, se da cuenta de un total de 365 fronteras canceladas por incumplimiento al Código de Medida. Es decir, el reporte que se presenta no da cuenta de aquellas fronteras que se cancelan de mutuo acuerdo, bien sea por procesos como un cambio de comercializador o por solicitud del usuario. En primer lugar, Figura 69 se presenta el número de cancelaciones por tipo de frontera comercial.



Figura 69. Número de cancelaciones por tipo de frontera – 2023



Fuente: XM. Elaboración DTGE

De las 365 fronteras canceladas 228 de ellas pertenecen al mercado regulado y 84 al mercado no regulado. En la Tabla 37 se presenta el causal de las cancelaciones.

Tabla 37. Causa de las cancelaciones de fronteras

Causal de la Cancelación	Número de cancelaciones
Superación de plazos en Normalizar Falla	209
Cancelación por Acumulación de Fallas	99
Inicia plan de normalización del que trata el anexo 11 del Código de Medida por superar límites de fallas	33
Inicia plan de normalización del que trata el anexo 11 del Código de Medida por superar tiempo en normalizar falla	23
Cancelación por Verificación Extraordinaria	1
Total	365

Fuente: XM. Elaboración DTGE

Se puede observar que la mayor causa de las cancelaciones tiene que ver con el hecho de que los RF no realizan la normalización de las fronteras dentro de los plazos establecidos para el Plan de Normalización, recordando que dicho plan, tiene como máximo plazo seis meses de duración, de conformidad con lo establecido en el anexo 11 del Código de Medida. La causal de acumulación de fallas tiene que ver con lo ya mencionado, sobre lo que establece el Código de Medida en el artículo 36.

Finalmente, en la Tabla 38 se presenta un reporte del número de fronteras canceladas tomando las 15 empresas con las mayores cancelaciones.



Tabla 38. Número de cancelaciones de fronteras comerciales por empresa 2023

REPRESENTANTE DE FRONTERA	NÚMERO DE CANCELACIONES
BIA ENERGY S.A.S. E.S.P - COMERCIALIZADOR	71
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. - COMERCIALIZADOR	38
VATIA S.A. E.S.P. - COMERCIALIZADOR	37
PROFESIONALES EN ENERGIA S.A. E.S.P. - COMERCIALIZADOR	36
NEU ENERGY S.A.S E.S.P - COMERCIALIZADOR	33
ENEL COLOMBIA SA ESP - COMERCIALIZADOR	11
AIR- E S.A.S. E.S.P. - COMERCIALIZADOR	11
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP - COMERCIALIZADOR	9
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P. - COMERCIALIZADOR	9
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P. - COMERCIALIZADOR	8
ENEL X COLOMBIA S.A.S ESP - COMERCIALIZADOR	8
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. - COMERCIALIZADOR	8
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. - COMERCIALIZADOR	7
ENERTOTAL S.A. E.S.P. - COMERCIALIZADOR	6
ENERBIT S.A.S. E.S.P. - COMERCIALIZADOR	6

Fuente: XM. Elaboración DTGE

3.10 Avance de la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en Colombia

Para empezar, cabe señalar que, atendiendo a lo dispuesto en la Ley 1715 de 2014 «*Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional*», el Ministerio de Minas y Energía (MME) expidió la Resolución 40072 de 2018, modificada por las Resoluciones 40483 de 2019 y 40142 de 2020, estableciendo los lineamientos de política energética en materia de sistemas de medición y la gradualidad con la que estos deben ser puestos en funcionamiento, asimismo, determinó que la sería CREG quien establecería las condiciones para la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el país.

A raíz de lo anterior, la CREG expidió dos proyectos de resolución: Resolución CREG 131 de 2020, modificada por la Resolución CREG 219 de 2020, «*Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN*». En dicha propuesta, se pone en las consideraciones que «*el cumplimiento de los objetivos de política energética y la puesta en funcionamiento de la infraestructura de medición*



avanzada, previstos en la Ley 1715 de 2014, el Decreto 1073 de 2015 y las Resoluciones MME 40072 de 2018, 40483 de 2019 y 40142 de 2020, exigen la reorganización del esquema de prestación del servicio de energía eléctrica. En el nuevo esquema, los medidores deben servir, entre otros, para la gestión comercial, la planeación y operación del sistema, la gestión de pérdidas, facilitar esquemas de eficiencia energética, respuesta de la demanda, nuevas tecnologías, entre otros (...).

En relación con esto, la Ley autoriza la exigencia del reemplazo de los medidores en los eventos que allí se disponen. Esto también incluye que los datos derivados de la medición avanzada y el uso de la infraestructura de medición, ya no solo son de interés del usuario o de la empresa, como parte de una relación contractual o de derechos de particulares, sino que atienden consideraciones de interés general, asociados con el control, la prestación eficiente del servicio y la gestión eficiente de la energía».

La Comisión, a partir del documento CREG 175 de 2020, realizó una revisión de las variables apropiadas para estimar los beneficios y costos del despliegue de AMI en el SIN, lo anterior, a partir de la literatura internacional y el estudio realizado por la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP) publicado en la Circular CREG 003 de 2020. A partir de un ejercicio de priorización y cuantificación del beneficio, la CREG señaló que los que serían los principales beneficios aplicables al modelo colombiano, serían los siguientes:

- Reducción en los costos de lectura de los medidores
- Reducción del costo de la suspensión y reconexión del suministro de forma remota
- Mejoras en la calidad de energía
- Reducción de pérdidas técnicas
- Reducción de pérdidas no técnicas
- Ahorro en los costos de compra de energía
- Reducción de los costos de atención al usuario
- Inversiones diferidas en capacidad de distribución

Tras una revisión posterior con los agentes, la Comisión evaluó los beneficios a partir de un análisis de frecuencia del beneficio, incertidumbre en la disponibilidad de la información, y una evaluación de los beneficios iniciales para los usuarios, para los OR, y para los comercializadores. Producto de dicha reevaluación, se estimaron los beneficios que se



podrían estimar ex ante a la implementación de AMI, y que a su vez se lograrían materializar en el corto plazo. Estas variables son las siguientes:

- Reducción en los costos de lectura de los medidores
- Reducción del costo por la suspensión y reconexión del suministro de forma remota
- Costo evitado del medidor convencional

Las variables que se identificaron que representarían beneficios en el mediano plazo son:

- Reducción de pérdidas técnicas
- Mejoras en la calidad de la energía

Y las variables que se identificaron que representarían beneficios en el largo plazo son:

- Reducción del Precio de Energía (esquema de tarifas horarias)
- Reducción de pérdidas no técnicas
- Inversiones diferidas en distribución + amortización
- Reducción de costos de atención al usuario
- Ahorro en los costos de compra de energía (menor consumo medio)

De la expedición de las leyes previamente mencionadas (Ley 1715 de 2014, Decreto 1073 de 2015 y las Resoluciones MME 40072 de 2018, 40483 de 2019 y 40142 de 2020), y de los estudios y propuestas de resolución realizadas por la CREG, se publica, en enero de 2022, la **Resolución CREG 101 001 de 2022** «*por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN*».

Ahora bien, al ir al detalle, se encuentra que la Resolución 40072 de 2018 MME en su artículo 5, establece las funcionalidades de AMI, a saber:

«ARTÍCULO 5o. FUNCIONALIDADES BÁSICAS DE AMI. Son funcionalidades básicas de la Infraestructura de Medición Avanzada:

- 1. Almacenamiento: Permitir el almacenamiento de datos en el medidor avanzado.*
- 2. Comunicación bidireccional: Permitir la comunicación en dos direcciones con el usuario y los elementos de la AMI.*



3. *Ciberseguridad: Brindar soporte de comunicaciones de datos seguras.*
4. *Sincronización: Permitir la sincronización automática y remota de tiempos entre el medidor avanzado y la AMI.*
5. *Actualización y configuración: Posibilitar la actualización y configuración local y remota del medidor avanzado referente al software, intervalos de lectura, tarifas, entre otros.*
6. *Acceso al usuario: Proporcionar información al usuario a través de un medio de visualización normalizado que puede ser, entre otros, plataformas web, computadores, aplicaciones para telefonía móvil o monitores exclusivos.*
7. *Lectura: Permitir la lectura local y remota de las variables y eventos generados por el medidor avanzado.*
8. *Medición horaria: Soportar la implementación de esquemas de opciones de tarifas horarias y/o canastas de tarifas.*
9. *Conexión, desconexión y limitación: Permitir de forma remota y local la conexión, desconexión y la limitación del suministro de energía.*
10. *Antifraudes: Facilitar la prevención y la detección de fraudes.*
11. *Registro de medición bidireccional: Permitir la medición y registro de las transferencias de energía en dos direcciones, desde y hacia la red eléctrica o de entrada y salida del medidor avanzado.*
12. *Calidad del servicio: Proporcionar medidas sobre la duración de las indisponibilidades en el servicio de energía eléctrica.*
13. *Prepago: Soportar la implementación de modo prepago, permitiendo al usuario pagar el servicio de energía por adelantado».*

Adicionalmente, en el artículo 14 de la Resolución CREG 101 001 de 2022, respecto a los elementos de medición de AMI, se establece:



«ARTÍCULO 14. FUNCIONALIDADES DE AMI. Las funcionalidades mínimas de AMI que despliegan los OR corresponden a las establecidas en el artículo 5 de la Resolución 4 0072 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía.

Adicionalmente, los medidores avanzados o los sistemas de medición avanzada deberán contar con la función de último suspiro (...)» (negrilla y subrayado fuera de texto).

Significa esto que, como mínimo, las funcionalidades de AMI deben incluir las que se establecen en el artículo 5 de la Resolución 40072 de 2018 MME y que los medidores, además de permitir con dichas funcionalidades, deben contar con la función de *último suspiro*¹⁹.

Dos aspectos importantes para resaltar de la regulación sobre AMI son los siguientes: el primero es que, según lo establecido en la Resolución 40072 de 2018, modificada por las Resoluciones 40483 de 2019 y 40142 de 2020, el porcentaje de usuarios conectados en un mercado de comercialización, con AMI, en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) para el año 2030 debe ser del 75%. Esto significa que, para los Operadores de Red (OR), responsables de la implementación de AMI, los planes piloto y los planes de despliegue que planeen deben ir en línea con el cumplimiento de esta meta y conforme a los requerimientos y funcionalidades descritas previamente.

Lo segundo a resaltar es que, a tenor de la Resolución CREG 101 001 de 2022, y en cumplimiento de la meta a 2030 respecto del cumplimiento del 75% de usuarios con AMI en el SIN, los OR deben someter a aprobación de la CREG el «*Plan de Despliegue*», del mercado que atiende, con la oportunidad indicada en el artículo 26, y con base en los criterios definidos en el artículo 25 de dicha resolución. Todo lo relacionado a estos planes de despliegue están estipulados en el capítulo V de la resolución, de donde, el mencionado artículo 26 establece:

¹⁹ Último suspiro: Funcionalidad de los medidores avanzados de energía eléctrica o del sistema de medición avanzada que consiste en informar, dependiendo del medio de comunicación utilizado, que se ha producido una interrupción o corte en el suministro eléctrico (definido en la Resolución CREG 101 001 de 2022).



«ARTÍCULO 26. PRESENTACIÓN DE PLANES. El OR podrá presentar a la CREG y al MME el plan de implementación de AMI, para aprobación de la CREG, dentro de los ciento veinte (120) días calendario siguientes a la publicación de la circular con el procedimiento, contenido y formatos que la Comisión expida para tal fin (...).».

Este es un aspecto fundamental respecto del estado actual de la implementación de AMI ya que, a la fecha, la Comisión no ha expedido la mencionada circular con el procedimiento, contenido y formatos para que los OR presenten sus respectivos planes de despliegue, ya que, al respecto, en Circular CREG 055 del 8 de junio de 2022, el Regulador menciona que *«(...) Como es de conocimiento público, la Honorable Corte Constitucional declaró inexecutable la prohibición a las empresas prestadoras del servicio de energía de trasladar a los usuarios los costos relacionados con la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación de los medidores inteligentes de energía, por violación del criterio de recuperación de costos.*

Teniendo en cuenta lo anterior, la Comisión iniciará el análisis del impacto del fallo emitido por la Honorable Corte sobre las reglas dispuestas en la Resolución CREG 101 001 de 2022, considerando también el análisis de las comunicaciones enviadas por diferentes agentes, que estaban siendo empleadas para la preparación del taller de la mencionada resolución, con el fin de efectuar los ajustes que se requieran a la luz del fallo de la corte.»

Significa esto que, actualmente, no existe ningún Plan de Despliegue de implementación de AMI por parte de ningún (OR) dentro del marco regulatorio actual, debido a que estos deben someterse a aprobación del Regulador, y, para esto, el Regulador debe emitir la comunicación para la presentación de dichos planes, y como se mencionó, no se ha emitido dicha comunicación. Así pues, los proyectos que se están desarrollando dentro de la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), y de conformidad con la regulación actual, corresponden, a lo sumo, a «planes piloto». Al respecto, ha de tenerse presente que la implementación de estos planes piloto debe ajustarse, para su validez, a lo establecido en la Resolución CREG 101 001 de 2022, es decir, deben cumplir con la duración mínima que allí se establece, y la infraestructura de medición debe cumplir con las características ya mencionadas.



Finalmente, cabe añadir que, la CREG, sometió a consulta el Proyecto de Resolución 701 011 de 2022, publicado el 30 de junio de 2022, mediante el cual se invita a las empresas, a los usuarios, autoridades y demás partes interesadas a presentar sus observaciones y sugerencias al documento mediante el cual se modifican los Títulos II, V, VI y VII de la Resolución CREG 101 001 de 2022.

A continuación, se presenta un análisis de los avances de las empresas respecto de la implementación de la medición inteligente dentro del marco de la Resolución CREG 101 001 de 2022.

3.10.1 Clasificación de AMI en Colombia

Para la vigencia 2023 se les solicitó a los prestadores informar sobre los proyectos que, con relación a la regulación vigente, se proyectan para ser clasificados como AMI. Al respecto, se tuvieron dos tipos de respuesta ante la consulta: en primer lugar, hubo una respuesta generalizada, en la que se indicaba que al término del año 2023 no se contaba con proyectos dentro de lo contemplado como AMI y la regulación vigente. Esto, debido a que los agentes se encuentran a la espera de que la CREG emita los procedimientos y formatos para la presentación de los planes de despliegue, de conformidad con lo expuesto en la Resolución CREG 101 001 de 2022. En segundo lugar, algunos prestadores reportaron avances para ser considerados como parte de AMI, y que puedan ser validados una vez la CREG se pronuncie en los términos expuestos. Así, en la Tabla 39 se presenta la información reportada por las empresas con los avances de AMI respecto de la cantidad de medidores inteligentes distribuidos por estrato/sector.

Tabla 39. Usuarios con medición inteligente AMI por estrato sector por empresa – 2023

Empresa	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Comercial	Industrial	Otro	Total
Celsia	1341	2946	1533	471	27	2	1210	36	104	7670
CEO	3343	1770	1326	877	124	3	760	51	17	8271
DISPAC	4310	190	517	0	0	0	617	2	48	5684
Drummond	0	0	0	0	0	0	0	6	0	6
EDEQ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electrohuila	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EMSA	7554	0	0	0	0	0	0	0	0	7554
ENEL Colombia	3855	16220	36594	9499	2608	1073	5776	661	58	76344
Ruitoque	0	0	0	0	16	0	0	0	0	16



Total	20403	21126	39970	10847	2775	1078	8363	756	227	105545
-------	-------	-------	-------	-------	------	------	------	-----	-----	--------

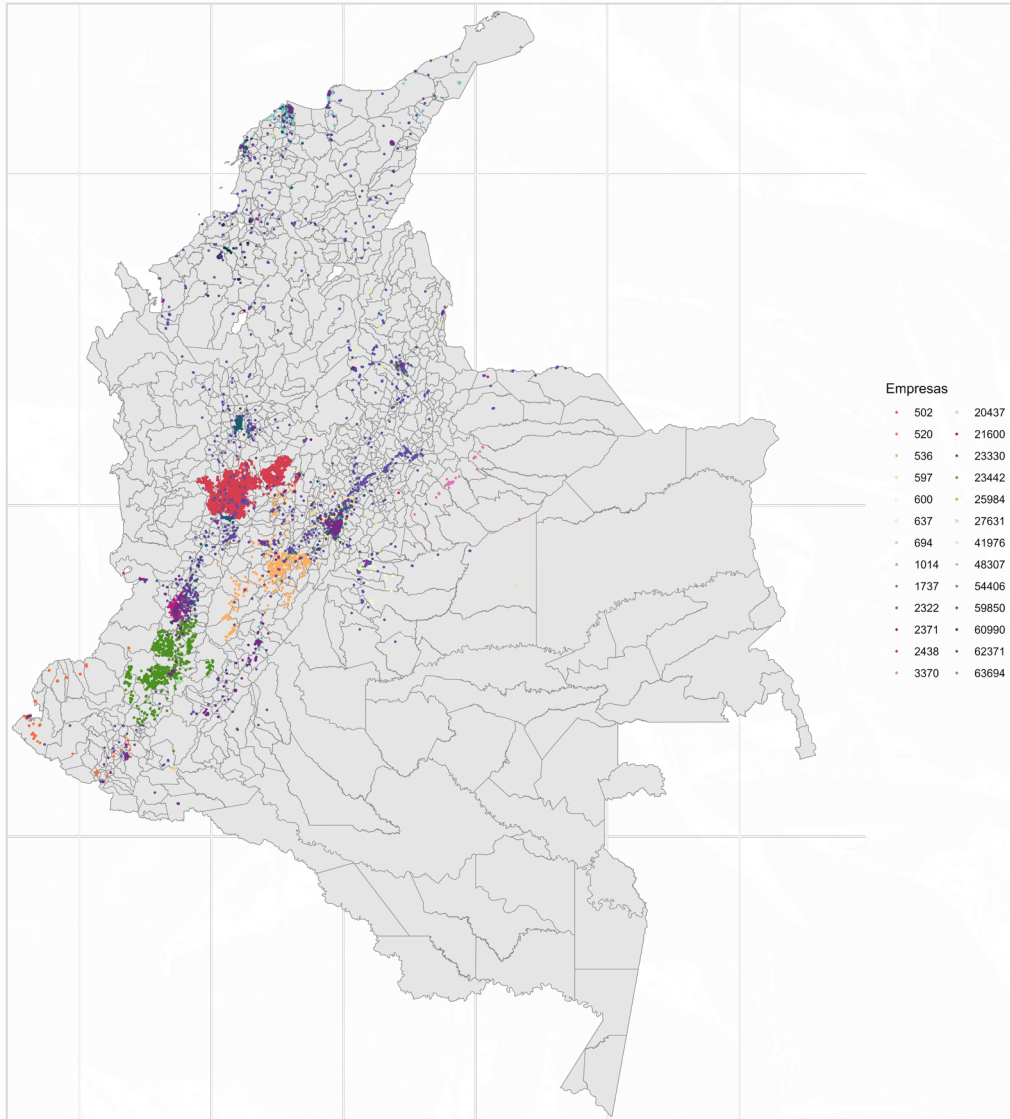
Fuente: Información masiva remitida por los comercializadores. Elaboración DTGE

Para el año 2023, la información reportada de medidores inteligentes dentro de lo que puede ser AMI, i. e., 105 545 medidores, corresponde a un 0,62% del total de usuarios del país. Para el año 2022 se reportó un total de 149 452 medidores, correspondiente a un 0,88% del total de usuarios del país. Información que no es acumulativa por los periodos de implementación de los proyectos. Además, debe considerarse que si bien, en la Figura 2 y la Tabla 19 se da cuenta de que el total de medidores inteligentes corresponde al 2,5% de los medidores del país, no se puede establecer que dichos medidores correspondan a AMI, en principio, por el no cumplimiento de los requisitos de los medidores o de la infraestructura, de conformidad con las características previamente citadas de la regulación vigente. Adicionalmente, cabe mencionar que, algunas de las empresas que se reportan en la Tabla 39, aún tienen proyectos en ejecución, o venían de una fecha de ejecución anterior a enero de 2023.

En la Figura 70 se presenta el mapa de Colombia con la ubicación geográfica de los usuarios que cuentan con medición inteligente, información que es reportada en los formatos TC1 y TC2 de donde se extraen las coordenadas geográficas de cada usuario (TC1) y el tipo de medidor que les corresponde (TC2). En ese orden de ideas se presenta la distribución de los usuarios para los que se reporta tipo de medidor en las categorías de: 1) medidor inteligente unidireccional y 2) medidor inteligente bidireccional, que, como se mencionó, corresponden al 2,5% del total de usuarios del país.



Figura 70. Mapa de ubicación de usuarios con medición inteligente – 2023



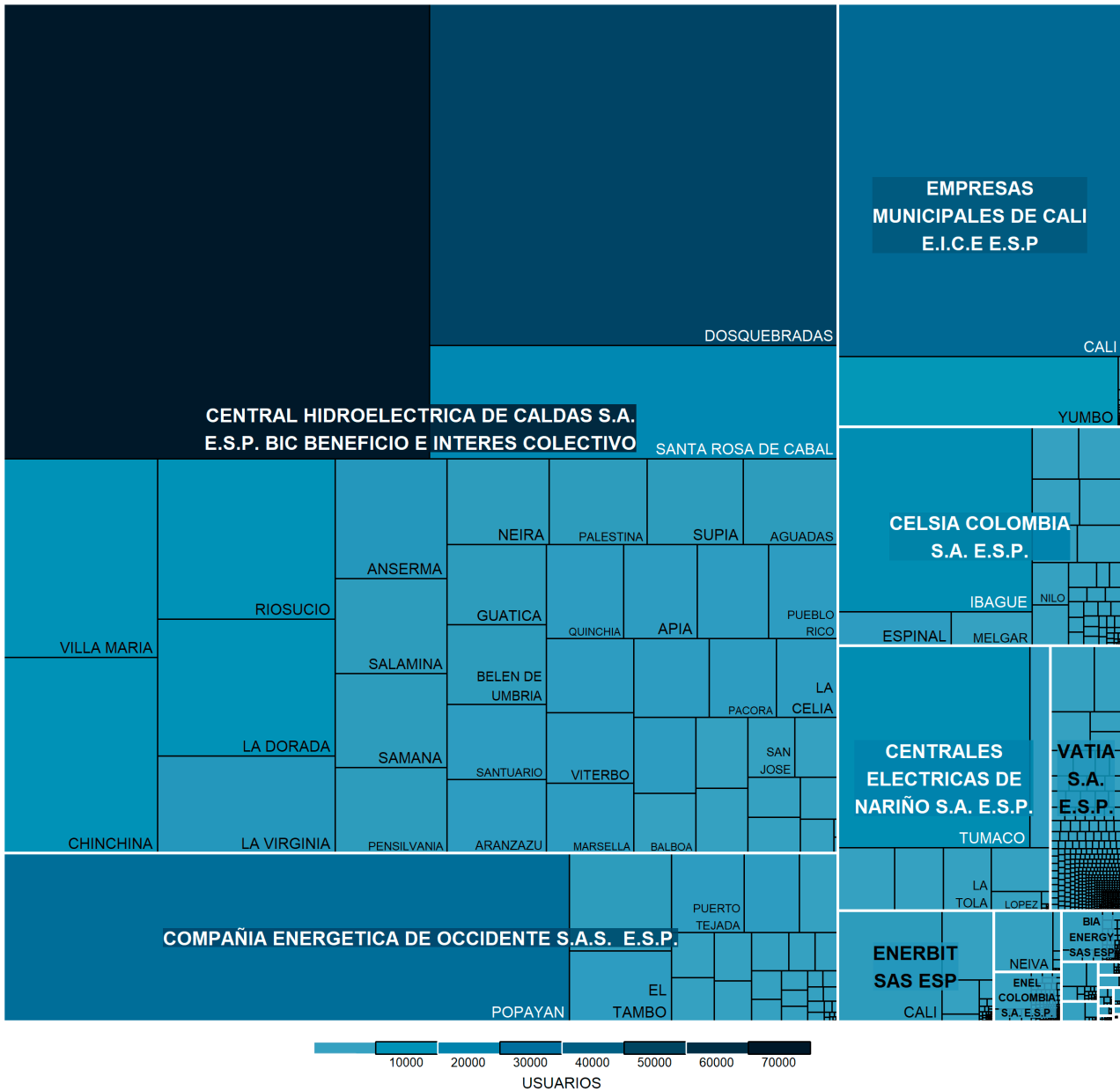
Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Cabe subrayar que, en la Figura 70 se presentan los usuarios con medición inteligente que puede no corresponder a AMI dentro del marco regulatorio actual. Sin embargo, de la información que se remite al SUI por parte de los prestadores no se puede identificar a los usuarios que encajan dentro de la categoría de AMI.

Para leer y comprender mejor la distribución de los usuarios con medición inteligente en el territorio nacional, en la Figura 71 se presenta un *treemap* que permite identificar de manera más amplia la distribución de los usuarios con medición inteligente en el país.



Figura 71. Distribución por empresa y municipio de los usuarios con medición inteligente 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

En la figura anterior se observa la distribución por empresa y por municipio de los medidores inteligentes en el país correspondientes a los reportes de estos en el SUI para diciembre de 2023, en donde se destaca a CHEC como la empresa que mayor número de tipo de medidor inteligente reporta, seguida de CEO y de EMCALI.



3.11 Prestación del servicio en áreas especiales

En primer término, es importante señalar que la modalidad de medición prepago surge como una posibilidad de brindar solución a los usuarios que, por su capacidad de pago solo consumen energía para propósitos muy específicos y en cantidades limitadas; en el caso de la tecnología prepago, los usuarios compran una respectiva cantidad de energía previo al consumo de ésta. Esta modalidad de prestación del servicio de comercialización de energía eléctrica no requiere las actividades de lectura del medidor, reparto de facturación al domicilio ni gestión de cartera en relación con el consumo, por cuanto el consumo se ha prepago. Este fenómeno, además de ser usado por usuarios sin una categoría especial, ocurre también dentro de lo que se ha definido como Áreas Especiales, comprendidas por las Áreas Rurales de Menor Desarrollo²⁰ (ARMD), las Zonas de Difícil Gestión²¹ (ZDG) y los Barrios Subnormales²² (BS). El número de usuarios de cada una de las áreas especiales se muestra en la Figura 72.

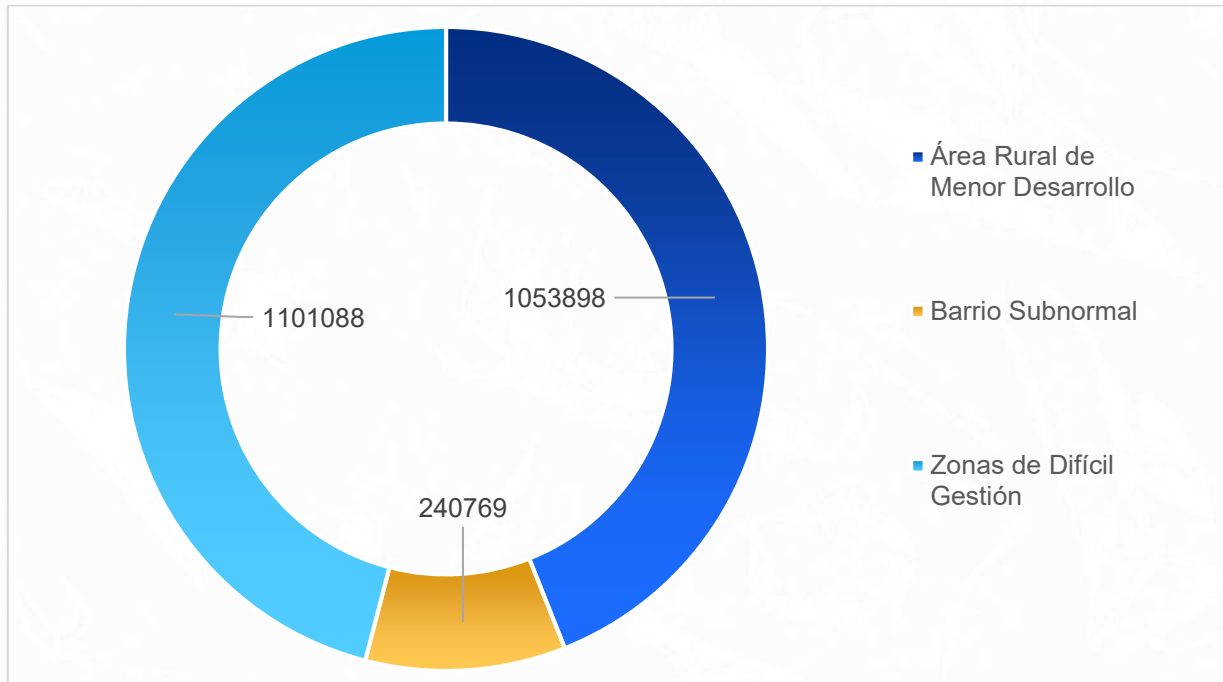
²⁰ **Área Rural de Menor Desarrollo (ARMD):** «es el área perteneciente al sector rural de un municipio o distrito que reúne las siguientes características: (i) presenta un índice superior a cincuenta y cuatro punto cuatro (54.4), conforme con el indicador de las Necesidades Básicas Insatisfechas publicado por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística, y (ii) está conectada al circuito de alimentación por medio del cual se le suministra el servicio público de energía eléctrica». Decreto 111 de 2012 MME.

²¹ **Zona de Difícil Gestión (ZDG):** es el «conjunto de usuarios ubicados en una misma zona geográfica conectada al Sistema Interconectado Nacional, delimitada eléctricamente, que presenta durante el último año en forma continua, una de las siguientes características: (i) Cartera vencida mayor a noventa días por parte del cincuenta por ciento (50%) o más de los usuarios de estratos 1 y 2 pertenecientes a la zona, o (ii) Niveles de pérdidas de energía superiores al cuarenta por ciento (40%) respecto a la energía de entrada al Sistema de Distribución Local que atiende exclusivamente a dicha zona. Para ambos eventos los indicadores serán medidos como el promedio móvil de los últimos 12 meses. Así mismo el Comercializador de Energía Eléctrica, debe demostrar que los resultados de la gestión en cartera y pérdidas han sido negativos por causas no imputables a la propia empresa». Decreto 111 de 2012 MME.

²² **Barrio Subnormal (BS):** «es el asentamiento humano ubicado en las cabeceras de municipios o distritos que reúne los siguientes requisitos: (i) que no tenga servicio público domiciliario de energía eléctrica o que este se obtenga a través de derivaciones del Sistema de Distribución Local o de una Acometida, efectuadas sin aprobación del respectivo Operador de Red; (ii) que no se trate de zonas donde se deba suspender el servicio público domiciliario de electricidad, de conformidad con el artículo 139.2 de la Ley 142 de 1994, las normas de la Ley 388 de 1997 y en general en aquellas zonas en las que esté prohibido prestar el servicio, y (iii) Certificación del Alcalde Municipal o Distrital o de la autoridad competente en la cual conste la clasificación y existencia de los Barrios Subnormales, la cual deberá ser expedida dentro de los quince (15) días siguientes a la fecha de la respectiva solicitud efectuada por el Operador de Red». Decreto 111 de 2012 MME.



Figura 72. Número de usuarios en áreas especiales



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

De aquí se desprende que, para diciembre de 2023, en el país se reportaban 2 395 755 usuarios en áreas especiales conforme a la distribución presentada en la Figura 73. Cifra que aumentó en comparación a lo reportado en diciembre de 2022 donde se tuvieron 2 025 179. La comparación del número de usuarios reportados para los años 2022 y 2023 se presenta en la Tabla 40.

Tabla 40. Comparación usuarios en áreas especiales 2022 y 2023

TIPO DE ÁREA ESPECIAL	Total usuarios 2023	Total usuarios 2022	Diferencia
Barrio Subnormal	240769	36959	203810
Área Rural de Menor Desarrollo	1053898	817244	236654
Zonas de Dificil Gestión	1101088	1170976	-69888
Total	2395755	2025179	370576

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Según la información reportada por los diferentes agentes en el SUI, se evidencia un incremento importante en el total de usuarios en barrios subnormales, la diferencia entre 2022 y 2023 da cuenta de un incremento del 551,45%. **Lo anterior tiene que ver con el hecho de que, para 2022, la empresa AFINIA no tenía certificada la información de estos usuarios en el SUI**, en ese sentido no se tuvo esa información para el reporte de ese año y AFINIA cuenta un número significativo de usuarios en ese tipo de área especial.



De igual manera, Afinia cuenta con un gran número de usuarios en ARMD, hecho que se puede evidenciar más adelante. El número de usuarios reportados en ARMD tuvo un incremento de 236 654 usuarios correspondientes a un incremento del 28,96% y el reporte de usuarios de ZDG tuvo una disminución del 5,97%.

A continuación, se presentan las distribuciones de cada tipo de área especial en el territorio nacional, considerando también los cambios que han ocurrido a lo largo de los últimos años.

En primer lugar, en la Figura 73 se muestra una comparación de la ubicación geográfica de las Áreas Rurales de Menor Desarrollo, destacando su distribución por municipio para los años 2021, 2022 y 2023.

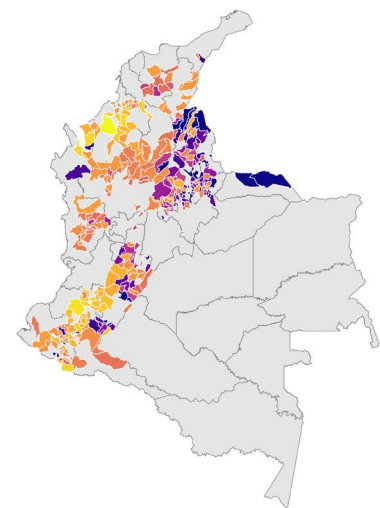
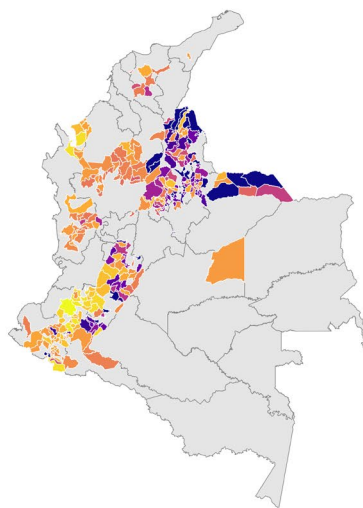
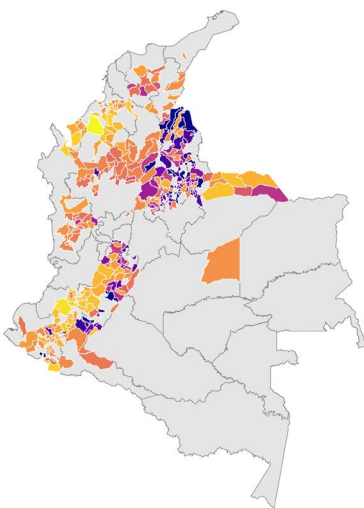
Es importante tener presente que, como se ha mencionado en oportunidades anteriores, para 2022 no se contó con la información de la empresa Afinia y que esta empresa cuenta con un número significativo de usuarios en barrios subnormales, sin desconocer a usuarios en otros tipos de área especial. Hecho que se evidencia en el mapa correspondiente al año 2022 en la Figura 73.

Figura 73. Distribución de usuarios en ARMD en Colombia

Área rural de menor desarrollo - 2021

Área rural de menor desarrollo - 2022

Área rural de menor desarrollo - 2023

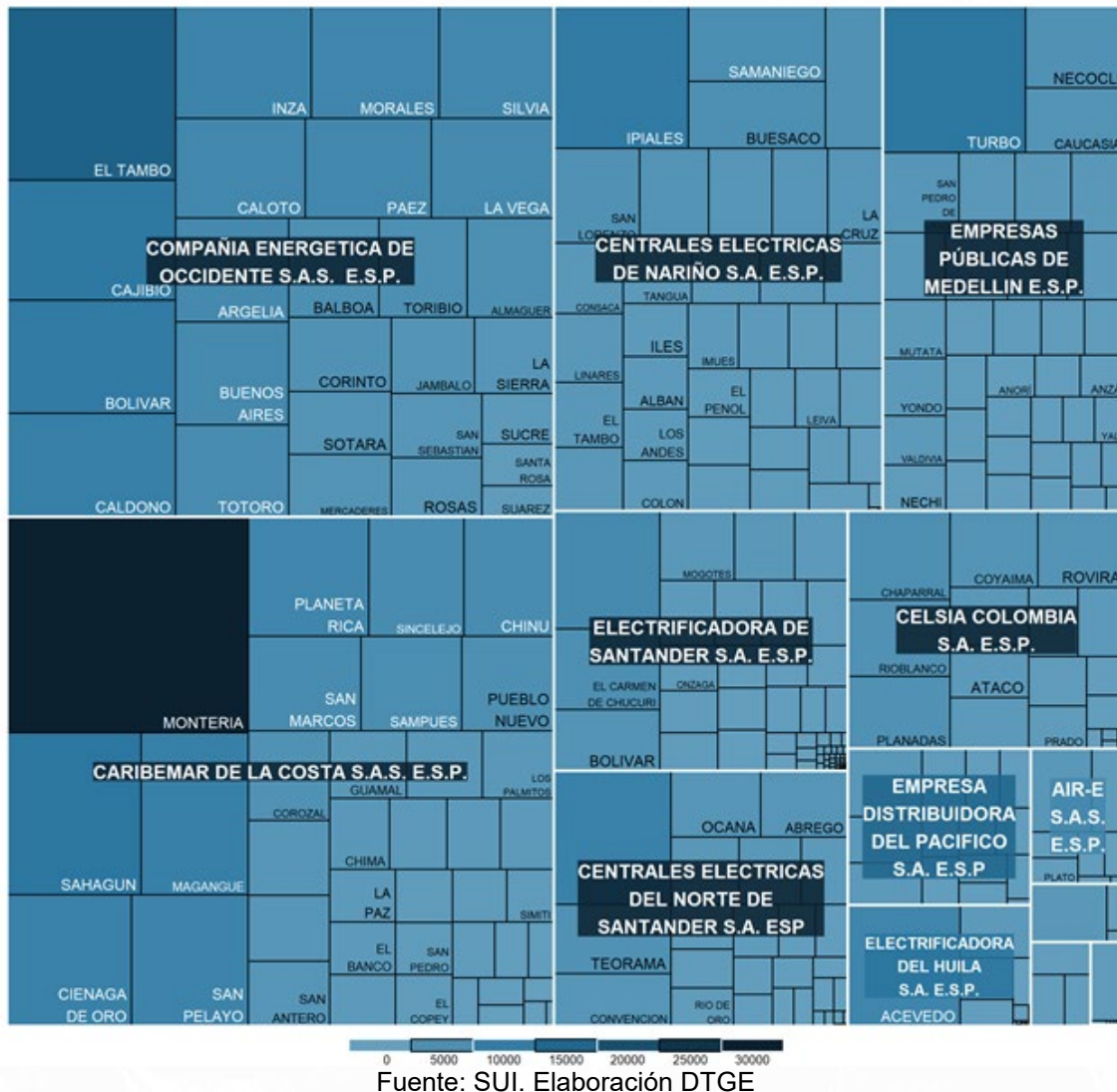


Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Dando alcance a lo expuesto en la figura anterior, a continuación, se presenta un *treemap* de la distribución de estas ARMD por municipio identificando el comercializador que las atiende, según la información reportada por los agentes, a corte de diciembre de 2023.



Figura 74. Distribución de usuarios en ARMD por empresa y municipio – 2023



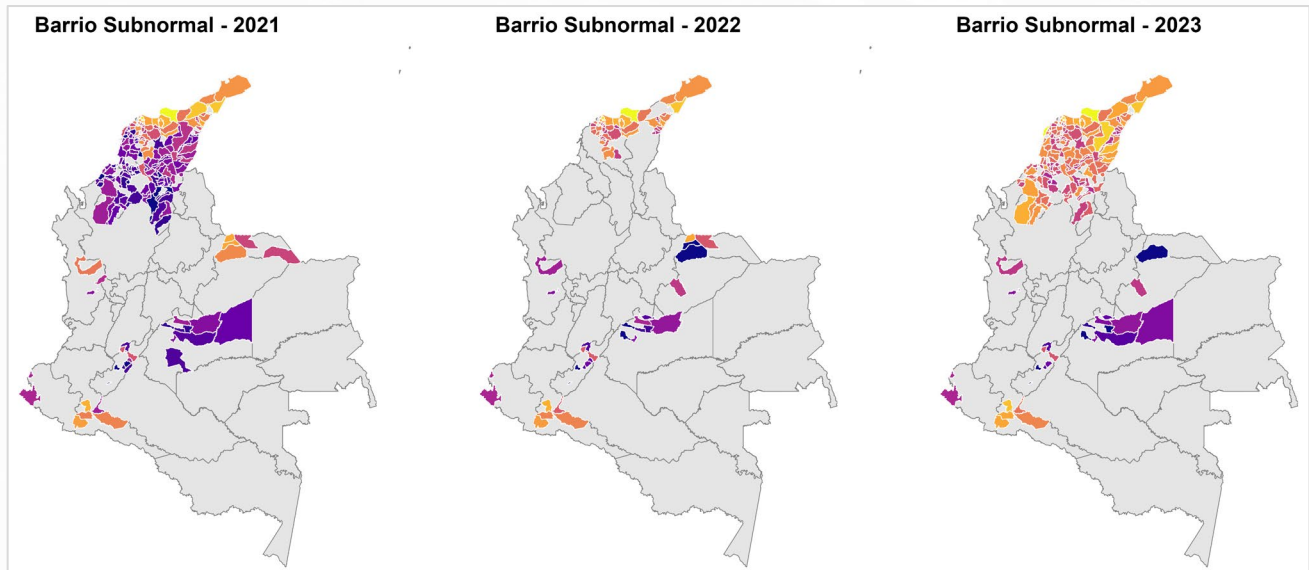
En la Figura 74 se muestra un comparativo de la densidad de usuarios por municipio dependiendo del comercializador que los atiende, claramente se puede evidenciar que la empresa Afina cuenta con el mayor número de usuarios en este tipo de área especial, seguido de AIR-E y de Cedemar.

Ahora bien, del mismo modo a lo presentado en la Figura 73, en la se hace una presentación de la distribución de usuarios ubicados en barrios subnormales para los años 2021, 2022 y 2023, identificando los municipios, donde se presentan este tipo de usuarios, es preciso insistir en que, parte de las diferencias comparativas entre los diferentes años se debe a la falta de reportes de información de algunas empresas al SUI y que, el caso



más notorio tiene que ver con que Afinia para el año 2022 no tenía certificados los formatos relacionados.

Figura 75. Distribución de usuarios en BS en Colombia

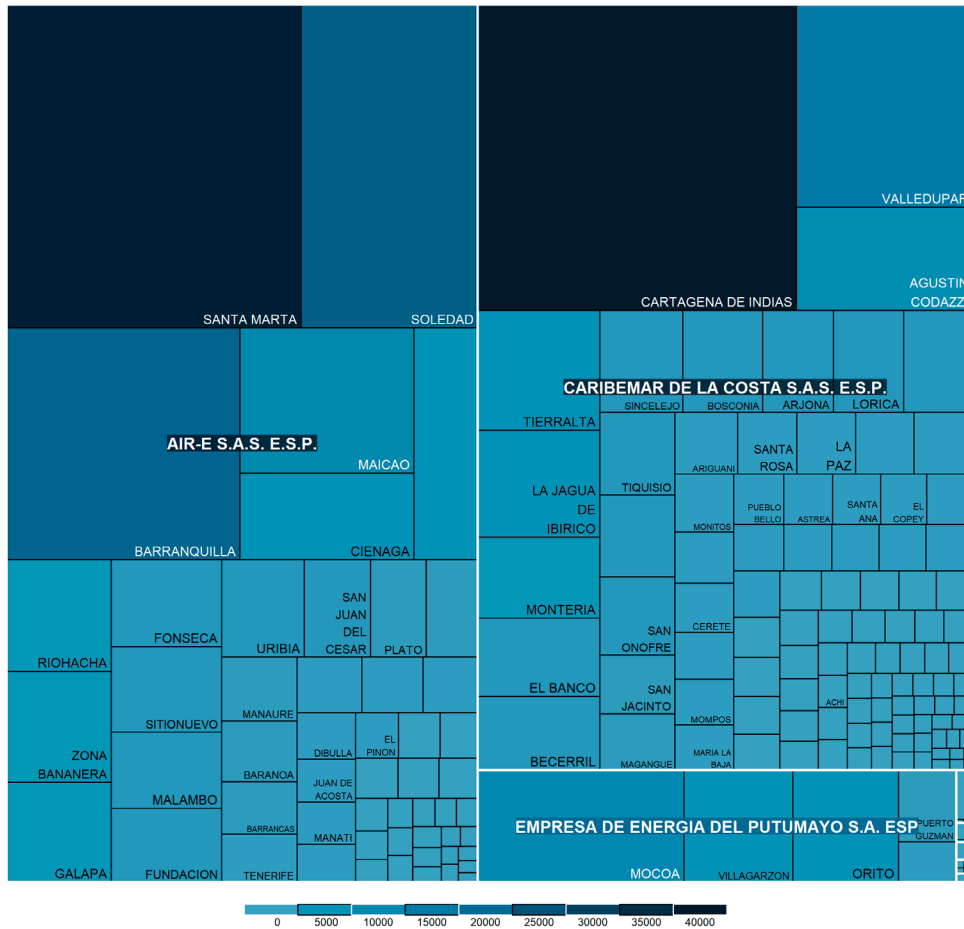


Fuente: SUI. Elaboración DTGE

En complemento, en la Figura 77, se hace una presentación de manera jerárquica de las empresas y municipios con usuarios en barrios subnormales.



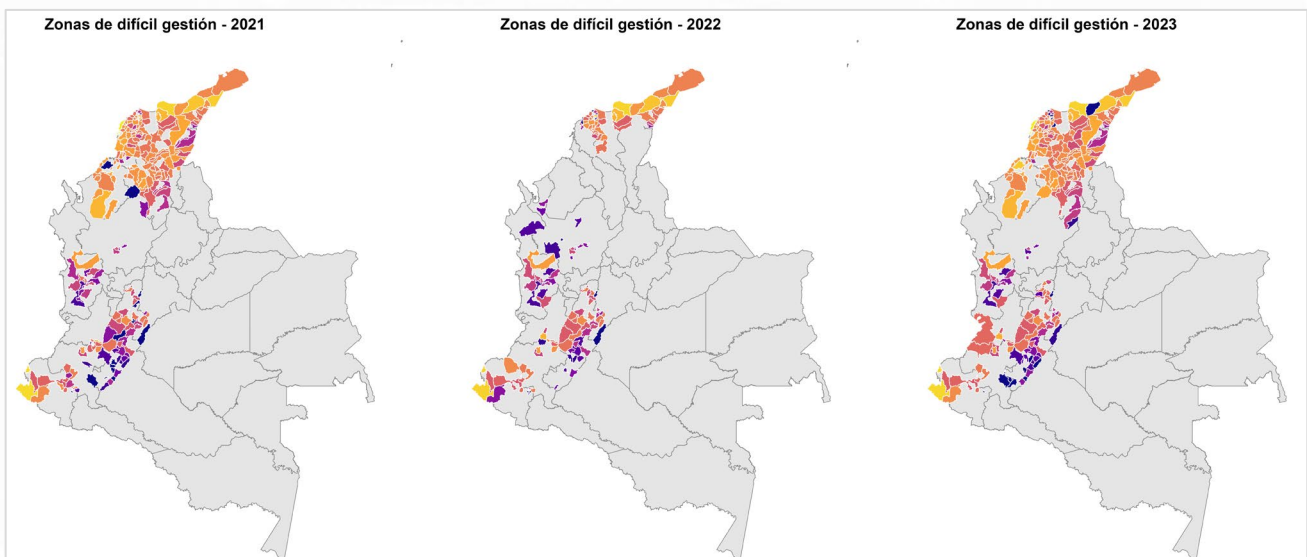
Figura 76. Distribución de usuarios en BS por empresa y municipio – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Finalmente, la ubicación de usuarios en Zonas de Difícil Gestión, para los años 2021, 2022 y 2023, se muestra en la Figura 77.

Figura 77. Distribución de usuarios en ZDG en Colombia

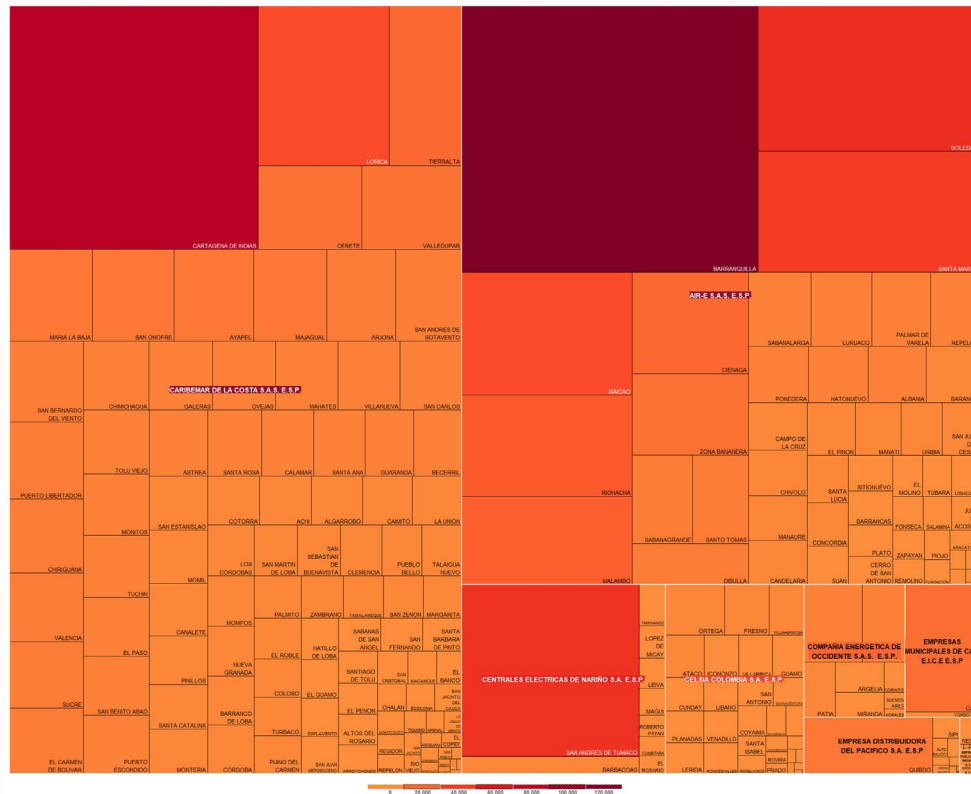




Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

En complemento en la Figura 78, se hace una presentación de manera jerárquica de las empresas y municipios con usuarios en barrios subnormales:

Figura 78. Distribución de usuarios en ZDG por empresa y municipio – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

La información relacionada en la Figura 78 evidencia que la empresa Afinia cuenta con el mayor número de usuarios en ZDG, los cuales se ubican mayoritariamente en Cartagena de Indias. Le sigue la empresa AIR-E y en tercer lugar está Cedenaar.

3.11.1 *Medición prepago*

Como se mencionó al inicio de la sección, se contempló como modelo de medición en las áreas especiales a la medición prepago. En ese sentido, en la Tabla 41 se muestra la relación de las empresas que cuentan con medición prepago y la cantidad de usuarios por tipo de área especial.



Tabla 41. Usuarios con medición prepago por empresa – 2023

Empresa	Barrios Subnormales	Áreas Rurales de Menor Desarrollo	Zonas de Dificil Gestión	Otro tipo de Usuarios	Total
CENS	0	1122	0	3569	4691
CEO	0	1419	0	0	1419
DISPAC	0	0	95	137	232
ElectroHuila	0	0	0	4	4
EMSA	0	0	0	1468	1468
EPM	0	26685	361	346186	373232
ESSA	0	630	0	55386	56016
Total	0	29226	456	351364	381046

Fuente: Información masiva remitida por los comercializadores. Elaboración DTGE

Una de las cosas por resaltar de la información presentada en la Tabla 41, tiene que ver con el reporte realizado por CENS respecto de los usuarios en Barrios Subnormales con medición prepago, para debido que, 1) para el año 2022 había reportado 2380 usuarios y para 2023 el reporte es de cero (0) y 2) para el año 2022 reportó cero (0) usuarios en áreas rurales de menor desarrollo y para 2023 reportó 1122. En el reporte de CENS para «otro tipo de usuarios» también hubo diferencias importantes entre los reportes de 2022 y 2023 los cuales fueron de 2073 y 3569, respectivamente. Finalmente, el total de usuarios reportados en ambos años solo cambia en 238 usuarios con un total de 4453 usuarios en 2022 y 4691 usuarios en 2023.

La única empresa que disminuyó el número de usuarios reportados en 2023 con relación a 2022 fue DISPAC, habiendo pasado de 247 usuarios reportados en 2022 a 232 usuarios reportados en 2023. Una de las razones a las que se puede atribuir este hecho es que, de acuerdo a lo manifestado por la empresa, esta modalidad de prestación del servicio no ha sido del todo efectiva a razón de que, pese a las opciones ofrecidas, no hay una cultura de pago y de recarga del servicio de energía, por lo que se plantean alternativas diferentes.

EPM es la empresa que más usuarios reporta con un total de 317 216 en el año 2023, cifra que aumentó ligeramente con relación a 2022 donde se reportaron 305 083. En ese sentido, incrementó el número de usuarios en un 4%, correspondiente a 12 133 usuarios. Le sigue ESSA en cantidad de usuarios con medición prepago con 56 016 usuarios reportados en 2023; en el año 2022 reportó 48 183 usuarios, lo que implica que porcentualmente incrementó el número en un 16,26% correspondiente 7833 usuarios.

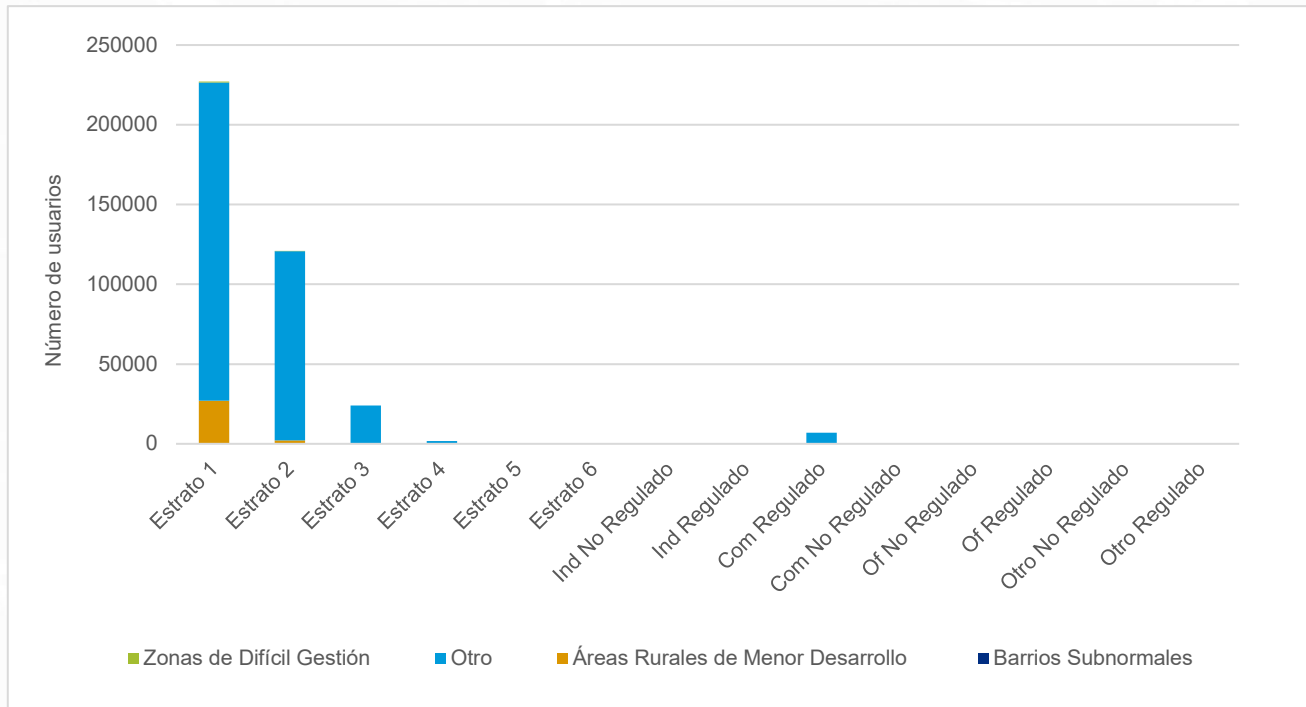


Cabe mencionar que para el 2022, los cambios más significativos fueron los reportados por las empresas EPM y ESSA las cuales, en comparación con el año 2021, presentaron un aumento de 29 362 y 10 949 usuarios respectivamente.

Otro aspecto notorio de la información reportada tiene que ver con el hecho que de la medición en la modalidad prepago tiene una distribución mucho mayor de usuarios diferentes a los que se encuentran ubicados en áreas especiales.

La distribución de este tipo de medición por estrato/sector se muestra en la Figura 79.

Figura 79. Distribución de medición prepago por estrato/sector – 2022



Fuente: Información masiva remitida por los comercializadores. Elaboración DTGE

De la misma manera a como se reportó para la vigencia 2021 y 2022, para el año 2023 se destaca que la mayor parte de la implementación de medición prepago en el país se encuentra distribuida en el sector residencial y mayoritariamente para los estratos 1 y 2. Si bien algunos de esos usuarios del sector residencial corresponden a usuarios pertenecientes a áreas especiales, el número de estos usuarios es muy pequeño en comparación con la cantidad de usuarios que no pertenecen a áreas especiales.



3.12 Usuarios AGPE

A manera de introducción a los análisis en el presente documento, para esta versión se muestra un panorama de la evolución de los reportes de usuarios AGPE en el país, discriminando la información por empresa para cada uno de los periodos del año 2023. La información respectiva se presenta en la Tabla 42.

Tabla 42. Reporte de usuarios AGPE por empresa para 2023

EMPRESA	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
AIR-E	282	320	332	346	368	401	405	422	433	450	474	516
BIA ENERGY	2	2	3	3	7	7	10	9	9	9	8	8
Afinia	374	387	294	466	409	478	478	526	531	526	538	603
Celsia	283	0	0	0	0	0	0	0	417	0	340	0
CHEC	285	367	294	310	311	324	328	339	360	348	357	383
Cedenar	40	40	39	40	43	43	48	52	52	53	53	57
CENS	210	224	231	257	255	262	279	290	312	333	338	370
CETSA	12	12	12	9	10	19	19	18	21	19	23	21
CEO	44	44	46	50	51	52	53	53	54	52	55	43
DICELER	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2
DICEL	10	24	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ESSA	502	502	512	539	583	587	586	595	613	651	667	697
Electrocaquetá	4	4	7	4	4	4	4	5	5	5	5	5
Electrohuila	131	131	144	148	174	176	175	208	177	235	239	253
EMSA	44	48	49	50	52	55	59	67	71	74	76	76
Enelar	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	0	0
EBSA	60	60	67	69	73	74	79	78	84	88	93	103
Enerca	22	25	27	28	28	28	28	28	28	28	28	28
Energía de Pereira	231	244	244	252	259	271	276	290	303	305	356	420
EDEQ	77	88	85	87	94	99	100	104	108	114	121	123
EMMESA	0	0	0	0	0	0	0	1	2	2	2	2
EMCALI	230	236	244	245	274	276	291	296	296	310	319	324
EPM	1140	1139	1144	1144	1143	1146	52	1146	1444	25	1446	1446
Enel Colombia	410	423	422	455	469	493	507	555	591	615	625	651
Enel X Colombia	0	0	0	0	3	3	6	8	8	5	8	8
Enerbit	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
Enerco	10	5	10	7	0	0	0	0	0	0	0	0
Enermas	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Enertotal	15	6	11	18	25	58	58	58	46	27	28	44
Gap Energy	0	0	0	0	0	0	0	1	2	2	2	2
Isagen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
PEESA	0	0	0	1	0	1	1	1	0	0	0	0

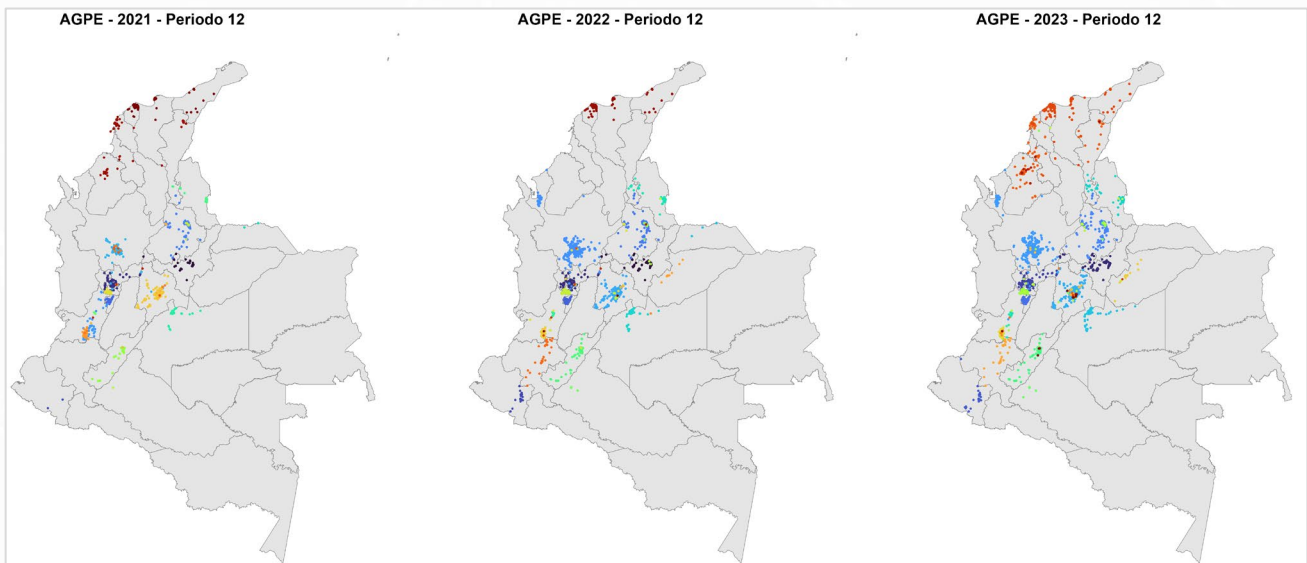


EMPRESA	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
QI Energy	3	2	3	19	19	17	17	18	18	17	16	18
Ruitoque	43	44	47	50	52	0	54	57	59	61	65	69
Sol y Cielo	0	0	5	5	8	11	12	14	14	0	16	18
Terpel Energía	2	2	5	5	5	5	5	8	6	7	2	8
Vatia	23	26	33	37	38	39	42	43	56	50	57	62
Total	4497	4413	4341	4654	4767	4939	3982	5301	6131	4422	6360	6362

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

De la Tabla anterior se destacan dos reportes atípicos por parte de EPM en los meses de julio y octubre, lo que altera los resultados de la última fila donde se evidencia que luego de julio de 2022, a nivel país, el reporte del total de usuarios AGPE aumentó alrededor de un 40%. Las cinco empresas que mayor número de usuarios AGPE reportan para diciembre de 2023 son: EPM con 1446, ESSA con 697, Enel Colombia con 651, Afinia con 603 y AIR-e con 516. La evolución de los usuarios desde el año 2021 al año 2023 a nivel nacional se presenta en la Figura 80.

Figura 80. Evolución usuarios AGPE 2021-2023

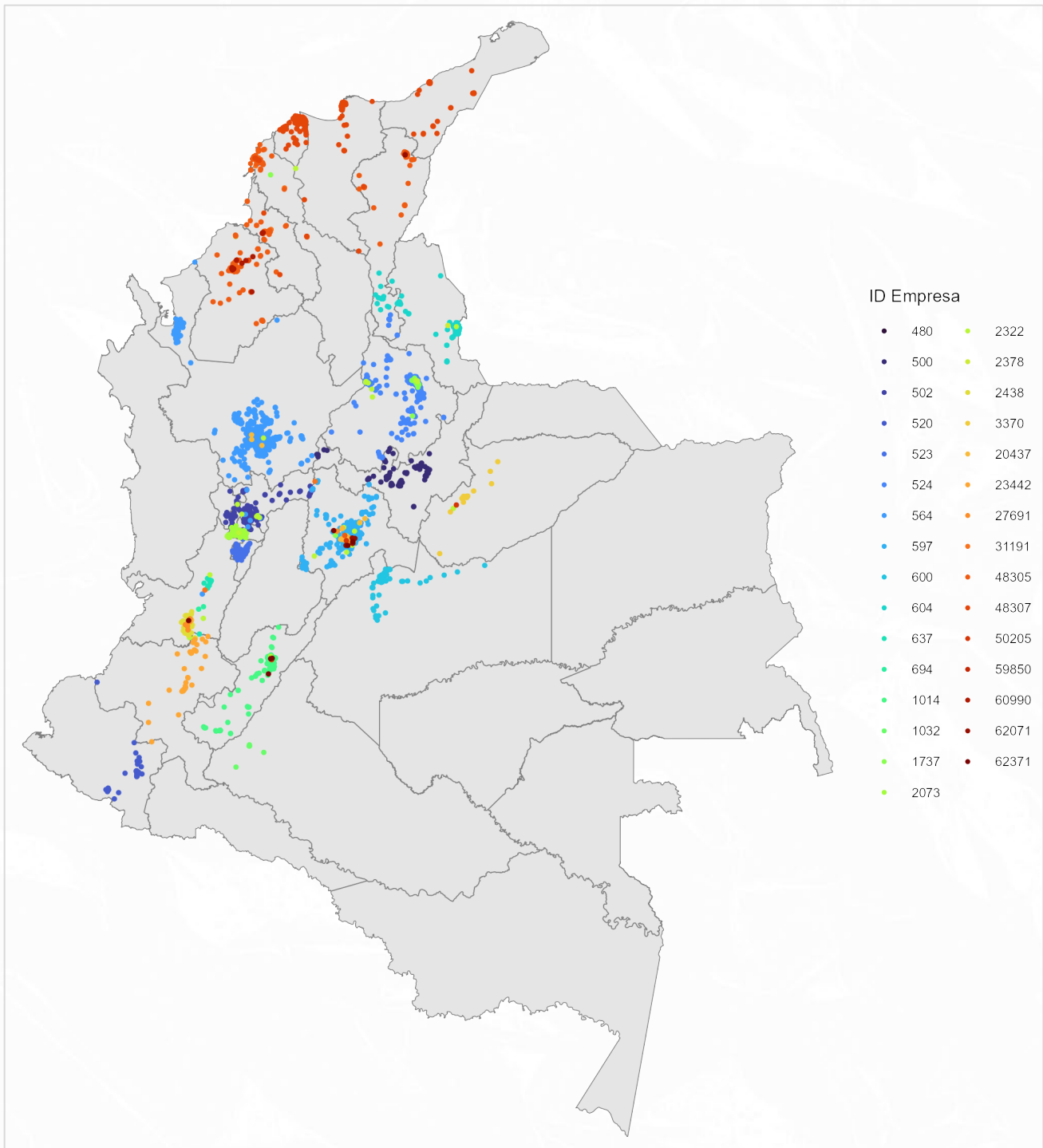


Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Finalmente, un mapa de Colombia con la ubicación de los usuarios AGPE en 2023 se presenta en la Figura 81.



Figura 81. Mapa de distribución de usuarios AGPE – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE



4 SERVICIOS ADICIONALES

El artículo 96 de la Ley 142 de 1994 señala que las empresas de servicios públicos domiciliarios pueden cobrar por los cargos de reconexión y reinstalación del servicio, en virtud de la onerosidad inherente a la prestación de este, y la recuperación de los costos en que la empresa incurra por tales servicios. En línea con lo anterior, el artículo 27 de la Resolución CREG 108 de 1997 señala que las empresas prestadoras del servicio público de energía eléctrica deben establecer los valores a cobrar por concepto de revisión de instalaciones o transformadores, calibración de medidores y, en general, cualquier otro servicio que el suscriptor o usuario pueda contratar con la empresa o con terceros, para que de esta manera el usuario pueda comparar el precio que le ofrece la empresa frente a otros proveedores de iguales bienes o servicios.

Con el fin de hacer un seguimiento a estos cobros, que, si bien **no son regulados**, hacen parte de servicios prestados a los usuarios en el marco del Contrato de Condiciones Uniformes, la Superservicios inició la recopilación de dichos cobros desde el año 2020.

Es así como, con base en la información cargada por los agentes en el formato T14 «Servicios adicionales» de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021, se puede hacer referencia a los precios de: materiales y equipos de medida, calibración de equipos de medida, reconexión y suspensión del servicio, y revisión e inspección de los equipos de medida, como se describen a continuación:

4.1 Precio de equipos de medida

En primer lugar, se presentan los precios de los medidores, tanto electromecánicos como electrónicos, cobrados por cada empresa comercializadora de energía eléctrica. Esta información tiene como objetivo ofrecer al usuario un mayor conocimiento para que pueda ejercer su derecho a la libre selección de su medidor y la elección del prestador de bienes y servicios, conforme a lo dispuesto en el artículo 144 de la Ley 142 de 1994.

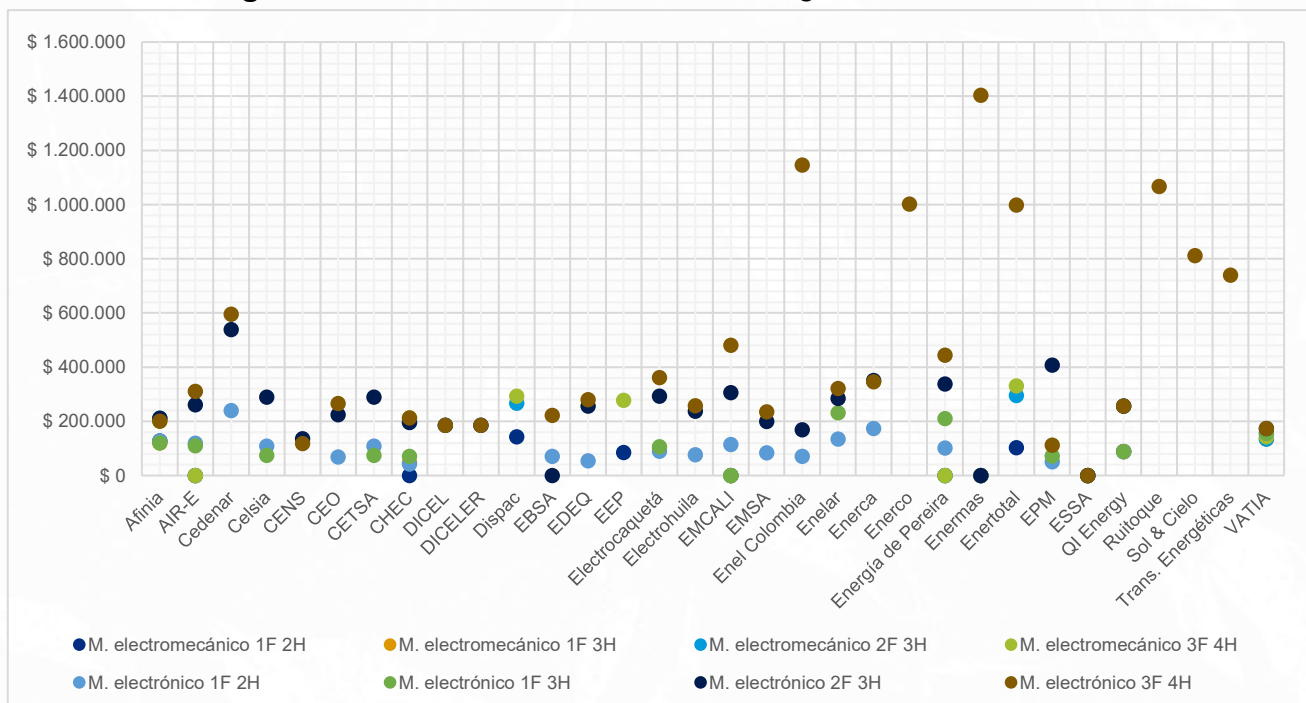
Cabe recordar que, para el año 2021, de las 28 empresas comercializadoras que reportaron información en el formato T14, solo 6 de ellas ofrecían medidores electromecánicos en su portafolio de bienes y servicios: AIR-E, Afinia, CHEC, Enertotal,



Ruitoque y Vatia. Para el año 2022, la oferta de medidores electromecánicos se mantuvo por parte de estas mismas empresas, con la adición de QI Energy, que no había reportado información en 2021. Así las cosas, se observa una continuidad en la oferta de medidores electromecánicos por parte de las mismas empresas.

En la Figura 82 se observan los precios reportados por los agentes para los medidores clasificados por construcción y por tipo de conexión a la red; precios vigentes para el año 2023.

Figura 82. Precios de medidores de energía eléctrica – 2023²³



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Para 2023, se tuvo un reporte de 32 empresas, sin embargo, vale la pena señalar que ESSA reportó un valor de \$ 0 para las 8 categorías de tipo de medidor. De las 32 empresas, se tiene que Afinia, CHEC, EEP, Dispac, Enertotal, QI Energy y Vatia son las únicas empresas que reportan precios de venta para los diferentes tipos de medidores electromecánicos. A diferencia de los años anteriores donde se tenía la participación de

²³ Para efectos de la nomenclatura de la gráfica, el tipo de medidor se entiende así: 1F - monofásico, 2F- bifásico y 3F – trifásico; 2H – bifilar, 3H – trifilar y 4H – tetrafilar.



AIR-E y de Ruitoque. Cabe recordar que, de acuerdo con lo reportado en la Figura 2, se tiene un 60,1% de este tipo de medidores en el país.

En la información de la Figura 82, se presenta un resumen en el cual se relacionan los precios promedio por tipo de medidor y, de la misma forma, se reportan cuáles son los precios mínimos y máximos de estos y la empresa que los ofrece.

Tabla 43. Precios promedio por tipo de medidor – 2023

Tipo de medidor	Precio Promedio (\$)	Precio Mínimo (\$)	Empresa	Precio máximo (\$)	Empresa
Electromecánico 1F 2H	109 576	85 000	ElectroHuila	143 382	Dispac
Electromecánico 1F 3H	98 355	49 100	CHEC	135 069	Vatia
Electromecánico 2F 3H	227 285	135 096	Vatia	296 041	Enertotal
Electromecánico 3F 4H	245 055	143 600	Vatia	330 933	Enertotal
Electrónico 1F 2H	111 832	42 900	CHEC	239 785	Cedenaar
Electrónico 1F 3H	119 979	71 800	CHEC	232 177	Enelar
Electrónico 2F 3H	263 667	136 635	CENS	539 700	Cedenaar
Electrónico 3F 4H	554 153	118 472	CENS	1 404 200	Enermas

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

De lo presentado en la Tabla 43, no debe entenderse que la diferencia entre el precio mínimo y máximo o, en general, la diferencia de precios corresponde a un mismo medidor con características idénticas en funcionalidades y tecnologías. Entiéndase que, por ejemplo, existen diferentes marcas y referencias para un medidor electrónico monofásico trifilar, y que, dependiendo de su tecnología, su precio puede tener grandes rangos de variación. La información que aquí se presenta corresponde a los bienes y servicios que reportan las empresas y que ofrecen a sus usuarios.

Adicionalmente, se debe considerar que las disminuciones o incrementos en el precio por tipo de medidor, no necesariamente hace alusión a una misma marca y referencia de medidor. Deben considerarse escenarios en los cuales de una vigencia a otra se ofertan diferentes tipos de tecnologías de medidores para cada una de las empresas.

En línea con lo anterior, cabe señalar que el propósito es mostrar un panorama a los usuarios teniendo en cuenta el derecho de estos a la libre elección del prestador de bienes y servicios. Cabe recordar que las características técnicas de los equipos de medida son definidas por las empresas en sus CCU de acuerdo con lo establecido en el literal c del artículo 24 de la Resolución CREG 108 de 1997, donde se establece:



ARTICULO 24. DE LA MEDICION INDIVIDUAL. La medición de los consumos de los suscriptores o usuarios se sujetará a las siguientes normas:

(...)

c) En las condiciones uniformes del contrato, la empresa determinará las características técnicas que deberá cumplir el equipo de medida, teniendo en cuenta lo que establezcan los Códigos de Distribución y/o Medida, y el mantenimiento que debe dárseles, con el fin de que los suscriptores o usuarios puedan escoger libremente al proveedor de tales bienes y servicios.

De la información reportada se pueden destacar estos aspectos:

- La empresa Afinia mantuvo los mismos precios que tenía para 2023 en todas las categorías de medidores.
- AIR-E dejó de ofertar medidores electromecánicos. Adicionalmente, para todos los tipos de medidores electrónicos disminuyó sus precios como sigue: 1F 3H disminuyó \$ 39 434, 2F 3H disminuyó \$ 38 310 y 3F 4H disminuyó \$ 79 229. En el tipo de medidor 1F 2H aumento su precio en \$ 91.
- CELSIA disminuyó el precio del medidor electrónico 1F 2H en \$ 199 169, pasando de \$ 307 850 en 2022 a \$ 108 681 en 2023, reducción que corresponde al 64,7%.
- ElectroCaquetá aumentó de manera significativa los precios de los medidores electrónicos 1F 2H, 2F 3H y 3F 4H en \$ 32 957, \$138 576 y \$ 130 431, respectivamente. Esto representa incrementos en los precios de 57,82%, 89,4% y 56,22%, respectivamente.
- EMCALI disminuyó los precios de los medidores electrónicos en un 4,94% cada uno, esto implica descuentos desde \$ 6000 hasta \$ 25 000.
- EPM disminuyó el precio del medidor electrónico 3F 4H en \$ 355 694 pasando de \$ 468 594 a \$ 112 900, lo que representa una disminución del 75,91%. En los otros tipos de medidor también reportó descuentos en el siguiente sentido: 8,88% en el medidor 1F 2H; 3,6% en el medidor 1F 3H y 30,82% en el medidor 2F 3H.
- QI Energy y Vatia tuvieron aumentos en cada uno de los tipos de medidores ofertados en un 13,2%, esto implica incrementos desde \$ 10 000 hasta \$ 30 000.



Incrementos similares a los de CEO los cuales fueron de aproximadamente 12,85% en todos sus tipos de medidor.

- Otros incrementos significativos fueron los realizados por la empresa CHEC con incrementos en los medidores tipo 2F 3H y 3F 4H del 23,27% y 23,47%, respectivamente.

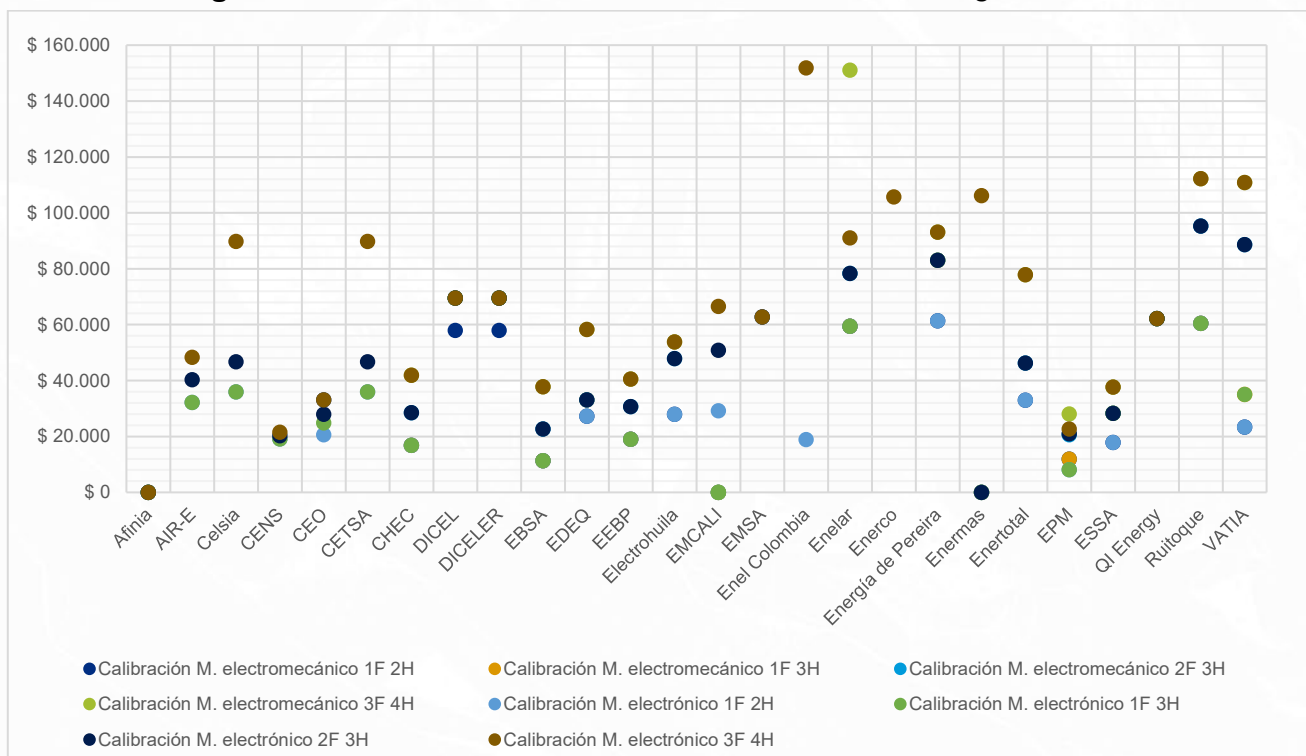
De manera general, se tuvo que el precio promedio de los diferentes tipos de medidor tuvo un incremento promedio del 7% con relación al año anterior.

En la Tabla 52 del anexo 1 se presenta la relación de precios de los medidores por empresa y tipo de medidor para la vigencia 2023.

4.2 Calibración de equipos de medida

En la Figura 83 se observan los precios cobrados por cada empresa para la calibración de los medidores de energía eléctrica, tanto los electromecánicos como los electrónicos.

Figura 83. Precios de calibración de medidores de energía – 2023.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.



El precio de la calibración de los equipos de medida no presenta mayor variación a partir de su construcción (electromecánico o electrónico), y en cambio sí muestra una diferencia a partir de su clasificación para conexión a la red lo que puede estar explicado en el nivel de complejidad de los equipos de mayor nivel de potencia (fases e hilos).

Cabe mencionar un par de aspectos respecto de los costos reportados por los prestadores:

- El incremento promedio del precio de la calibración de los equipos de medición reportados está alrededor de \$ 9000.
- Resaltan los incrementos de CENS, los cuales fueron del 7,5% en cada categoría. Y los de Enerco con el 6,3%, los cuales fueron, porcentualmente, los más bajos, sin embargo, debe mirarse desde el punto de vista del precio en pesos, ya que esos incrementos, para el caso del medidor electrónico 3H 4F para el caso de CENS corresponde a pasar de \$ 20 074 en 2022 a \$ 21 581 en 2023, mientras que, para Enerco, corresponde a pasar de \$ 99 545 a \$ 105 802. Aproximadamente 5 veces más costoso.
- Diceler incrementó sus costos en 39,2%, equivalentes a \$ 19 600, para los medidores electromecánicos y en 16%, equivalentes a \$ 9600, para los medidores electrónicos.
- EMSA aumentó 21,4% (\$ 11 067) a la calibración de los precios de los medidores electrónicos.
- CEO, CHEC, EBSA, Energía de Pereira, ESSA, QI Energy y VATIA aumentaron el precio de las calibraciones para todos los tipos de medidor en un 13,2%. AIR-E aumentó el precio en 13%.
- El incremento más alto lo tuvo Enertotal en los medidores tipo 3F 4H en \$ 36 117e, Equivalente al 86,35%.
- Ruitoque también está en la lista de los altos incrementos para los medidores electromecánicos, el cual fue del 34,61%, lo que implica aumentos que van desde los \$ 15 570 hasta los \$ 28 875.
- EPM aumento en 20% los precios de las calibraciones.
- En contraste, se tiene que EDEQ disminuyó el precio reportado de la calibración en los medidores tipo 3H en \$ 7175, y en los medidores tipo 3F 4H la disminución fue de \$ 15 049.



- Emcali disminuyó el precio de la calibración de los medidores electrónicos en 47,4% lo que corresponde a disminuciones de \$ 26 329 para el medidor 1F 2H; \$ 45 940 para el medidor 2F 3H y \$ 59 409 para el medidor 3F 4H.

En la Tabla 44 se reportan los valores promedio de la calibración dependiendo del tipo de medidor. Se destaca que, los medidores trifásicos tetrafilares, son los que presentan el precio promedio más alto para la calibración; se evidencia que, esto no depende significativamente de si el medidor es electromecánico o electrónico. Nótese también que, en los otros casos, el precio promedio tampoco depende de la tecnología del medidor, i. e., electromecánico o electrónico; sino que depende exclusivamente del número de fases y de hilos.

Tabla 44. Precios promedio para la actividad de calibración – 2023

Tipo de Medidor	Valor promedio (\$)	Valor mínimo (\$)	Empresa	Valor Máximo (\$)	Empresa
Electromecánico 1F 2H	36 350	11 340	EBSA	62 264	QI Energy
Electromecánico 1F 3H	43 099	11 340	EBSA	83 070	Energía de Pereira
Electromecánico 2F 3H	53 678	20 600	EPM	95 324	Ruitoque
Electromecánico 3F 4H	69 683	28 100	EPM	151 045	Enelar
Electrónico 1F 2H	35 780	8200	EPM	69 600	Diceler
Electrónico 1F 3H	39 504	8200	EPM	83 070	Energía de Pereira
Electrónico 2F 3H	50 064	21 000	EPM	95 324	Ruitoque
Electrónico 3F 4H	70 327	21 581	CENS	151 849	Enel Colombia

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

A excepción de EPM, las empresas que ofrecen servicios de calibración para medidores electromecánicos y electrónicos, tienen los mismos valores de calibración para los dos tipos de tecnología; cambia el valor únicamente cuando cambia la funcionalidad del medidor, es decir, es diferente para los medidores 1F-2H, 1F-3H, 2F-3H y 3F-4H.

Otro aspecto que se destaca es que, Enermas y Enerco, únicamente ofrecen el servicio de calibración para el tipo de medidor Electrónico 3F-4H y, con valores de \$ 106 208 y \$ 105 802, respectivamente.

En la Tabla 53 del anexo 1 se presentan los precios de las calibraciones a los medidores, discriminado por empresa y tipo de medidor.

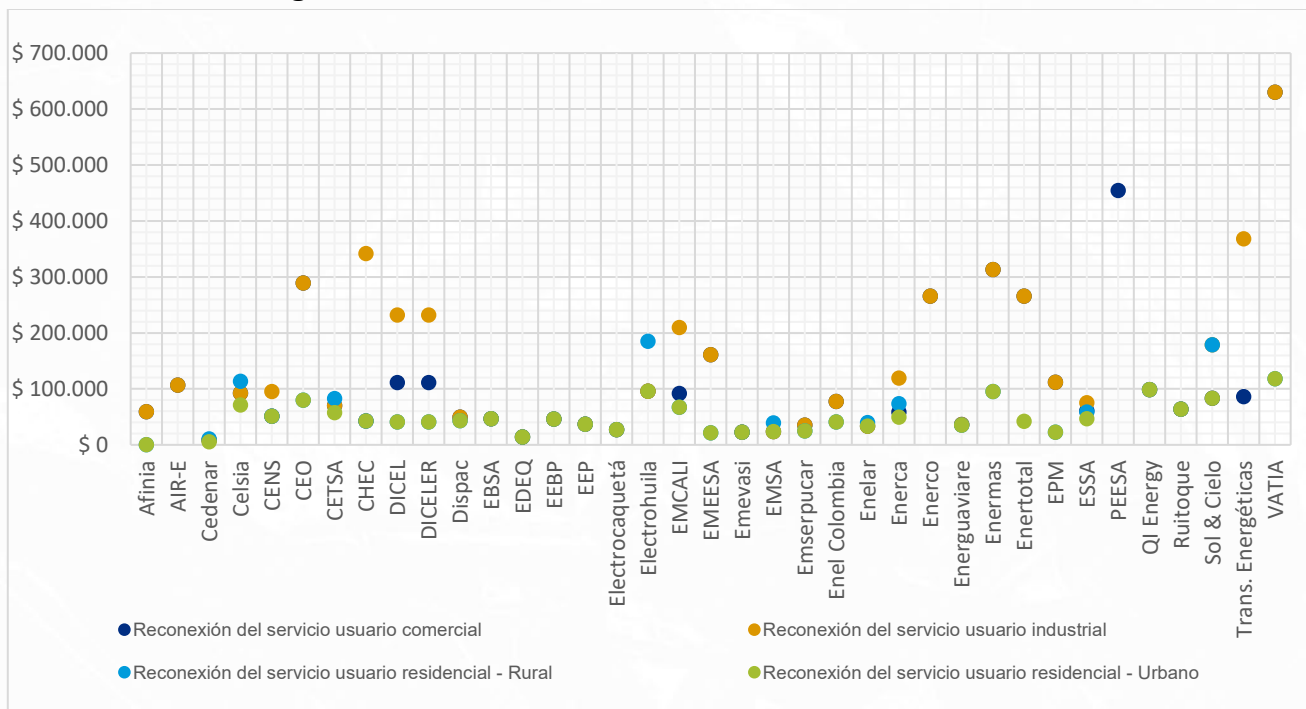


4.3 Reconexión del servicio

Como se mencionó en el numeral 2.4, para que exista la reconexión del servicio de energía eléctrica, previamente debió haberse dado la suspensión de este. Bajo ese panorama, se entiende que las actividades de suspensión y reconexión son independientes; que la reconexión, por definición, es la reinstalación del servicio cuando este haya sido previamente suspendido y que únicamente en ese escenario es procedente la aplicación del cobro por reconexión del servicio.

En la Figura 84 se observan los precios de reconexión cobrados por cada comercializador de energía eléctrica en el año 2023, para estas categorías: usuario residencial rural, usuario residencial urbano, usuario comercial y usuario industrial.

Figura 84. Precios de la reconexión del servicio – 2023.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

En la Figura 84 se puede observar que, para los usuarios del sector industrial, el costo de la reconexión del servicio es mucho más alto en comparación con los otros sectores. Se destaca en la figura los costos de la empresa Vatia para la reconexión del usuario industrial y comercial, ambos por \$ 630 024 y de PEESA al usuario comercial por \$ 454 554 (PEESA solo reporta información de costos de reconexión para ese tipo de usuarios).



Tabla 45. Precios promedio de la reconexión del servicio – 2023

Tipo de Usuario	Valor promedio (\$)	Valor mínimo (\$)	Empresa	Valor Máximo (\$)	Empresa
Residencial Urbano	\$ 49.511	\$ 5.322	Cedenar	\$ 118.129	Vatia
Residencial Rural	\$ 59.898	\$ 10.645	Cedenar	\$ 184.993	Electrohuila
Industrial	\$ 136.892	\$ 7.984	Cedenar	\$ 630.024	Vatia
Comercial	\$ 114.276	\$ 7.984	Cedenar	\$ 630.024	Vatia

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Para el año 2022, se tenía que, para todos los casos, la empresa que tenía los mayores costos por la actividad de reconexión del servicio era el comercializador Spectrum, Esta misma empresa para la vigencia 2021 reportó, para el caso de los usuarios del sector residencial e industrial, valores por el concepto de reconexión de \$ 535 500. Igual que para el año 2022, se mantuvo con los precios más altos. En comparación, para el año 2023 Spectrum no reportó información en el formato T14 por lo que no se tiene conocimiento del comportamiento de sus costos. Así las cosas, lo que se puede evidenciar para 2023, son los costos del agente Vatia, los cuales, en tres de los cuatro escenarios, tiene los costos de reconexión más altos del país.

Otro hecho por destacar, tiene que ver con los costos mínimos donde, en todos los casos, es el agente Cedenar quien reporta los menores costos y, adicionalmente, se mantuvo en los mismos valores aplicados en el 2022.

El incremento promedio para la actividad de reconexión fue alrededor de \$ 7600. Cabe destacar algunos casos particulares respecto de la información reportada para los años 2022 y 2023:

- Afinia, Cedenar, EMEESA, Sol & Cielo y Transacciones Energéticas, mantuvieron los mismos precios de reconexión reportados para el año 2022 para las cuatro categorías que se presentan en este informe.
- CEO incrementó los costos en todas las categorías como sigue: \$ 187.645, \$ al usuario comercial; 147.438 al usuario industrial; \$ 32.925 al usuario residencial rural y \$ 46.318 al usuario residencial urbano. Comparado con el año 2022, lo anterior representa incrementos de 185,14%, 104,15%, 70,69%, 139,59%, para cada categoría, respectivamente.



- Las empresas Dispac, EBSA, Enerco, Energuaviare, Enertotal, QI Energy, Ruitoque, y Vatia, incrementaron los precios en cada una de las categorías en 13,2%.
- Enel Colombia incrementó el precio de reconexión al usuario residencial, tanto rural como urbano en 11,12% y disminuyó el precio a los usuarios industriales y comerciales en 28,38%.
- EDEQ redujo sus precios en todas las categorías en un 8,33%. ESSA redujo sus costos en 0,7%.
- CELSIA redujo sus costos en 60,24% para los usuarios comerciales, 63,2% para los usuarios industriales, 41,12% para los usuarios residenciales rurales, pero incrementó el precio a los usuarios residenciales urbanos en un 81,63%. Caso similar ocurrió con CETSA quien redujo sus costos en 69,83% para los usuarios comerciales, 72,07% para los usuarios industriales, 57,02% para los usuarios residenciales rurales, pero incrementó el precio a los usuarios residenciales urbanos en un 46,2%.
- Otros incrementos iguales en todas las categorías los reportaron: ElectroHuila(5%), EEP (6,32%), EEBP (12,2%), Diceler (16%), ElectroCaquetá(16%), EMSA (18,5%), Emevasi (19,27%) y EPM (20%).

En la Tabla 54 del anexo 1 se presentan los costos por reconexión del servicio de energía eléctrica por sector para cada empresa para la vigencia 2022.

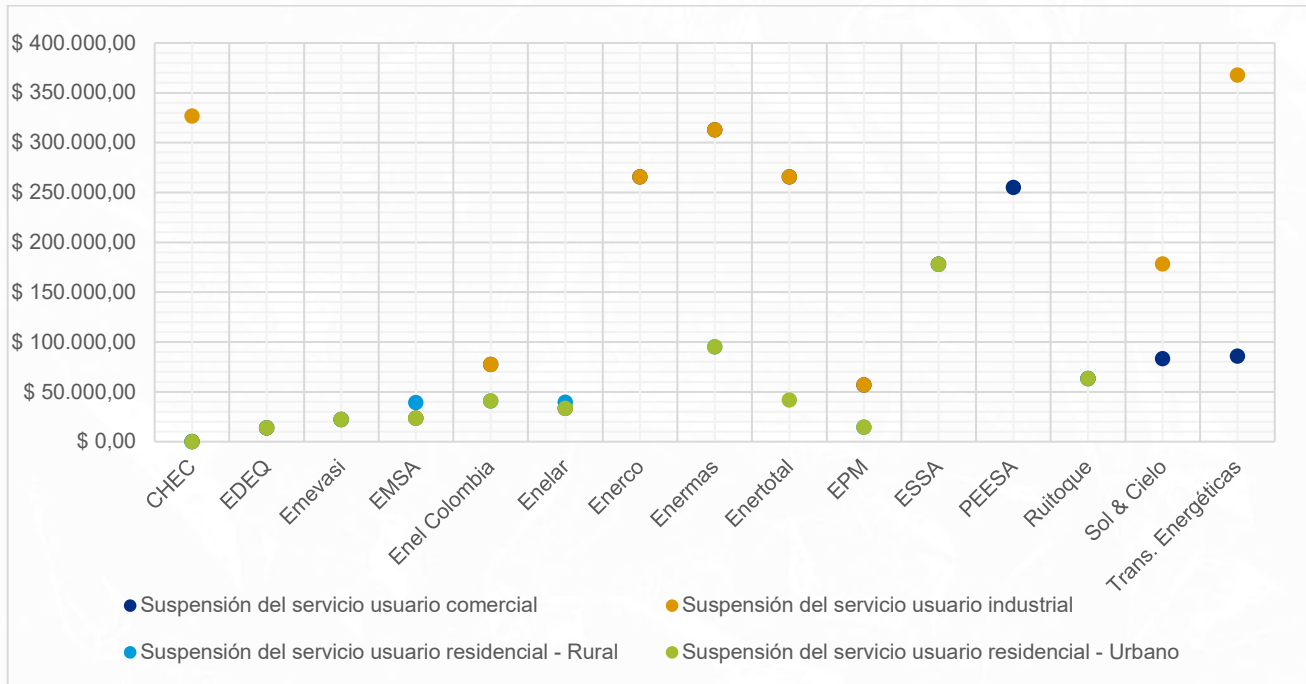
4.4 Suspensión del servicio

En el sentido en que la suspensión del servicio es una actividad conexas, pero independiente a la reconexión, algunos prestadores también aplican cargos al usuario por la actividad de suspensión del servicio. En la Figura 85 se observan los precios de suspensión del servicio de energía eléctrica cobrados por cada comercializador en el año 2023 por tipo de usuario.

De las empresas que reportaron información para la vigencia 2023 en el formato T14 de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021, aquellas que reportan algún cargo por concepto de suspensión del servicio se muestran en la Figura 85.



Figura 85. Precios por suspensión del servicio – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

En la Tabla 46 se muestran los precios promedio de los cobros por suspensión del servicio.

Tabla 46. Precios promedio de la suspensión del servicio – 2023

Tipo de Usuario	Valor promedio (\$)	Valor mínimo (\$)	Empresa	Valor Máximo (\$)	Empresa
Residencial Urbano	\$ 52.692	\$ 13.880	EDEQ	\$ 177.975	ESSA
Residencial Rural	\$ 56.336	\$ 13.880	EDEQ	\$ 177.975	ESSA
Industrial	\$ 156.205	\$ 13.880	EDEQ	\$ 368.000	Transacciones Energéticas
Comercial	\$ 124.147	\$ 13.880	EDEQ	\$ 312.958	Enermas

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

En comparación con lo reportado por las empresas para el año 2022, se tienen las siguientes observaciones:

- Enerco, Enertotal, ESSA y Ruitoque aumentaron sus precios en 13,12%; EMSA incrementó sus precios en 18,5%; Emevasi incrementó un 19,7% y EPM incrementó sus precios en promedio un 20%.
- Transacciones Energéticas y Sol & Cielo mantuvieron los precios de 2022.



- ENEL Colombia disminuyó los costos de suspensión a los usuarios residenciales e industriales en un 28%, correspondiente a \$30 729; e incrementó los costos a los usuarios residenciales en 11,12% correspondiente a \$ 4084.
- El incremento porcentual más alto lo tuvo CHEC con un 29,73% para el usuario industrial, lo que corresponde a \$ 74 900, pasando de \$ 251 900 en 2022 a \$ 326 800 en 2023.
- En contraste, EDEQ disminuyó sus precios en 8,33% fijando sus precios en \$ 13 800.

En la Tabla 55 del anexo 1 se reportan los precios de la suspensión del servicio por empresa para cada tipo de usuario.

4.5 Revisión e inspección de equipos de medida

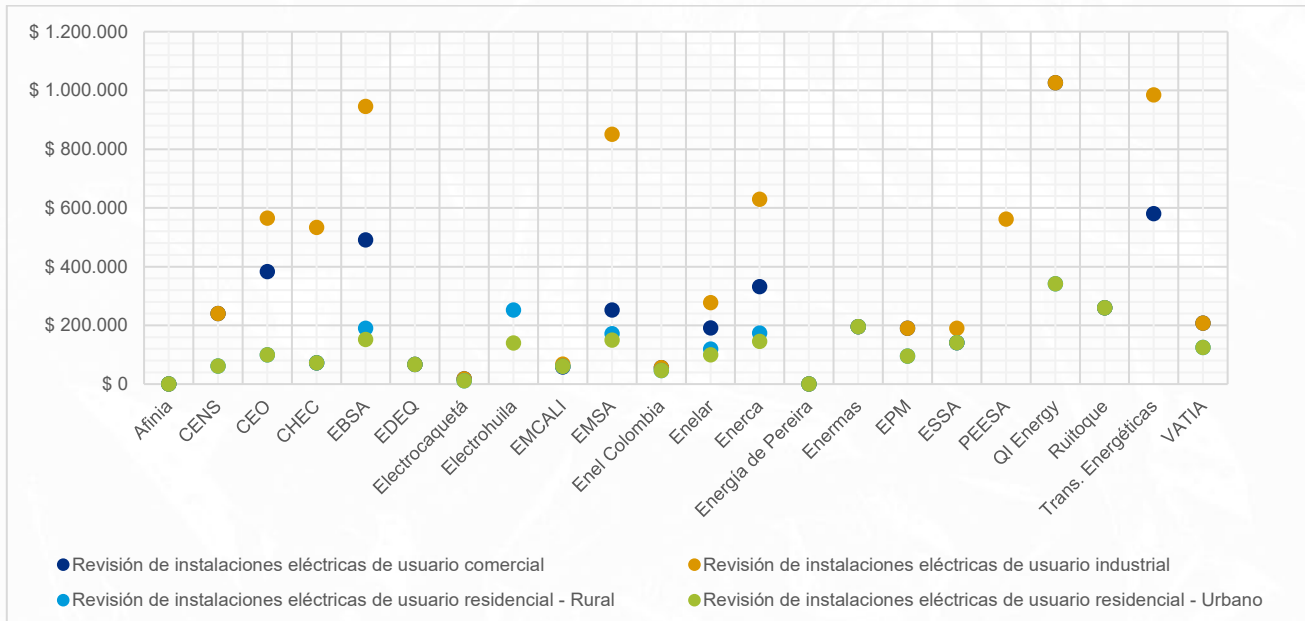
La información que remiten los prestadores sobre la revisión e inspección está dividida en dos actividades diferentes: 1) la revisión correspondiente a la instalación eléctrica y 2) la revisión del equipo de medida. Para cada una de dichas actividades se presenta a continuación la información y análisis correspondiente.

4.5.1 Revisión de la instalación eléctrica

En primer término, la Figura 86 muestra la relación de los costos de los diferentes prestadores por el servicio de revisión de la instalación eléctrica.



Figura 86. Precios por revisión de la instalación eléctrica – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

En la Figura anterior se observa que, como era de esperarse, para los usuarios industriales la revisión de la instalación eléctrica es la que presenta el mayor valor. Sin embargo, se presentan enormes diferencias entre los valores que reportan las empresas para los diferentes tipos de usuarios. La información del promedio del costo de la revisión y de los valores mínimos y máximos se relaciona en la Tabla 47.

Tabla 47. Precios promedio de la revisión de la instalación – 2023

Tipo de Usuario	Valor promedio (\$)	Valor mínimo (\$)	Empresa	Valor Máximo (\$)	Empresa
Residencial Urbano	\$ 125.866	\$ 11.345	Electrocaquetá	\$ 342.125	QI Energy
Residencial Rural	\$ 138.045	\$ 11.345	Electrocaquetá	\$ 342.125	QI Energy
Industrial	\$ 414.036	\$ 18.264	Electrocaquetá	\$ 1.026.375	QI Energy
Comercial	\$ 264.680	\$ 18.264	Electrocaquetá	\$ 1.026.375	QI Energy

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Como se puede observar en la Tabla 47, las diferencias entre los valores mínimo y máximo difieren enormemente. Por ejemplo, para el caso de los usuarios del sector industrial, el precio de la revisión reportado por la empresa QI Energy, es 56 veces el valor que reporta ElectroCaquetá. Esa misma situación se presenta en el sector comercial.

De la información remitida por las empresas para el año 2023, en comparación con lo reportado para el año 2022 se obtuvieron las siguientes observaciones:



- EBSA, EMSA, ESSA, QI Energy y VATIA aumentaron los costos de la revisión a la instalación en 13,12%. Sin embargo, es importante observar las diferencias en los costos que maneja cada una de ellas, ya que, por ejemplo, para el caso de los usuarios comerciales, ESSA reporta costos de \$ 141 328 mientras que QI Energy reporta costos de \$ 1 026 375.
- Otros incrementos constantes en todas las modalidades de revisión los reportaron CENS con 14,27%, ElectroHuila con 16%, ENEL Colombia con 10,18% para los usuarios residenciales y 10,26% para los usuarios comerciales e industriales,
- CHEC con 32,54% (aunque para la revisión del usuario industrial el aumento fue de 37,93%) y, finalmente, el mayor incremento porcentual lo tuvo Ruitoque con 34,61%.
- EPM disminuyó en 8,6% el costo de las revisiones para los usuarios comerciales e industriales, pero incrementó en 34% el costo para los usuarios residenciales. Este es un hecho similar al de EMCALI que reportó disminución de 3,26% para el usuario comercial, 85,07% para el usuario industrial, e incrementó el costo al usuario residencial en 19,4%.
- Transacciones Energéticas reportó los mismos costos que en 2022. Sin embargo, hay que considerar que reportó el costo más alto en 2022 para la revisión de la instalación al usuario industrial y para el usuario comercial el costo fue de \$580 000 estando en segundo lugar después de QI Energy.

En la Tabla 56 del anexo 1 se presenta la información de los costos asociados a la revisión de la instalación eléctrica por empresa según el tipo de usuario.

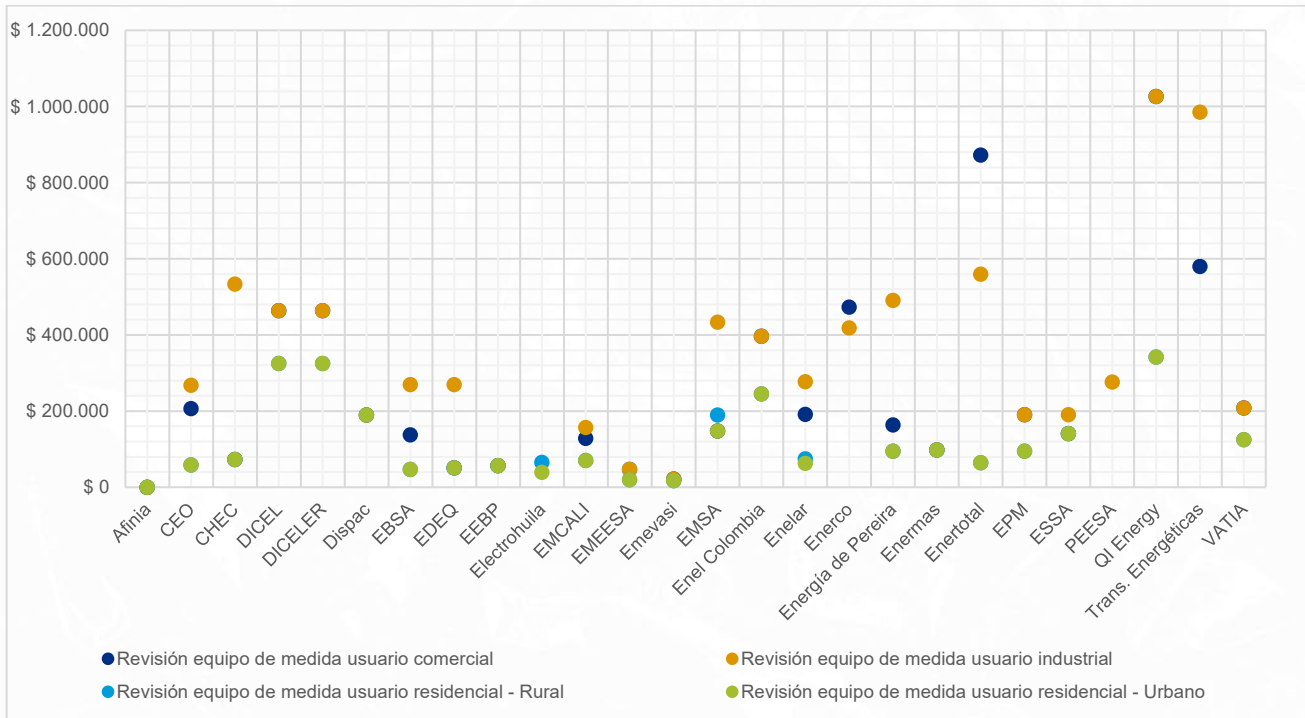
4.5.2 Revisión del equipo de medida

En la Figura 87 se presentan los costos asociados a la revisión de los equipos de medida.

Nuevamente, se observa que los precios más elevados por la actividad de revisión del equipo de medida corresponden a los usuarios del sector comercial e industrial.



Figura 87. Precios por revisión del equipo de medida – 2023



Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Los precios promedio, máximo y mínimo, y las empresas que los ofrecen, se reportan en la Tabla 48.

Tabla 48. Precios promedio de la revisión del equipo de medida – 2023

Tipo de Usuario	Valor promedio (\$)	Valor mínimo (\$)	Empresa	Valor Máximo (\$)	Empresa
Residencial Urbano	\$ 122.226	\$ 17.690	EMEVASI	\$ 342.125	QI Energy
Residencial Rural	\$ 125.854	\$ 17.690	EMEVASI	\$ 342.125	QI Energy
Industrial	\$ 345.457	\$ 21.660	EMEVASI	\$ 1.026.375	QI Energy
Comercial	\$ 275.128	\$ 21.660	EMEVASI	\$ 1.026.375	QI Energy

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Si se compara la Tabla 47 con la Tabla 48, los costos, según el tipo de usuario, son similares entre las actividades de revisión de la instalación y de la medición. En las dos situaciones QI Energy es quien reporta los costos más altos y mantiene los mismos valores para las dos actividades dependiendo del tipo de usuario. Para los años 2022 y 2023, se mantuvo la tendencia de precios y fueron las mismas empresas tanto en los reportes más bajos como en los más altos.

De la información remitida por las empresas para el año 2023, en comparación con lo reportado para el año 2022, se encontraron las siguientes observaciones:



- EBSA, ESSA, Energía de Pereira, ElectroHuila, Enertotal, QI Energy, Vatia y EMSA aumentaron los costos en todas las categorías en un 13,12%, aunque EMSA disminuyó los costos de revisión para el usuario industrial en un 27,9%.
- Otros incrementos iguales en todas las categorías los hicieron Dixel y Dixeler con 16%, EEBP con 14%, EMEVASI con 19,35%, Enermas con 12,26%, ENERCO con 7,1%. Enel Colombia aumentó el precio del usuario industrial y comercial en 27,29%, y en 14,16% para el usuario residencial.
- EMCALI disminuyó los costos en 27,11% para el usuario residencial, 29,62% para el usuario industrial. En contraste, aumentó el precio para el usuario comercial en 32,56%.
- Enertotal aumentó el precio para el usuario industrial y comercial en 13,12%, y para el usuario residencial el aumento fue del 46,46%.
- EPM disminuyó el precio para el usuario industrial y comercial en 8,6% y aumentó el precio a usuario residencial en 34%.
- Dispac reporta descuento del 51,93% para los usuarios industriales y comerciales; para el usuario residencial mantuvo los mismos costos de 2022.
- CHEC incrementó los costos al usuario residencial y comercial en 32,54%, para el usuario industrial el aumento reportado fue del 37,93%.
- EDEQ aumentó el precio 11,24% para los usuarios residenciales y comerciales; para el industrial reportó un incremento del 485,8%. Pasando de \$ 45 969 a \$ 269 286.
- El aumento más alto en términos de porcentaje, después de EDEQ, fue el de CEO con 83,83% al usuario residencial. Al usuario comercial le aumentó en 26,32% y al usuario industrial le disminuyó el precio en 3,11%

En la Tabla 57 del anexo 1 se reportan los precios de la revisión del equipo de medida por empresa y tipo de usuario para el año 2023.

De manera general, es importante tener muy presente que los costos presentados en este informe son tomados de la información que reportan las empresas en los formatos dispuestos para ello y que reposan en el SUI. **Se aconseja siempre al usuario revisar en las páginas de los respectivos comercializadores los costos asociados a la conexión ya que dichos costos deben estar publicados en las páginas WEB y estos**



corresponden a los valores que pueden ser trasladados al usuario, según sea el caso.



5 INFRAESTRUCTURA PARA LA REVISIÓN DE MEDIDORES

Manteniendo la misma línea del informe Diagnóstico de Medición de vigencias anteriores, y por ser de interés del público general, se presenta en este documento un reporte de la infraestructura con la que cuenta el país respecto a la calibración y revisión de los medidores que se encuentran acreditados por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia (ONAC).

5.1 Laboratorios de calibración

En términos del ONAC:

*Esta actividad de evaluación de la conformidad busca **comparar los valores de medición de un equipo con el valor aportado por un patrón de referencia, bajo condiciones específicas**. Lo anterior, permite evidenciar las posibles desviaciones que puedan existir a la hora de medir la magnitud en cuestión²⁴.*

Los laboratorios de calibración acreditados tienen como objetivo principal prestar servicios de calibración de instrumentos empleados en la medición de energía eléctrica, para garantizar la correcta precisión y exactitud en la medida registrada.

Solo los laboratorios acreditados por la Organismo Nacional de Acreditación de Colombia (ONAC) pueden asegurar la trazabilidad y fiabilidad de los resultados de las calibraciones. A su vez, estos cuentan con la competencia para demostrar si se cumplen los requisitos especificados relativos a un producto, en este caso, los instrumentos de medición que son objeto de calibración.

Para las calibraciones realizadas a los equipos de medida se tiene como referencia el documento normativo NTC 2423:2017 (Equipo de prueba para medidores de energía eléctrica), NTC 4856:2018 (Verificación inicial y posterior de medidores de energía) y NTC 2207:2012 (Transformadores de instrumentos. Requisitos adicionales para

²⁴ [Guía práctica para los reguladores sobre el uso de la evaluación de la conformidad acreditada](#)



transformadores de tensión inductivos) y NTC 6328:2019 (Verificación inicial y posterior de transformadores para instrumentos de medida), donde se detallan las siguientes características a tener en cuenta en las pruebas de calibración a los medidores de energía:

- Intervalo de medición
 - Rango de tensión [V]
 - Rango de corriente [A]
- Incertidumbre expandida de medida
- Instrumento a calibrar
 - Tipo de medidor (electromecánico, electrónico)
 - Tipo de energía (medidores de energía activa, reactiva)
 - Tipo de conexión (monofásicos, bifásicos, trifásicos)
- Clase de exactitud (0,2 S; 0,5; 0,5 S, 1, 2, 3)
- Instrumentos, equipos patrones utilizados
 - Tipo de medidor y conexión
 - Número de serie

En la Tabla 49 se presenta listado vigente de laboratorios acreditados por el ONAC para la calibración de medidores de energía eléctrica.

Tabla 49. Laboratorios de Calibración con acreditación del ONAC

LABORATORIOS DE CALIBRACIÓN	CIUDAD
AIR-E SAS ESP	Barranquilla
CAM COLOMBIA MULTISERVICIOS SAS - CAM MULTISERVICIOS	Bogotá, D. C.
CELSIA COLOMBIA SA ESP	Yumbo
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS SA ESP	Manizales
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP	Cúcuta
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE SAS ESP	Popayán
DIGITRON LTDA.	Bogotá, D. C.
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER SA ESP	Bucaramanga
ELGAMA SISTEMOS DE COLOMBIA SAS (ELGSIS)	Bogotá, D. C.
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ SA ESP	Tunja
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI EICE ESP ²⁵	Cali
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN ESP	Medellín

²⁵ Acreditado con suspensión parcial voluntaria



LABORATORIOS DE CALIBRACIÓN	CIUDAD
INDUSTRIA ELÉCTRICA DEL CAUCA SAS (INELCA)	Yumbo
INPEL SA	Cali
METER LAB SAS	Bogotá, D. C.
METREX SA	Popayán
METROBIT LTDA.	Bogotá, D. C.
PINE COM ASIA PCA COLOMBIA SAS	Bogotá, D. C.
SERVIMETERS SAS	Bogotá, D. C.
VERITEST SAS	Bogotá, D. C.

Fuente: ONAC²⁶. Elaboración DTGE

5.2 Laboratorios de ensayo

En términos de lo expuesto por el ONAC:

*La realización de pruebas de ensayo es una actividad de evaluación de la conformidad que **permite medir y determinar una o más características de un objeto, a través de un procedimiento ya establecido** (normas nacionales, internacionales, o procedimientos propios del laboratorio), permitiendo verificar el cumplimiento de los requisitos exigidos. En algunos casos, los ensayos complementan otras actividades de evaluación de la conformidad, como la certificación de producto o las inspecciones²⁷.*

En consecuencia, el ONAC maneja como criterio de evaluación lo establecido en la norma internacional ISO/IEC 17025, cuyo objetivo es garantizar que las entidades cuenten con una infraestructura, estructura organizacional y personal competente, entre otros requisitos, para realizar los ensayos con calidad, entregando resultados precisos y confiables.

Para las pruebas realizadas a los equipos de medida se tiene como referencia el documento normativo NTC 4856:2018, donde se detallan los siguientes ensayos y respectivas técnicas:

- Funcionamiento sin carga

²⁶ Información disponible en: [Directorio de acreditados](#)

²⁷ [Guía práctica para los reguladores sobre el uso de la evaluación de la conformidad acreditada](#)



- Método de conteo de revoluciones
- Método de conteo de pulsos
- Método de indicador de ausencia de carga
- Arranque
 - Método de revoluciones o pulsos
 - Método de Indicador de ausencia de carga
- Verificación de la constante
 - Método de dosificación de energía
- Propiedades dieléctricas
 - Método Directo

En la se muestra un listado de los laboratorios de ensayo para medidores de energía eléctrica acreditados por el ONAC.

Tabla 50. Laboratorios de ensayo acreditados por el ONAC

LABORATORIOS DE ENSAYO	CIUDAD
CELSIA COLOMBIA SA ESP	Yumbo
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS SA ESP	Manizales
DIGITRON LTDA.	Bogotá, D. C.
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER SA ESP	Bucaramanga
ELGAMA SISTEMOS DE COLOMBIA SAS (ELGSIS)	Bogotá, D. C.
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ SA ESP	Tunja
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI EICE ESP	Cali
INPEL SA	Cali
METREX SA	Popayán
METROBIT LTDA.	Bogotá, D. C.
PINE COM ASIA PCA COLOMBIA SAS	Bogotá, D. C.
SERVIMETERS SAS	Bogotá, D. C.
VERITEST SAS	Bogotá, D. C.

Fuente: ONAC²⁸. Elaboración DTGE.

²⁸ Información disponible en: [Directorio de acreditados](#)



6 Conclusiones

La cifra de usuarios sin medidor no cambia significativamente, es de particular atención el hecho de que a la fecha existan empresas con reportes de usuarios sin medidor por encima de lo que impone la Ley 142 de 1994 en su artículo 146.

Igual que para el año 2022, en 2023 se presentaron situaciones de estimación de consumo que son altamente significativas por parte de los prestadores AIR-E y Afinia ya que cada una de las dos aporta más de 1,6 millones de estimaciones.

En cuanto a la estimación del consumo reportada por ESSA, se da cuenta de que se complementa con lo reportado para diciembre de 2022, la empresa tuvo reportes de estimación muy altos en comparación a los otros reportes de la empresa, esto debido al ataque cibernético ocurrido a finales de 2022 y que por dos periodos mostró las cifras reportadas normalizando la gran mayoría de sus actividades de medición luego de dos periodos.

Dispac se sigue manteniendo como la empresa que mayor grado de estimación con relación al número de usuarios que atiende; si bien AIR-E y Afinia reportan los mayores números de usuarios estimados, ocupan el segundo y tercer lugar en la lista de las estimaciones con relación a sus usuarios.

En el anexo 2 se presentan de forma mensual los reportes de las estimaciones por periodo en cada uno de los municipios en los que presta el servicio la empresa, si bien se tiene una información extensa, permite evidenciar algunas situaciones muy particulares que pueden dar cuenta de falta medición por situaciones de orden público, otras situaciones en las cuales simplemente se tiene la actividad de estimación como hábito por parte del prestador, etc. Nuevamente, se menciona que, las aclaraciones respecto de lo expuesto corresponden a los prestadores.

Se presenta una enorme atipicidad en el reporte de los consumos de los usuarios del SIN en cada estrato residencial y sector socioeconómico, situación que se consideró que podía obedecer a malos reportes por parte de los prestadores o a una mala clasificación de los usuarios que atienden, situación que en términos de los agentes comercializadores se



supone correcta por lo que sencillamente se aborda dando el tratamiento estadístico apropiado.

Igual a como se mencionó para el análisis de consumo en 2022, en atención a los hábitos de consumo de los usuarios residenciales de los estratos 1, 2 y 3, llama la atención que, si bien los consumos promedios a nivel nacional tienden a ser similares entre los tres estratos, la dispersión es mayor para los usuarios del estrato 1; situación que, se presume, puede ser debida a que el costo de la tarifa para estos usuarios, al tener un mayor porcentaje de subsidio sobre el consumo de subsistencia²⁹, es más baja en comparación con los otros permitiendo a algunos usuarios menor restricción en cuanto a su propio consumo. Situación que se muestra similar en comparación a los consumos de los usuarios del estrato 2 cuya dispersión es mayor a la del estrato 3.

Se evidencia, como era de esperarse, que los consumos de los usuarios de la costa atlántica colombiana son mucho mayores al promedio nacional; la Empresa AIR-E, en general, tiene un promedio de dos veces el consumo promedio nacional. Sin embargo, es muy importante considerar el análisis realizado para esta empresa a razón de los argumentos presentados y el impacto que tiene la estimación del consumo en los usuarios de los estratos 1 y 2, hecho que impacta directamente en el promedio presentado.

En atención a lo ocurrido en años anteriores, las PQR por concepto de medición allegadas a las empresas se incrementaron 28,6% en el año 2021 respecto al año 2020, alcanzando un total 1 118 984. Sin embargo, la situación tuvo un incremento mucho más grande para el año 2022, alcanzando un total de 2 045 852 PQR, lo que representa un incremento del 182,83% en comparación con lo reportado en 2021. Cabe mencionar que, si bien en el mes de octubre de 2022 se tuvo un reporte significativamente mayor en comparación con el resto del año, para esos otros meses los niveles de PQR se mantuvieron muy cercanos entre ellos, por lo que esa cifra total no corresponde a algún periodo atípico, sino a una práctica de los usuarios que llevó a esos resultados. Para 2023, se tuvo una disminución

²⁹ Definido en la Resolución UPME 0355 de 2004.



del 2,2% que, si bien no es una cifra representativa, es importante a razón de la fuerte diferencia que se tuvo comparando a 2022 con 2021.

La regulación actual contempla un nivel de usuarios con medición inteligente para el año 2030 del 75%; más que eso; usuarios que se encuentren dentro de la infraestructura de medición avanzada AMI, que, como bien se sabe, no comprende únicamente la medición mediante un medidor inteligente. Sin embargo, el avance de la AMI es preocupante a razón del poco avance, situación debida, en parte, a la falta de expedición de los procedimientos y formatos por parte del regulador para la presentación de los planes de despliegue, así como de la resolución modificatoria a la Resolución CREG 101 001 de 2022.

Finalmente, cabe hacer mención de la pobre calidad de la información que se remite en el SUI por parte de algunos prestadores. Se evidencian situaciones de reporte de información con irregularidades muy notorias en contra de su obligación del reporte oportuno, veraz y completo de la información establecida en las resoluciones correspondientes de cargue al SUI.



7 Recomendaciones

Una de las primeras medidas que se recomienda a los prestadores del servicio de energía eléctrica, es tener presente la información requerida en la masiva para la realización del presente informe diagnóstico. Es importante que las empresas lleven un registro actualizado de los datos que se les solicita para la elaboración del informe en las vigencias posteriores. Dicho esto, se espera que, para la siguiente entrega de este informe, las empresas hayan puesto atención a los hallazgos referentes a la entrega de información y esta se haga de manera apropiada reflejando la realidad de lo solicitado.

Como complemento a lo anterior, se aconseja a los agentes comercializadores de energía realizar la verificación en detalle de los datos cargados y, en caso de que aplique, proceder a solicitar las reversiones a que haya lugar, con el objetivo de unificar la información suministrada en cumplimiento con lo dispuesto en la normatividad, so pena del inicio de las actuaciones administrativas que correspondan. Lo anterior, para los valores cobrados a los usuarios finales en los servicios adicionales prestados, como: venta de equipos de medida y materiales, calibración de dispositivos de medición, revisión de medidores e inspección de instalaciones, suspensión y reconexión del servicio; toda vez que, muchos de los precios se encuentran por muy encima del promedio reportado por las ESP durante años anteriores al SUI.

Se sugiere tener presente que, la información del estrato y/o sector de un usuario se encuentra contenida en el Formato TC1 cuya responsabilidad de reporte recae sobre el Operador de Red y la información de consumos y tipo de tarifa (regulada o no regulada) de los usuarios se encuentra contenida en el Formato TC2 cuya responsabilidad recae sobre el comercializador. Así las cosas, se encuentran situaciones donde usuarios con altos consumos o no regulados están clasificados en estratos residenciales evidenciando una desconexión total en el relacionamiento entre Operador de Red y Comercializador. Dicho lo anterior, se hace una invitación a todos los responsables del reporte de estos dos formatos para que validen, como mejor lo consideren, que sus usuarios se encuentran debidamente reportados en el SUI con el fin de mejorar la calidad de la información de facturación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el país.



En los reportes de los precios de los equipos de medida se pone de presente el precio que ofrece cada prestador por cada tipo de medidor de conformidad con las clasificaciones de estos. Sin embargo, se advierte a los usuarios tener en cuenta, , además de los precios que ofrecen los prestadores, las marcas y las características técnicas de los equipos, para que, de esta manera puedan ejercer su derecho a la libre elección del prestador de bienes y servicios.



Anexo 1. Tablas complementarias

A continuación, se presentan en detalle las tablas con la información más relevante que complementan los análisis presentados en el documento.

Tabla 51. Siglas de las empresas

Empresa	ABREVIATURA
Air-E SAS ESP	AIR-E
Caribemar de la Costa SAS ESP	AFINIA
Celsia Colombia SA ESP	CELSIA COLOMBIA
Central Hidroeléctrica de Caldas SA ESP BIC	CHEC
Centrales Eléctricas de Nariño SA ESP	CEDENAR
Centrales Eléctricas del Norte de Santander SA ESP	CENS
Compañía de Electricidad de Tuluá SA ESP	CETSA
Compañía Energética de Occidente SAS ESP	CEO
Electrificadora de Santander SA ESP	ESSA
Electrificadora del Caquetá SA ESP	ELECTROCAQUETÁ
Electrificadora del Huila SA ESP	ELECTROHUILA
Electrificadora del Meta SA ESP	EMSA
Empresa de Energía de Arauca	ENELAR
Empresa de Energía de Boyacá SA ESP	EBSA
Empresa de Energía de Casanare SA ESP	ENERCA
Empresa de Energía de Pereira SA ESP	ENERGÍA DE PEREIRA
Empresa de Energía del Quindío SA ESP	EDEQ
Empresa de Energía del Bajo Putumayo SA ESP	EEBP
Empresa de Energía del Putumayo SA ESP	EEP
Empresa de Energía del Valle de Sibundoy SA ESP	EMEVASI
Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare SA ESP	ENERGUAVIARE
Empresa Distribuidora del Pacífico SA ESP	DISPAC
Empresa Municipal de Energía Eléctrica SA ESP	EMEESA
Empresas Municipales de Cali EICE ESP	EMCALI
Empresas Públicas de Medellín ESP	EPM
Enel Colombia SA ESP	ENEL Colombia
Enerco SA ESP	ENERCO
Enertotal SA ESP	ENERTOTAL
Profesionales en Energía SA ESP	PEESA
QI Energy SAS ESP	QI ENERGY
Ruitoque SA ESP	RUITOQUE
Spectrum Renovaveis SAS ESP	RENOVATIO
Transacciones Energéticas SAS ESP	Transacciones Energéticas
Vatia SA ESP	VATIA

Fuente: SUI. Elaboración DTGE



Tabla 52. Precios de medidores de energía eléctrica por prestador – 2023

EMPRESA	MEDIDOR ELECTROMECAÁNICO				MEDIDOR ELECTRÓNICO			
	1F 2H	1F 3H	2F 3H	3F 4H	1F 2H	1F 3H	2F 3H	3F 4H
Afinia	\$ 127.436	\$ 120.570	\$ 212.153	\$ 201.085	\$ 127.436	\$ 120.570	\$ 212.153	\$ 201.085
AIR-E	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 120.043	\$ 110.506	\$ 261.570	\$ 310.615
CEDENAR	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 239.785		\$ 539.700	\$ 596.137
CELSIA	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 108.681	\$ 75.236	\$ 290.344	\$ 0
CENS	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 136.635	\$ 118.472
CEO	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 69.200	\$ 0	\$ 224.600	\$ 266.200
CETSA	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 108.681	\$ 75.236	\$ 290.344	\$ 0
CHEC	\$ 0	\$ 49.100	\$ 196.500	\$ 212.500	\$ 42.900	\$ 71.800	\$ 196.500	\$ 212.500
DICEL	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 186.140	\$ 0	\$ 186.140	\$ 186.140
DICELER	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 186.140	\$ 0	\$ 186.140	\$ 186.140
DISPAC	\$ 143.382	\$ 0	\$ 267.599	\$ 292.919	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
EBSA	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 71.000	\$ 0	\$ 0	\$ 222.108
EDEQ	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 55.146	\$ 0	\$ 257.192	\$ 280.501
EEP	\$ 85.000	\$ 0	\$ 0	\$ 278.000	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
ELECTROCAQUETÁ	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 89.957	\$ 106.427	\$ 293.576	\$ 362.431
ELECTROHUILA	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 77.340	\$ 0	\$ 237.581	\$ 258.191
EMCALI	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 115.416	\$ 0	\$ 306.668	\$ 481.672
EMSA	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 83.641	\$ 0	\$ 200.539	\$ 235.910
ENEL COLOMBIA	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 71.679	\$ 0	\$ 169.379	\$ 1.146.512
ENELAR	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 134.941	\$ 232.177	\$ 284.998	\$ 321.982
ENERCA	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 174.147	\$ 0	\$ 350.954	\$ 346.204
ENERCO	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 1.002.000
ENERGÍA DE PEREIRA	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 101.513	\$ 210.115	\$ 337.955	\$ 445.127
ENERMAS	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 1.404.200
ENERTOTAL	\$ 103.381	\$ 0	\$ 296.041	\$ 330.933	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 998.555
EPM	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 51.450	\$ 72.630	\$ 407.900	\$ 112.900
ESSA	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
QI ENERGY	\$ 88.679	\$ 88.679	\$ 256.345	\$ 256.345	\$ 88.679	\$ 88.679	\$ 256.345	\$ 256.345
RUITOQUE	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 1.067.800
SOL & CIELO	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 812.335
TRANSACCIONES ENERGÉTICAS	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 740.000
VATIA	\$ 0	\$ 135.069	\$ 135.069	\$ 143.600	\$ 156.396	\$ 156.396	\$ 173.457	\$ 173.457

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Tabla 53. Precios de calibración de medidores de energía eléctrica – 2023

EMPRESA	MEDIDOR ELECTROMECAÁNICO				MEDIDOR ELECTROMECAÁNICO			
	1F 2H	1F 3H	2F 3H	3F 4H	1F 2H	1F 3H	2F 3H	2F 3H
Afinia	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
AIR-E	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 32.273	\$ 32.273	\$ 40.341	\$ 48.409
Celsia	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 35.954	\$ 35.954	\$ 46.737	\$ 89.882



EMPRESA	MEDIDOR ELECTROMECAÁNICO				MEDIDOR ELECTROMECAÁNICO			
	1F 2H	1F 3H	2F 3H	3F 4H	1F 2H	1F 3H	2F 3H	2F 3H
CENS	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 19.161	\$ 19.161	\$ 20.348	\$ 21.581
CEO	\$ 33.100	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 20.700	\$ 24.900	\$ 28.000	\$ 33.100
CETSA	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 35.954	\$ 35.954	\$ 46.737	\$ 89.882
CHEC	\$ 16.900	\$ 16.900	\$ 28.600	\$ 42.000	\$ 16.900	\$ 16.900	\$ 28.600	\$ 42.000
DICEL	\$ 58.000	\$ 69.600	\$ 69.600	\$ 69.600	\$ 69.600	\$ 69.600	\$ 69.600	\$ 69.600
DICELER	\$ 58.000	\$ 69.600	\$ 69.600	\$ 69.600	\$ 69.600	\$ 69.600	\$ 69.600	\$ 69.600
EBSA	\$ 11.340	\$ 11.340	\$ 22.682	\$ 37.803	\$ 11.340	\$ 11.340	\$ 22.682	\$ 37.803
EDEQ	\$ 27.249	\$ 33.155	\$ 33.155	\$ 58.355	\$ 27.249	\$ 0	\$ 33.155	\$ 58.355
EEBP	\$ 19.000	\$ 19.000	\$ 30.700	\$ 40.600	\$ 19.000	\$ 19.000	\$ 30.700	\$ 40.600
Electrohuila	\$ 27.958	\$ 0	\$ 47.901	\$ 53.827	\$ 27.958	\$ 0	\$ 47.901	\$ 53.827
EMCALI	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 29.252	\$ 0	\$ 50.882	\$ 66.541
EMSA	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 62.780	\$ 0	\$ 62.780	\$ 62.780
Enel Colombia	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 18.970	\$ 0	\$ 0	\$ 151.849
Enelar	\$ 59.437	\$ 59.437	\$ 78.391	\$ 151.045	\$ 59.437	\$ 59.437	\$ 78.391	\$ 91.106
Enerco	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 105.802
Energía de Pereira	\$ 61.462	\$ 83.070	\$ 83.070	\$ 93.172	\$ 61.462	\$ 83.070	\$ 83.070	\$ 93.172
Enemas	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 106.208
Enertotal	\$ 33.038	\$ 0	\$ 46.293	\$ 77.943	\$ 33.038	\$ 0	\$ 46.293	\$ 77.943
EPM	\$ 12.000	\$ 12.000	\$ 20.600	\$ 28.100	\$ 8.200	\$ 8.200	\$ 21.000	\$ 22.700
ESSA	\$ 17.914	\$ 28.285	\$ 28.285	\$ 37.711	\$ 17.914	\$ 28.285	\$ 28.285	\$ 37.711
QI Energy	\$ 62.264	\$ 62.264	\$ 62.264	\$ 62.264	\$ 62.264	\$ 62.264	\$ 62.264	\$ 62.264
Ruitoque	\$ 60.554	\$ 60.554	\$ 95.324	\$ 112.299	\$ 60.554	\$ 60.554	\$ 95.324	\$ 112.299
VATIA	\$ 23.388	\$ 35.082	\$ 88.709	\$ 110.927	\$ 23.388	\$ 35.082	\$ 88.709	\$ 110.927

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Tabla 54. Precios de reconexión del servicio de energía eléctrica – 2023

EMPRESA	Usuario comercial	Usuario industrial	Usuario residencial - Rural	Usuario residencial - Urbano
Afinia	\$ 59.020	\$ 59.020	\$ 0	\$ 0
AIR-E	\$ 106.590	\$ 106.590	\$ 0	\$ 0
Cedonar	\$ 7.984	\$ 7.984	\$ 10.645	\$ 5.322
Celsia	\$ 92.226	\$ 92.226	\$ 113.179	\$ 71.273
CENS	\$ 50.910	\$ 95.217	\$ 50.910	\$ 50.910
CEO	\$ 289.000	\$ 289.000	\$ 79.500	\$ 79.500
CETSA	\$ 69.991	\$ 69.991	\$ 82.613	\$ 57.369
CHEC	\$ 42.400	\$ 341.900	\$ 42.400	\$ 42.400
DICEL	\$ 111.360	\$ 232.000	\$ 40.600	\$ 40.600
DICELER	\$ 111.360	\$ 232.000	\$ 40.600	\$ 40.600
Dispac	\$ 49.500	\$ 49.500	\$ 43.230	\$ 43.230
EBSA	\$ 46.328	\$ 46.328	\$ 46.328	\$ 46.328
EDEQ	\$ 13.880	\$ 13.880	\$ 13.880	\$ 13.880
EEBP	\$ 46.000	\$ 46.000	\$ 46.000	\$ 46.000
EEP	\$ 37.000	\$ 37.000	\$ 37.000	\$ 37.000
Electrocaquetá	\$ 27.001	\$ 27.001	\$ 27.001	\$ 27.001
Electrohuila	\$ 95.913	\$ 95.913	\$ 184.993	\$ 95.913
EMCALI	\$ 91.495	\$ 209.293	\$ 67.251	\$ 67.251
EMEESA	\$ 160.629	\$ 160.629	\$ 21.137	\$ 21.137



EMPRESA	Usuario comercial	Usuario industrial	Usuario residencial - Rural	Usuario residencial - Urbano
Emevasi	\$ 22.220	\$ 22.220	\$ 22.220	\$ 22.220
EMSA	\$ 23.527	\$ 23.527	\$ 39.213	\$ 23.527
Emserpucar	\$ 35.000	\$ 35.000	\$ 25.000	\$ 25.000
Enel Colombia	\$ 77.564	\$ 77.564	\$ 40.824	\$ 40.824
Enelar	\$ 33.372	\$ 33.372	\$ 39.713	\$ 33.372
Enerca	\$ 58.697	\$ 118.990	\$ 73.279	\$ 49.129
Enerco	\$ 265.795	\$ 265.795	\$ 0	\$ 0
Energaviare	\$ 36.300	\$ 36.300	\$ 35.200	\$ 35.200
Enermas	\$ 312.958	\$ 312.958	\$ 95.238	\$ 95.238
Enertotal	\$ 265.809	\$ 265.809	\$ 0	\$ 41.988
EPM	\$ 111.900	\$ 111.900	\$ 22.200	\$ 22.200
ESSA	\$ 60.764	\$ 74.852	\$ 58.202	\$ 46.676
PEESA	\$ 454.554	\$ 0	\$ 0	\$ 0
QI Energy	\$ 98.478	\$ 98.478	\$ 98.478	\$ 98.478
Ruitoque	\$ 63.363	\$ 63.363	\$ 63.363	\$ 63.363
Sol & Cielo	\$ 83.301	\$ 178.501	\$ 178.501	\$ 83.301
Trans. Energéticas	\$ 86.000	\$ 368.000	\$ 0	\$ 0
VATIA	\$ 630.024	\$ 630.024	\$ 118.129	\$ 118.129

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Tabla 55. Precios de suspensión del servicio de energía eléctrica – 2023

Empresa	Usuario comercial	Usuario industrial	Usuario residencial - Rural	Usuario residencial - Urbano
CHEC	\$ 0	\$ 326.800	\$ 0	\$ 0
EDEQ	\$ 13.880	\$ 13.880	\$ 13.880	\$ 13.880
Emevasi	\$ 22.220	\$ 22.220	\$ 22.220	\$ 22.220
EMSA	\$ 23.527	\$ 23.527	\$ 39.213	\$ 23.527
Enel Colombia	\$ 77.564	\$ 77.564	\$ 40.824	\$ 40.824
Enelar	\$ 33.372	\$ 33.372	\$ 39.713	\$ 33.372
Enerco	\$ 265.795	\$ 265.795	\$ 0	\$ 0
Enermas	\$ 312.958	\$ 312.958	\$ 95.238	\$ 95.238
Enertotal	\$ 265.809	\$ 265.809	\$ 0	\$ 41.922
EPM	\$ 57.100	\$ 57.100	\$ 14.600	\$ 14.600
ESSA	\$ 177.975	\$ 177.975	\$ 177.975	\$ 177.975
PEESA	\$ 255.187	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Ruitoque	\$ 63.363	\$ 63.363	\$ 63.363	\$ 63.363
Sol & Cielo	\$ 83.301	\$ 178.501	\$ 0	\$ 0
Trans. Energéticas	\$ 86.000	\$ 368.000	\$ 0	\$ 0

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Tabla 56. Precios de revisión de la instalación eléctrica – 2022

Empresa	Usuario comercial	Usuario industrial	Usuario residencial - Rural	Usuario residencial - Urbano
Afinia	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0



Empresa	Usuario comercial	Usuario industrial	Usuario residencial - Rural	Usuario residencial - Urbano
CENS	\$ 240.191	\$ 240.191	\$ 61.210	\$ 61.210
CEO	\$ 383.200	\$ 564.600	\$ 100.200	\$ 100.200
CHEC	\$ 72.500	\$ 533.500	\$ 72.500	\$ 72.500
EBSA	\$ 491.117	\$ 945.859	\$ 189.935	\$ 151.939
EDEQ	\$ 66.586	\$ 66.586	\$ 66.586	\$ 66.586
Electrocaquetá	\$ 18.264	\$ 18.264	\$ 11.345	\$ 11.345
Electrohuila	\$ 0	\$ 0	\$ 252.301	\$ 140.165
EMCALI	\$ 58.221	\$ 68.076	\$ 60.143	\$ 60.143
EMSA	\$ 252.551	\$ 850.232	\$ 171.829	\$ 150.293
Enel Colombia	\$ 56.218	\$ 56.218	\$ 46.564	\$ 46.564
Enelar	\$ 191.811	\$ 277.060	\$ 119.092	\$ 100.077
Enerca	\$ 331.989	\$ 628.938	\$ 174.175	\$ 145.622
Energía de Pereira	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Enermas	\$ 195.422	\$ 195.422	\$ 195.422	\$ 195.422
EPM	\$ 190.200	\$ 190.200	\$ 95.000	\$ 95.000
ESSA	\$ 141.328	\$ 190.371	\$ 141.328	\$ 141.328
PEESA	\$ 0	\$ 561.522	\$ 0	\$ 0
QI Energy	\$ 1.026.375	\$ 1.026.375	\$ 342.125	\$ 342.125
Ruitoque	\$ 260.258	\$ 260.258	\$ 260.258	\$ 260.258
Trans. Energéticas	\$ 580.000	\$ 985.000	\$ 0	\$ 0
VATIA	\$ 208.007	\$ 208.007	\$ 124.804	\$ 124.804

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Tabla 57. Precios de la revisión del equipo de medida – 2022

Empresa	Usuario comercial	Usuario industrial	Usuario residencial - Rural	Usuario residencial - Urbano
Afinia	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
CEO	\$ 206.400	\$ 268.300	\$ 58.500	\$ 58.500
CHEC	\$ 72.500	\$ 533.500	\$ 72.500	\$ 72.500
DICEL	\$ 464.000	\$ 464.000	\$ 324.800	\$ 324.800
DICELER	\$ 464.000	\$ 464.000	\$ 324.800	\$ 324.800
Dispac	\$ 189.655	\$ 189.655	\$ 189.655	\$ 189.655
EBSA	\$ 137.440	\$ 269.830	\$ 47.125	\$ 47.125
EDEQ	\$ 51.137	\$ 269.286	\$ 51.137	\$ 51.137
EEBP	\$ 57.000	\$ 57.000	\$ 57.000	\$ 57.000
Electrohuila	\$ 0	\$ 0	\$ 65.087	\$ 38.924
EMCALI	\$ 128.385	\$ 156.733	\$ 70.589	\$ 70.589
EMEESA	\$ 46.683	\$ 46.683	\$ 19.827	\$ 19.827
Emevasi	\$ 21.660	\$ 21.660	\$ 17.690	\$ 17.690
EMSA	\$ 148.025	\$ 433.402	\$ 189.791	\$ 148.025
Enel Colombia	\$ 396.655	\$ 396.655	\$ 245.472	\$ 245.472
Enelar	\$ 191.811	\$ 277.060	\$ 74.424	\$ 62.541
Enerco	\$ 472.835	\$ 418.547	\$ 0	\$ 0



Empresa	Usuario comercial	Usuario industrial	Usuario residencial - Rural	Usuario residencial - Urbano
Energía de Pereira	\$ 163.705	\$ 491.117	\$ 94.896	\$ 94.896
Enermas	\$ 97.711	\$ 97.711	\$ 97.711	\$ 97.711
Enertotal	\$ 872.436	\$ 559.425	\$ 64.525	\$ 64.525
EPM	\$ 190.200	\$ 190.200	\$ 95.000	\$ 95.000
ESSA	\$ 141.328	\$ 190.371	\$ 141.328	\$ 141.328
PEESA	\$ 0	\$ 276.455	\$ 0	\$ 0
QI Energy	\$ 1.026.375	\$ 1.026.375	\$ 342.125	\$ 342.125
Trans. Energéticas	\$ 580.000	\$ 985.000	\$ 0	\$ 0
VATIA	\$ 208.007	\$ 208.007	\$ 124.804	\$ 124.804

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Anexo 2. Detalle de la estimación por municipio

En esta sección se muestra el listado de comercializadores y de los municipios que atienden, para los cuales se presenta en el número de usuarios estimados en cada periodo del año 2023, esto, con base en la información reportada por los prestadores en el SUI y sin tener en cuenta al sector de «alumbrado público» ni al sector «provisional».

Tabla 58. Estimación del consumo de Afinia – 2023

Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Achi	565	567	576	522	565	585	608	598	747	661	645	591	7230
Agustín Codazzi	1107	1109	1163	1209	1180	1188	1234	1268	1321	1533	1481	1416	15209
Algarrobo	470	496	510	516	514	522	537	549	575	579	557	565	6390
Altos del Rosario	330	354	335	271	319	442	406	417	517	480	400	379	4650
Arenal	1550	1547	1552	1551	1552	1552	1553	1553	1555	1557	1581	1569	18672
Ariguani	907	944	503	1313	802	513	492	1112	969	1536	728	603	10422
Arjona	839	808	836	808	967	947	1004	1012	1147	1013	1020	1079	11480
Arroyohondo	216	214	228	205	225	285	223	215	222	226	239	243	2741
Astrea	451	466	452	437	466	498	516	558	572	639	1050	2022	8127
Ayapel	1084	1058	1023	1000	1277	1185	1148	1184	1236	1179	1039	1062	13475
Barranco de Loba	1042	1003	993	902	1044	968	969	1017	1044	1030	1059	1011	12082
Barranquilla	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	2
Becerril	1169	1166	1173	1171	1186	1163	1173	1244	1258	1289	1249	1269	14510
Bosconia	1481	1501	1432	1421	1535	1577	1535	1583	1624	1810	1695	1546	18740
Buenavista	784	715	701	691	757	782	803	868	814	899	719	643	9176
Caimito	653	640	503	531	522	558	584	556	684	650	651	584	7116
Calamar	1355	1190	1176	1115	1230	1360	1334	1311	1327	1302	1277	1357	15334
Canalete	273	208	221	186	381	350	442	500	440	2131	1315	967	7414
Cartagena de Indias	21619	21132	20424	21365	24457	26244	25493	25606	25915	27022	24937	26639	290853
Cerete	868	826	601	550	859	789	935	924	978	2976	4458	3869	18633



Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Chalan	52	51	49	54	63	61	68	65	70	75	79	72	759
Chima	143	126	119	118	150	161	192	182	228	224	242	218	2103
Chimichagua	973	963	996	1001	1014	978	949	971	995	1021	958	1014	11833
Chinú	660	653	669	682	711	887	826	771	802	884	764	771	9080
Chiriguana	953	959	936	937	996	1008	1012	1048	1145	1179	1182	1103	12458
Chivolo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31	31
Cicuco	501	426	445	434	433	491	548	531	540	509	491	509	5858
Ciénaga de Oro	510	484	405	390	525	694	761	684	696	5356	6434	5793	22732
Clemencia	142	142	166	159	176	184	175	184	189	186	179	179	2061
Coloso	198	196	212	201	201	217	231	251	246	256	236	256	2701
Córdoba	468	472	459	455	454	456	467	474	493	478	437	524	5637
Corozal	1543	1548	1584	1790	1579	1565	1595	1723	1673	1458	1423	1496	18977
Cotorra	149	121	126	121	161	184	184	208	190	215	243	252	2154
Coveñas	297	263	252	258	271	288	344	335	350	328	329	317	3632
Curumaní	1178	1291	1224	1199	1194	1184	1205	1376	1405	1430	1396	1359	15441
El Banco	1783	1730	1738	1773	1872	1958	1896	2236	2216	2133	2046	2204	23585
El Carmen de Bolívar	629	692	641	623	609	726	752	787	841	945	784	740	8769
El Copey	1092	1068	1061	1042	1046	1069	1077	1115	1175	1158	1203	1135	13241
El Guamo	305	313	298	294	301	315	321	326	342	306	344	315	3780
El Paso	1601	1596	1607	1612	1631	1641	1660	1688	1700	1804	1725	1822	20087
El Peñón	255	234	299	215	277	318	276	321	364	353	284	258	3454
El Roble	165	165	163	175	196	201	204	219	220	216	219	221	2364
Galeras	558	564	560	557	575	600	623	626	635	620	613	628	7159
Guamal	1071	1138	1087	1041	1094	1186	1165	1197	1248	1289	1236	1221	13973
Guaranda	1009	994	953	930	967	984	1003	1012	1020	1043	1062	1050	12027
Hatillo de Loba	285	283	296	289	287	307	335	354	363	387	399	488	4073
La Apartada	186	207	201	179	195	188	190	191	206	214	197	175	2329
La Gloria	120	118	110	122	125	128	132	152	155	164	154	165	1645
La Jagua de Ibirico	1286	1390	1445	1482	1493	1450	1483	1545	1588	1703	1554	1557	17976
La Jagua del Pilar	19	21	22	62	49	30	27	25	1	0	1	1	258
La Paz	663	630	628	638	695	776	777	823	842	887	909	884	9152
La Unión	217	219	219	208	238	285	247	234	366	304	254	255	3046
Lorica	1448	1409	1243	1198	1357	1640	1729	1664	1850	1881	1932	1640	18991
Los Córdoba	159	127	124	121	319	349	273	415	357	1170	973	811	5198
Los Palmitos	432	418	447	435	449	465	484	500	508	515	506	501	5660
Magangué	3088	2648	2764	2469	2850	3257	3440	3260	3444	3278	3300	3114	36912
Mahates	488	519	481	495	494	483	502	622	637	566	504	485	6276
Majagual	1336	1267	1267	1210	1321	1353	1375	1417	1410	1407	1456	1444	16263
Manatí	17	10	9	10	10	9	12	9	11	11	11	14	133
Manaure Balcón del Cesar	523	518	543	521	570	570	541	542	586	574	544	553	6585
Margarita	307	271	297	244	272	288	312	400	363	311	344	307	3716
María la Baja	1569	1606	1637	1530	1504	1590	1438	1429	1415	1417	1353	1347	17835



Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Momil	135	125	116	105	123	155	143	289	175	184	176	146	1872
Mompós	1680	1980	1496	1450	1513	1504	1631	1597	1716	1691	1521	1667	19446
Monitos	530	508	475	466	737	712	618	656	773	697	710	643	7525
Montecristo	887	887	885	885	889	889	889	889	889	889	889	889	10656
Montelibano	2762	2556	2420	2339	2375	2455	2619	2523	2586	2550	2440	2401	30026
Montería	4362	3807	4207	5135	5057	5355	5785	5243	6186	15620	16864	15109	92730
Morales	212	212	212	212	212	212	212	212	212	212	212	212	2544
Morroa	432	410	398	408	420	416	443	445	437	417	367	354	4947
Norosi	50	50	49	49	49	50	49	50	50	50	51	50	597
Nueva Granada	595	620	618	606	655	631	657	663	687	646	604	593	7575
Ovejas	489	504	501	516	540	535	552	590	636	662	656	619	6800
Pailitas	358	365	348	353	379	364	388	397	446	447	420	458	4723
Palmito	189	195	189	192	213	209	233	251	247	244	239	241	2642
Pelaya	128	113	106	111	122	132	131	152	145	148	126	132	1546
Pijino del Carmen	170	169	190	166	161	260	214	207	261	218	177	241	2434
Pinillos	1072	963	1005	838	819	891	863	1017	1176	1250	1027	1143	12064
Planeta Rica	1468	938	861	863	970	1304	1355	1376	1506	1352	1377	1314	14684
Plato	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	17	18
Pueblo Bello	392	384	384	389	390	386	416	412	417	388	335	382	4675
Pueblo Nuevo	634	564	508	488	537	780	761	851	900	746	815	741	8325
Puerto Escondido	284	246	233	239	509	390	548	436	750	2453	1777	1413	9278
Puerto Libertador	1473	1265	1201	1229	1320	1336	1430	1648	1436	1369	1311	1296	16314
Purísima de la Concepción	114	108	108	106	133	148	188	195	182	203	202	171	1858
Regidor	813	820	815	810	815	826	827	825	825	826	829	826	9857
Repelón	54	50	52	52	60	55	63	62	62	66	67	62	705
Rio Viejo	1955	1956	1962	1955	1967	1959	1958	1963	1964	1967	1978	1975	23559
Sabanas de San Angel	120	104	103	108	127	127	143	146	149	150	151	160	1588
Sahagún	1567	1196	826	711	743	1277	1475	1231	1297	10143	9722	7970	38158
Sampués	998	1010	1004	998	1033	1074	1078	1103	1129	1139	1111	1142	12819
San Andrés de Sotavento	375	389	382	395	437	598	567	559	545	640	582	599	6068
San Antero	258	249	239	229	249	316	362	407	320	343	356	321	3649
San Benito Abad	754	663	656	673	670	699	735	725	774	726	749	728	8552
San Bernardo del Viento	448	393	370	375	436	515	589	535	590	602	633	537	6023
San Carlos	285	286	270	332	358	466	476	488	540	3261	2706	2758	12226
San Cristóbal	110	112	119	113	120	129	117	128	137	148	141	143	1517
San Diego	345	370	335	318	353	394	389	437	479	513	600	594	5127
San Estanislao	217	211	219	210	300	282	288	292	317	278	270	252	3136
San Fernando	296	222	340	177	221	275	290	290	368	333	327	267	3406
San Jacinto	168	180	187	179	177	282	208	235	238	240	225	246	2565
San Jacinto del Cauca	136	121	116	106	107	104	105	119	107	123	126	124	1394
San José de Ure	307	292	295	298	303	311	313	315	308	318	311	311	3682



Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
San Juan de Betulia	85	97	113	118	122	135	142	136	140	125	127	123	1463
San Juan Nepomuceno	548	574	505	560	577	544	544	568	588	518	531	520	6577
San Luis de Since	534	534	534	510	557	583	632	600	631	634	630	626	7005
San Marcos	1634	1517	1397	1423	1386	1492	1386	1443	1655	1533	1453	1284	17603
San Martín de Loba	410	462	518	383	547	523	447	760	609	615	532	493	6299
San Onofre	2122	2125	2164	2107	2171	2238	2246	2243	2255	2228	2095	2098	26092
San Pablo	19	19	16	11	15	14	19	55	26	35	25	18	272
San Pedro	302	298	298	328	338	398	401	369	394	378	383	378	4265
San Pelayo	455	472	414	456	519	611	722	591	747	4858	5292	5325	20462
San Sebastián de Buenavista	501	392	388	322	364	383	370	412	469	481	404	422	4908
San Zenón	433	351	316	312	346	381	374	380	442	367	336	351	4389
Santa Ana	407	364	368	310	265	474	443	497	585	477	524	574	5288
Santa Bárbara de Pinto	220	238	195	158	225	251	244	231	295	259	310	365	2991
Santa Catalina	285	297	299	311	311	339	347	385	360	355	366	364	4019
Santa Rosa	227	240	230	216	251	288	254	712	709	328	274	285	4014
Santa Rosa del Sur	359	262	243	241	255	352	346	508	417	368	358	329	4038
Santiago de Tolú	336	341	350	333	381	414	456	430	469	437	420	442	4809
Simití	565	494	468	461	736	548	527	542	522	557	539	551	6510
Sincelejo	4169	4467	4266	4220	4231	4348	4671	4536	4427	4297	4087	4443	52162
Soledad	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1
Soplaviento	122	127	121	124	156	145	142	149	163	171	160	168	1748
Sucre	1475	869	430	357	521	711	569	547	582	581	562	538	7742
Talaigua Nuevo	317	274	270	217	121	279	301	304	300	287	262	298	3230
Tamalameque	432	427	416	402	412	426	423	433	443	488	462	477	5241
Tierralta	1148	1121	1110	1043	1214	1320	1365	6070	8603	6032	6570	3724	39320
Tiquisio	610	610	611	612	619	623	623	623	651	649	649	649	7529
Tolú Viejo	393	406	406	422	428	441	486	473	490	549	473	494	5461
Tuchín	319	336	325	337	359	545	436	408	451	521	478	470	4985
Turbaco	1319	1273	1232	1213	1455	1556	1597	1560	1632	1909	1549	1498	17793
Turbana	133	127	151	146	177	153	175	178	170	181	166	189	1946
Valencia	717	683	659	659	723	806	895	1921	5918	3697	3487	1924	22089
Valledupar	5374	5665	5011	4587	5043	5921	6781	8746	8221	7838	6988	7482	77657
Villanueva	184	176	169	196	209	218	242	223	565	425	241	239	3087
Zambrano	387	372	347	314	380	392	404	422	403	380	370	377	4548
Total	119304	115397	111324	111631	120577	128687	130940	141401	152124	183577	178683	171408	1665053

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 59. Estimación del consumo de AIR-E – 2023

Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Albanía	724	710	739	750	744	761	813	821	804	808	807	820	9301
Aracataca	1564	1520	1520	1484	1527	1544	1617	1658	1723	1595	1558	1518	18828



Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Baranoa	993	949	930	935	944	960	930	1066	1053	1052	1017	1015	11844
Barrancas	968	1004	1050	1048	1040	1046	1143	1382	1321	1237	1337	1344	13920
Barranquilla	28345	25710	25823	24068	23134	23377	26666	33942	34940	31249	31071	31646	339971
Bogotá, D. C.	0	3	3	4	0	0	0	0	0	0	0	0	10
Cajicá	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Campo de la Cruz	430	421	441	429	416	440	488	472	458	494	470	445	5404
Candelaria	226	206	236	244	231	258	282	286	272	289	295	283	3108
Cantagallo	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Cartagena de Indias	213	218	207	161	211	191	172	231	206	191	195	0	2196
Cerro de San Antonio	646	633	616	556	569	570	569	558	556	552	549	552	6926
Chivolo	277	285	260	252	227	298	396	386	439	309	298	310	3737
Ciénaga	3200	2956	2874	2744	2704	2704	2854	3166	3146	3014	3015	3177	35554
Clemencia	13	11	11	11	11	9	11	16	16	22	24	23	178
Concordia	1128	1126	1132	1132	1129	1123	1125	1125	1130	1130	1134	1127	13541
Dibulla	622	649	669	626	815	859	896	805	887	738	931	790	9287
Distracción	396	395	399	392	404	400	410	456	527	509	483	491	5262
El Molino	150	155	177	188	202	210	196	210	220	219	217	221	2365
El Pinon	605	602	557	566	633	607	625	527	509	573	507	515	6826
El Reten	481	486	501	450	491	550	542	540	573	503	525	504	6146
Fonseca	683	725	725	754	744	779	742	890	975	916	897	898	9728
Fundación	1679	1628	1653	1421	1559	1629	1558	1736	1910	1608	1558	1585	19524
Galapa	656	557	542	578	589	519	563	559	543	525	559	549	6739
Guarne	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Hatonuevo	357	361	367	421	396	439	487	513	526	495	547	538	5447
Itagüí	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Juan de Acosta	468	564	349	349	345	346	517	646	631	598	606	557	5976
La Jagua del Pilar	128	48	54	53	59	62	63	70	70	76	67	78	828
Luruaco	1253	1273	1262	1300	1329	1321	1346	1367	1384	1350	1351	1389	15925
Maicao	4567	4305	4263	4044	4044	4243	4428	5013	4817	4663	4664	4748	53799
Malambo	2893	2792	2918	2832	2850	2867	3292	3472	3525	3304	3424	3385	37554
Manatí	197	186	191	201	197	246	254	278	314	262	266	260	2852
Manaure	625	622	664	683	2300	1840	737	908	933	848	959	891	12010
Nueva Granada	19	15	17	14	27	22	21	30	27	22	27	23	264
Palmar de Varela	531	509	536	560	533	532	552	578	608	549	541	562	6591
Pedraza	74	80	57	58	50	55	75	59	89	86	87	70	840
Piojo	126	83	91	88	96	104	113	121	132	114	113	119	1300
Pivijay	736	736	698	741	806	754	727	887	969	854	756	775	9439
Plato	1243	1153	1219	1179	1173	1048	1027	1202	1042	904	895	762	12847
Polonuevo	183	173	178	196	225	184	142	183	246	184	184	205	2283
Ponedera	343	312	300	360	363	369	341	399	416	366	383	403	4355
Puebloviejo	21	16	20	17	15	16	16	19	20	22	21	26	229
Puerto Colombia	1524	1406	1085	1114	1076	1054	1670	1527	1509	1218	1334	1208	15725



Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Remolino	254	228	196	184	218	192	188	215	218	200	196	202	2491
Repelón	284	286	351	312	331	341	361	410	392	395	410	465	4338
Riohacha	4567	4637	4745	4834	4964	5099	5242	5961	6256	5515	5632	5732	63184
Sabanagrande	319	321	339	304	325	350	389	394	479	399	394	479	4492
Sabanalarga	1343	1069	1002	1062	1181	1210	1471	1552	1649	1621	1603	1522	16285
Sabanas de San Ángel	70	59	57	54	60	62	62	69	65	88	68	61	775
Salamina	252	266	256	230	230	262	248	283	280	245	253	266	3071
San Juan del Cesar	1162	1226	1173	1182	1227	1234	1304	1473	1453	1473	1510	1528	15945
Santa Lucía	231	147	140	218	211	270	303	296	293	292	314	294	3009
Santa Marta	11937	10727	10100	9182	9335	9702	10208	12377	11619	10342	10253	10632	126414
Santo Tomás	327	306	287	297	325	329	384	481	552	520	481	486	4775
Sitionuevo	916	887	865	866	887	876	873	860	871	868	869	863	10501
Soledad	10844	10266	9955	9445	9338	9578	10397	13063	12472	11732	12258	12203	131551
Suan	90	128	98	119	115	129	122	127	136	114	103	107	1388
Tenerife	144	150	136	113	104	119	271	112	107	124	107	108	1595
Tenjo	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Tubara	224	215	199	216	219	207	191	301	264	252	239	250	2777
Uribia	679	632	660	621	746	781	713	2629	1933	857	865	881	11997
Urumita	196	222	241	261	284	282	289	316	333	349	361	390	3524
Usiacurí	76	113	133	166	142	143	104	77	88	96	85	62	1285
Villanueva	465	473	523	559	596	599	651	663	656	668	707	729	7289
Zapayan	656	638	603	605	642	697	695	614	605	661	611	601	7628
Zona Bananera	2210	2241	2146	2133	2228	2101	2132	2225	2114	2089	2101	2225	25945
Total	96533	90824	89544	85970	87916	88899	95004	112602	112301	102348	103092	103898	1168931

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Tabla 60. Estimación del consumo de ESSA – 2023

Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Abrego	5	3	1	1	1	2	1	4	3	26	5	2	54
Aguachica	91	89	85	90	88	84	78	88	77	85	83	79	1017
Aguada	72	35	27	23	73	25	26	33	34	27	25	26	426
Albania	190	138	102	146	74	78	87	64	65	72	61	56	1133
Aratoca	150	89	93	82	99	68	101	125	98	110	81	83	1179
Barbosa	10055	930	526	419	405	398	347	313	372	294	314	325	14698
Barichara	225	151	110	98	130	100	98	111	110	107	135	135	1510
Barrancabermeja	19322	6474	5154	4995	4677	4566	4384	4246	4471	4068	4221	4195	70773
Betulia	388	271	251	184	197	196	204	186	188	177	182	186	2610
Bolívar	475	379	335	271	276	291	272	259	300	279	333	274	3744
Bucaramanga	69055	9626	6849	5802	5114	4348	4197	3926	3913	3745	3742	3686	124003
Cabrera	73	34	32	19	16	20	23	19	19	21	28	24	328
Cachira	56	42	47	36	30	28	34	29	35	49	48	45	479
California	67	79	59	33	44	35	32	40	40	35	38	35	537



Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Cantagallo	210	170	178	182	170	189	194	195	197	195	180	188	2248
Capitanejo	174	102	67	51	47	56	48	53	50	52	44	53	797
Carcasi	131	57	40	25	40	32	40	34	33	45	33	35	545
Cepita	62	46	28	32	21	19	33	23	20	26	413	50	773
Cerrito	185	86	62	79	55	52	41	42	51	37	50	45	785
Charala	381	242	200	170	154	149	167	154	192	166	156	157	2288
Charta	83	48	43	35	48	39	47	53	46	67	46	44	599
Chima	71	94	48	34	50	34	37	37	29	40	34	40	548
Chipata	174	121	73	54	77	87	53	60	55	48	57	58	917
Chiquinquirá	2	2	1	1	2	1	1	1	1	1	2	1	16
Chitaga	16	2	1	0	0	2	0	1	1	2	1	1	27
Chitaraque	2	3	2	1	1	3	2	10	1	0	1	0	26
Cimitarra	1145	954	889	794	749	746	765	820	726	706	712	678	9684
Concepción	158	120	73	70	58	62	67	62	58	60	72	71	931
Confines	150	62	42	45	58	36	51	39	46	30	38	31	628
Contratación	69	43	38	32	121	45	36	33	37	33	31	39	557
Coromoro	181	76	61	66	64	124	63	56	60	81	55	59	946
Covarachia	10	8	4	5	5	5	5	5	5	6	4	4	66
Cubara	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Cucutilla	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
Curiti	275	207	162	136	145	157	163	157	160	148	171	189	2070
El Carmen de Chucurí	647	512	411	489	391	355	397	365	388	356	345	367	5023
El Guacamayo	58	32	23	19	292	62	43	36	21	29	15	28	658
El Peñón	163	108	98	78	82	81	136	110	131	110	84	86	1267
El Playón	399	285	224	238	222	201	222	245	266	221	207	275	3005
Encino	88	43	36	31	52	33	31	23	33	31	30	31	462
Enciso	143	46	38	39	34	30	43	38	29	36	36	28	540
Florián	255	163	110	136	126	91	110	83	120	92	108	93	1487
Floridablanca	6691	3277	2307	1877	1619	1509	1382	1338	1226	1151	1243	1144	24764
Galán	101	51	30	24	31	33	30	33	32	40	37	35	477
Gambita	158	107	56	61	67	74	63	78	63	53	60	67	907
Girón	1935	1459	1464	1158	1102	1113	1058	1082	1064	1108	1148	1155	14846
Guaca	289	185	138	89	85	73	86	81	89	96	83	70	1364
Guadalupe	246	103	91	66	69	65	48	78	102	72	72	78	1090
Guapola	98	40	29	21	19	18	19	19	30	35	29	26	383
Guavata	110	83	93	72	78	69	73	69	97	87	72	74	977
Guepsa	159	109	34	27	32	44	45	42	41	38	40	51	662
Hato	78	36	32	42	37	30	27	39	41	40	22	30	454
Jesús María	171	79	57	50	46	44	54	45	49	75	47	46	763
Jordán	30	14	14	9	13	9	8	11	14	9	8	12	151
La Belleza	162	105	93	86	98	77	92	71	79	70	119	92	1144
La Esperanza	323	234	210	168	177	146	151	160	161	198	185	223	2336



Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
La Paz	130	108	81	81	177	99	73	100	88	114	101	86	1238
Landázuri	599	430	405	377	400	357	345	343	379	337	900	348	5220
Lebrija	907	693	528	464	502	495	416	445	443	449	582	548	6472
Los Santos	345	207	215	213	171	176	388	217	163	167	163	166	2591
Macaravita	88	43	39	38	36	37	38	37	40	39	32	35	502
Málaga	271	155	131	157	143	131	199	143	171	159	147	148	1955
Matanza	169	126	114	85	95	96	102	96	93	116	115	105	1312
Mogotes	347	198	155	138	196	155	155	138	144	138	137	146	2047
Molagavita	128	74	62	54	55	52	63	53	63	61	60	58	783
Moniquirá	42	4	1	2	1	0	0	1	4	0	5	1	61
Ocamonte	143	118	72	53	45	43	49	80	59	51	43	49	805
Oiba	354	139	148	153	139	144	125	126	150	149	145	131	1903
Onzaga	247	151	83	77	63	56	55	50	53	57	56	59	1007
Palmar	25	9	9	7	5	9	5	13	6	5	6	6	105
Palmas del Socorro	91	56	36	36	24	23	52	27	26	39	32	28	470
Paramo	68	51	53	52	30	51	33	32	34	44	30	32	510
Pauna	29	19	21	19	21	21	30	22	29	33	26	22	292
Piedecuesta	2106	1453	1296	1435	1067	1052	953	950	1587	951	1132	967	14949
Pinchote	448	101	97	95	74	79	69	72	86	87	83	85	1376
Puente Nacional	604	357	255	202	186	211	253	190	192	201	186	177	3014
Puerto Parra	437	379	322	331	298	306	285	267	279	309	316	246	3775
Puerto Wilches	1571	1239	1180	1135	1205	1310	1096	1112	1125	1017	1056	998	14044
Rio de Oro	68	69	96	47	54	50	44	46	51	48	49	46	668
Rionegro	1027	743	589	612	567	539	596	527	513	579	583	565	7440
Sabana de Torres	8268	1443	1097	1057	994	889	886	814	892	855	756	798	18749
Saboya	5	5	3	2	2	2	7	1	1	4	2	5	39
San Alberto	291	262	174	281	248	228	208	226	233	324	278	277	3030
San Andrés	261	179	106	75	119	104	111	93	88	100	189	97	1522
San Benito	134	85	73	65	38	32	34	30	32	45	33	35	636
San Gil	23438	2029	1487	1201	1100	973	1018	936	888	862	997	895	35824
San Joaquín	102	61	51	57	57	54	65	51	55	49	76	55	733
San José de Miranda	77	44	35	36	36	34	32	41	40	45	39	41	500
San Martín	1021	606	438	468	477	416	397	350	373	354	369	352	5621
San Miguel	72	34	31	28	34	34	34	38	39	31	35	33	443
San Pablo	567	574	609	556	537	501	647	531	549	534	582	508	6695
San Vicente de Chucuri	1047	642	600	488	532	460	564	458	438	479	538	551	6797
Santa Bárbara	142	54	58	39	30	37	32	30	37	32	36	39	566
Santa Helena del Opon	243	138	156	116	127	100	111	96	87	133	565	121	1993
Silos	61	21	14	10	9	6	7	9	10	11	8	7	173
Simacota	1017	470	450	436	353	344	324	375	356	373	401	329	5228
Simití	2	2	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	7



Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Socorro	10991	846	545	417	374	342	312	297	289	272	249	278	15212
Suaita	295	176	157	140	131	136	146	167	174	166	160	167	2015
Sucre	373	219	183	157	168	159	153	180	159	180	181	142	2254
Surata	153	82	57	45	60	48	52	48	52	76	55	62	790
Tipacoque	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
Tona	380	151	131	98	96	102	104	101	124	129	102	119	1637
Tunungua	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
Valle de San José	73	48	51	51	38	47	46	59	50	47	42	45	597
Vélez	4536	669	472	460	433	404	408	391	473	380	578	426	9630
Vetas	41	20	17	17	15	14	17	14	16	25	17	14	227
Villanueva	133	84	57	57	64	61	69	58	63	56	75	77	854
Yondó	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Zapatoca	166	105	75	60	66	60	58	64	45	59	71	56	885
Total	180145	43829	34391	31075	29457	27316	27084	25872	26913	25559	27808	25489	504938

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Tabla 61. Estimación del consumo de Cedonar – 2023

Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Albán	134	112	122	126	139	118	120	103	96	70	66	37	1243
Aldana	60	58	43	44	38	41	25	32	22	28	16	14	421
Ancuya	151	144	169	151	69	61	80	61	53	65	80	75	1159
Arboleda	169	181	169	180	146	123	129	113	105	86	71	76	1548
Barbacoas	2387	2169	2300	2339	2331	2361	2432	2483	2416	2468	2506	2492	28684
Belén	65	51	64	72	73	72	86	84	59	38	27	30	721
Buesaco	1384	1346	1032	806	675	619	697	703	527	346	291	286	8712
Chachagüí	388	388	382	398	421	372	399	406	373	308	283	298	4416
Colón	223	228	232	308	293	213	203	189	188	158	133	131	2499
Consaca	124	133	108	127	115	107	107	116	109	100	108	111	1365
Contadero	25	41	40	37	45	38	26	17	16	14	12	15	326
Córdoba	77	77	71	57	64	74	80	44	30	38	45	33	690
Cuaspud	47	51	22	24	32	43	27	16	23	26	39	17	367
Cumbal	234	194	167	181	203	190	173	187	172	148	141	166	2156
Cumbitara	141	93	118	67	380	62	381	70	399	84	159	75	2029
El Charco	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	103	104	1247
El Penol	75	80	70	72	82	91	69	68	79	84	76	74	920
El Rosario	584	436	457	471	486	467	412	376	339	372	289	272	4961
El Tablón de Gómez	243	182	169	213	203	215	273	190	109	84	81	58	2020
El Tambo	96	103	88	116	94	81	72	80	102	75	68	83	1058
Francisco Pizarro	4	4	7	1	3	4	0	0	0	0	0	0	23
Funes	24	26	26	26	22	25	28	32	30	27	14	19	299
Guachucal	124	152	151	116	136	161	110	94	110	94	75	60	1383
Guaitarilla	92	84	80	80	54	60	51	53	58	66	62	63	803



Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Gualmatan	25	26	17	32	37	37	26	23	18	19	14	19	293
Guapi	351	1630	1444	1302	1500	1313	1277	1285	1297	1399	1254	1348	15400
Iles	62	85	59	43	23	19	31	33	14	13	8	11	401
Imues	93	93	103	109	75	47	33	84	88	56	68	54	903
Ipiales	820	906	876	816	965	976	795	667	703	660	619	608	9411
La Cruz	247	204	237	215	225	245	255	186	172	138	119	120	2363
La Florida	199	165	129	146	150	141	133	104	93	125	183	187	1755
La Llanada	54	57	52	46	37	46	293	310	316	294	51	47	1603
La Tola	50	3	3	8	5	41	2	0	0	0	0	2	114
La Unión	540	574	578	589	529	535	544	529	450	412	355	350	5985
Leiva	122	125	96	95	105	127	103	119	105	120	118	93	1328
Linares	361	387	367	317	306	288	427	432	227	163	170	199	3644
López de Micay	236	235	226	231	231	229	46	34	34	284	32	141	1959
Los Andes	118	102	106	113	86	94	101	172	183	97	72	80	1324
Magui	264	277	262	262	268	271	273	284	292	294	302	295	3344
Mallama	60	77	69	54	33	20	19	38	47	22	14	21	474
Mosquera	8	15	12	15	5	4	4	8	6	17	1	5	100
Nariño	58	63	59	63	60	73	79	61	54	40	65	91	766
Olaya Herrera	409	112	118	124	129	337	118	279	125	129	131	136	2147
Ospina	45	53	54	42	33	22	18	17	14	7	16	11	332
Pasto	1470	1600	1625	1571	1760	2027	1981	2405	2091	2144	1966	1737	22377
Policarpa	472	555	552	564	530	632	526	454	514	481	563	395	6238
Potosí	76	76	73	66	67	70	68	58	39	36	25	22	676
Providencia	58	30	22	23	43	35	160	153	29	35	32	24	644
Puerres	92	85	92	85	54	54	68	41	49	45	38	47	750
Pupiales	171	156	133	136	131	111	121	86	114	110	70	59	1398
Ricaurte	77	71	85	68	96	150	62	149	283	80	71	92	1284
Roberto Payan	641	629	633	634	647	655	664	677	663	674	1039	691	8247
Samaniego	484	433	1125	1092	501	352	2133	2160	1797	1673	758	434	12942
San Andrés de Tumaco	10511	14249	10078	13861	10950	15188	10178	13463	10504	12541	10403	12230	144156
San Bernardo	104	104	70	76	87	83	80	78	62	50	53	48	895
San Lorenzo	421	446	324	263	244	258	265	271	240	217	192	196	3337
San Pablo	300	314	309	348	337	296	285	240	222	220	180	171	3222
San Pedro de Cartago	87	86	75	87	86	96	105	87	76	48	41	47	921
Sandona	270	297	226	283	177	152	203	235	265	235	235	216	2794
Santa Bárbara	9	5	10	3	5	31	9	6	6	16	3	12	115
Santacruz	29	29	65	79	56	41	77	227	470	217	203	231	1724
Sapuyes	129	154	124	91	67	66	71	68	67	68	73	60	1038
Taminango	487	484	546	535	479	511	540	519	455	401	346	397	5700
Tangua	138	136	137	164	138	132	140	128	102	90	78	74	1457
Tuquerres	328	338	324	288	161	125	182	183	199	167	134	139	2568
Yacuanquer	192	187	171	205	201	181	179	193	148	97	94	107	1955



Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Total	27623	32090	27857	31260	27827	31813	28758	32167	28152	28817	24934	25836	347134

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Tabla 62. Estimación del consumo de CELSIA – 2023

Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Alcalá	6	60	7	55	6	82	5	122	32	106	10	74	565
Alpujarra	50	33	36	22	23	19	20	18	25	17	28	20	311
Alvarado	122	123	134	129	126	122	128	96	99	123	111	94	1407
Ambalema	127	101	114	143	126	113	110	97	99	102	108	115	1355
Andalucía	38	22	61	28	39	54	55	51	52	24	69	38	531
Ansermanuevo	20	41	20	77	25	83	25	104	33	100	37	82	647
Anzoategui	342	331	321	368	351	342	338	346	319	273	247	232	3810
Argelia	8	16	11	39	3	46	3	19	16	53	12	34	260
Armero Guayabal	283	245	296	271	224	251	228	216	232	220	238	186	2890
Ataco	360	1375	1104	1318	707	613	719	408	461	322	439	383	8209
Bolívar	20	40	17	305	8	71	13	49	18	117	9	65	732
Buenaventura	3158	3152	2777	8881	2724	9436	17164	4091	4284	3691	4226	3783	67367
Bugalagrande	93	28	93	24	137	72	118	48	113	40	107	35	908
Caicedonia	31	71	31	82	42	94	45	109	91	160	63	133	952
Cajamarca	132	140	137	125	112	127	118	109	113	107	115	135	1470
Cali	1	12	2	5	0	2	0	8	18	6	8	8	70
Calima	88	36	78	38	65	75	107	41	129	45	146	37	885
Candelaria	653	566	397	781	335	804	769	800	762	814	810	854	8345
Carmen de Apicalá	186	143	128	155	181	127	109	151	176	171	141	174	1842
Cartago	22	5	55	6	7	13	8	16	8	11	12	5	168
Casabianca	354	255	206	235	225	198	195	201	205	173	155	167	2569
Chaparral	1197	972	1270	1148	817	967	643	576	571	484	580	531	9756
Ciénaga de Oro	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Coello	76	84	64	76	54	84	41	66	100	131	117	91	984
Coyaima	289	247	302	387	219	249	264	423	296	256	209	206	3347
Cunday	127	151	140	127	107	93	93	120	90	121	89	143	1401
Dagua	111	291	119	293	61	421	126	381	99	361	122	290	2675
Dolores	147	140	120	87	86	102	104	90	79	86	86	75	1202
El Águila	18	31	10	34	23	24	31	32	23	28	23	45	322
El Cairo	5	19	4	24	3	68	11	15	3	21	7	38	218
El Cerrito	308	228	281	197	284	203	435	254	391	388	343	288	3600
El Dovio	22	10	95	4	32	20	30	1	37	3	39	6	299
Envigado	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1
Espinal	340	726	368	258	460	240	367	293	396	359	444	385	4636
Falan	399	208	347	226	233	210	190	188	197	184	195	163	2740
Flandes	72	81	71	42	130	70	58	81	83	92	85	79	944
Florida	183	176	139	213	97	203	217	217	166	271	181	302	2365



Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Fresno	526	477	543	769	775	514	498	416	484	360	558	442	6362
Galapa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
Ginebra	23	87	20	189	37	118	35	118	26	94	31	119	897
Guacarí	80	26	81	41	58	41	94	36	61	61	104	56	739
Guadalajara de Buga	187	137	171	186	148	348	409	297	299	306	398	281	3167
Guaduas	20	31	29	23	25	19	42	26	21	16	26	23	301
Guamo	420	310	254	246	221	222	227	664	345	469	339	271	3988
Herveo	254	383	174	172	165	140	158	112	120	108	106	101	1993
Honda	190	193	197	189	187	148	186	174	229	186	195	201	2275
Ibagué	2329	2035	1994	1947	1969	1873	1795	1776	1830	1738	1761	1894	22941
Icononzo	166	173	149	181	128	129	167	116	131	179	141	118	1778
Jamundí	1249	2143	911	1210	823	1326	1153	1101	4636	1112	1179	1487	18330
La Cumbre	123	24	133	8	85	54	195	29	187	30	204	26	1098
La Unión	41	83	40	65	29	85	39	114	28	114	64	112	814
La Victoria	17	49	11	47	4	58	22	49	52	55	28	42	434
Lérida	305	225	269	293	242	222	187	172	167	167	241	208	2698
Líbano	642	627	933	653	599	488	433	422	387	440	437	490	6551
Medellín	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Melgar	333	358	272	311	243	249	233	440	386	372	321	327	3845
Murillo	99	107	140	99	79	102	84	99	88	93	98	93	1181
Natagaima	195	251	214	129	115	168	173	141	189	146	132	146	1999
Nilo	32	25	28	31	32	23	26	64	48	48	39	27	423
Novita	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Obando	63	8	239	12	126	217	29	23	41	17	179	22	976
Ortega	507	609	488	441	485	402	375	378	380	388	435	326	5214
Palmira	2532	1819	1654	2582	1892	2526	2180	2330	1943	2506	1943	2252	26159
Palocabildo	244	188	246	203	209	212	181	169	168	137	141	132	2230
Piedras	64	68	53	68	65	57	37	38	35	39	42	50	616
Planadas	746	990	1090	1274	664	590	579	430	347	388	348	329	7775
Pradera	324	108	197	136	147	228	229	126	174	148	218	172	2207
Prado	144	143	120	150	111	109	169	198	156	214	148	114	1776
Purificación	264	199	200	220	165	137	195	1909	301	266	253	198	4307
Restrepo	15	51	20	118	8	91	30	72	30	89	19	84	627
Ricaurte	9	16	16	11	24	10	9	11	11	12	7	9	145
Rioblanco	671	973	913	968	652	586	533	565	494	423	427	283	7488
Riofrío	26	40	17	41	27	72	37	56	31	76	35	55	513
Riohacha	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
Roldanillo	110	19	72	52	73	62	96	27	110	50	144	33	848
Roncesvalles	298	104	189	68	50	77	46	46	51	61	25	25	1040
Rovira	361	334	334	328	311	364	286	230	206	237	262	258	3511
Saldana	135	100	136	100	91	92	105	114	111	125	155	151	1415
San Antonio	416	256	375	261	184	274	282	251	237	389	160	152	3237



Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
San José del Palmar	0	7	0	10	0	80	0	13	0	6	0	12	128
San Luis	207	127	169	138	137	134	105	177	113	114	241	147	1809
San Pedro	14	2	16	13	12	8	12	8	12	7	11	6	121
San Sebastián de Mariquita	449	407	349	637	398	380	337	353	314	264	387	331	4606
Santa Isabel	166	166	186	144	167	122	134	122	108	113	116	113	1657
Sevilla	133	52	156	68	112	86	104	61	133	78	166	68	1217
Sipi	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Suarez	40	52	38	42	52	24	44	42	50	35	80	75	574
Toro	39	28	25	21	14	23	42	9	44	19	68	25	357
Trujillo	51	20	128	41	65	33	94	31	59	36	77	24	659
Tuluá	196	10	183	0	107	44	99	1	95	2	119	3	859
Ulloa	20	41	10	44	18	50	12	27	23	49	33	15	342
Valle de San Juan	40	63	42	42	33	35	47	30	31	35	46	37	481
Venadillo	242	280	230	292	247	245	195	216	207	207	211	230	2802
Versalles	6	23	3	106	0	78	3	48	8	41	10	40	366
Vijes	25	17	39	19	20	36	28	34	40	42	48	38	386
Villa Rica	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Villahermosa	233	188	183	225	205	234	190	205	161	163	185	136	2308
Villarrica	52	60	55	53	45	45	48	43	49	49	47	63	609
Yotoco	10	64	9	66	3	120	10	97	22	76	17	94	588
Yumbo	40	21	50	20	33	430	49	27	49	42	65	33	859
Zarzal	62	85	80	85	71	92	77	130	130	119	171	158	1260
Total	25574	25644	24233	32091	21060	30430	36071	24850	26004	22618	23052	22053	313680

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Tabla 63. Estimación del consumo para EMCALI – 2023

Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Cali	25822	19844	16959	18036	18851	20097	17240	15869	15668	37562	39306	29830	275084
Jamundí	4	3	3	3	3	5	3	4	5	5	3	4	45
Puerto Tejada	602	797	443	331	335	356	389	369	353	356	1975	1958	8264
Yumbo	3413	1477	1499	1537	1502	1751	1592	1208	1187	1605	4241	4126	25138
Total	29841	22121	18904	19907	20691	22209	19224	17450	17213	39528	45525	35918	308531

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Tabla 64. Estimación del consumo de ENEL Colombia – 2023

Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Agua De Dios	60	46	61	63	48	44	30	29	352	236	101	112	1182
Albán	27	106	27	132	22	63	17	46	87	153	72	104	856
Anapoima	74	31	71	33	64	49	66	34	1002	297	194	157	2072
Anolaima	33	46	20	38	24	39	17	24	163	245	140	87	876
Apulo	18	119	14	162	23	51	16	53	141	271	140	122	1130
Arbeláez	36	46	45	71	64	40	37	41	235	258	248	110	1231



Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Barranquilla	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
Beltrán	4	22	2	18	3	16	2	6	0	28	0	22	123
Bituima	38	22	32	11	47	9	22	9	82	15	48	20	355
Bogotá, D. C.	15315	6949	11206	10126	11228	10536	9019	8413	6478	8904	8989	10446	117609
Bojacá	31	18	18	20	33	62	51	41	104	67	85	66	596
Buenavista	1	1	2	3	4	1	3	3	2	1	3	4	28
Cabrera	10	13	15	11	18	15	14	8	93	93	46	48	384
Cabuyaro	0	15	0	27	0	17	0	20	0	31	0	30	140
Cachipay	18	36	28	36	26	37	33	30	233	231	193	77	978
Cajicá	178	130	216	188	259	178	218	226	724	604	470	433	3824
Caparrapí	110	124	84	98	84	105	99	113	334	395	206	301	2053
Cáqueza	57	28	25	41	62	28	65	31	185	168	93	62	845
Carmen de Carupa	54	46	59	37	53	57	57	71	153	143	99	71	900
Chaguaní	98	13	71	11	45	18	47	10	140	23	68	20	564
Chía	156	154	255	213	198	206	364	191	327	314	320	351	3049
Chipaque	35	0	15	0	14	0	80	0	203	2	71	0	420
Chiquinquirá	10	10	8	11	8	10	24	20	44	76	37	21	279
Choachí	136	22	50	12	30	8	44	4	193	33	80	24	636
Chocontá	66	52	66	62	56	47	58	53	205	176	136	140	1117
Coello	4	0	6	0	5	0	22	0	46	0	11	0	94
Cogua	189	114	175	122	171	190	155	166	179	246	148	151	2006
Coper	3	2	2	7	8	10	5	6	13	10	21	9	96
Cota	186	157	140	154	296	242	236	207	831	615	313	539	3916
Cucunubá	54	41	54	51	53	66	50	60	190	134	101	96	950
Dosquebradas	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
El Calvario	2	4	1	5	1	5	0	356	4	23	0	20	421
El Colegio	70	61	74	64	78	92	86	57	656	650	190	354	2432
El Penon	67	38	30	39	56	85	43	52	128	150	157	128	973
El Rosal	43	50	45	52	88	104	93	86	277	160	116	107	1221
Facatativá	141	103	217	164	240	261	170	167	361	439	428	250	2941
Flandes	42	21	72	26	20	47	29	25	25	36	49	43	435
Fómeque	28	1	34	2	35	0	35	1	282	0	92	0	510
Fosca	0	11	0	10	0	68	0	43	0	85	0	25	242
Funza	261	136	142	133	151	155	141	157	372	434	555	358	2995
Fúquene	25	32	32	27	54	27	31	40	97	115	82	50	612
Fusagasugá	259	330	318	371	509	370	306	319	930	928	641	509	5790
Gachalá	2	5	2	8	4	10	4	13	13	15	13	21	110
Gachancipá	38	50	42	58	62	69	78	66	141	69	72	76	821
Gacheta	97	3	43	8	54	27	55	24	162	35	52	19	579
Gama	8	8	10	2	7	4	7	5	17	8	14	7	97
Girardot	281	243	362	267	257	272	240	204	536	484	392	487	4025
Granada	8	37	9	50	16	40	10	41	34	125	38	83	491



Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Guachetá	56	57	66	54	64	62	59	61	172	157	90	81	979
Guaduas	228	101	173	86	118	72	118	73	801	508	595	205	3078
Guasca	42	47	41	51	61	52	42	39	119	88	94	84	760
Guataquí	12	0	22	0	17	0	15	0	145	0	21	0	232
Guatavita	21	16	23	23	57	22	31	21	101	69	62	48	494
Guayabal De Siquima	15	35	20	29	26	17	22	32	161	102	72	81	612
Guayabetal	0	48	0	54	0	46	1	64	0	96	0	85	394
Gutiérrez	0	7	0	15	0	7	0	18	1	44	0	26	118
Icononzo	14	9	8	8	9	14	5	7	59	37	22	32	224
Jerusalén	11	4	27	5	23	11	13	1	135	13	29	1	273
Junín	35	13	34	16	73	8	53	7	129	16	62	15	461
La Calera	228	161	224	263	171	189	262	190	552	408	445	346	3439
La Mesa	277	148	119	84	280	209	67	79	1241	720	633	265	4122
La Palma	94	47	83	69	78	79	75	107	460	313	229	168	1802
La Pena	38	26	45	22	27	28	31	27	131	137	95	73	680
La Vega	114	149	112	189	124	148	112	122	276	535	402	243	2526
Lenguazaque	50	49	66	55	67	68	62	74	170	184	128	129	1102
Macheta	37	3	41	4	48	3	49	7	131	15	82	7	427
Madrid	180	84	241	174	138	137	287	292	283	171	152	211	2350
Manta	1	22	4	25	6	30	9	27	24	57	17	47	269
Medellín	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
Medina	24	51	13	103	56	199	8	128	37	192	38	307	1156
Mosquera	119	86	125	99	160	104	120	100	283	277	232	401	2106
Nariño	30	0	29	0	18	0	11	0	283	0	45	0	416
Nemocón	105	168	128	77	84	96	108	66	182	119	99	121	1353
Nilo	36	22	39	55	26	30	15	13	147	141	54	61	639
Nimaima	12	31	17	27	19	28	11	18	22	85	28	49	347
Nocaima	12	105	19	75	12	95	16	48	38	198	40	133	791
Pacho	87	80	73	78	109	155	149	102	246	204	156	194	1633
Paime	30	22	26	27	31	35	32	50	96	86	70	71	576
Pandí	21	19	40	35	37	35	26	20	304	99	39	45	720
Paratebuena	5	42	6	53	34	109	22	82	43	214	47	179	836
Pasca	48	27	24	11	36	14	27	23	156	65	72	43	546
Piedras	1	0	2	0	2	0	2	0	4	0	0	0	11
Piojo	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	4
Puerto Salgar	84	34	105	30	76	38	75	50	498	143	166	151	1450
Pulí	15	20	15	27	27	23	7	18	30	52	40	45	319
Quebradanegra	51	34	33	28	13	27	13	25	81	112	146	86	649
Quetame	0	17	0	12	0	23	1	115	0	134	0	72	374
Quipama	7	15	10	11	21	14	14	17	30	19	21	17	196
Quipile	22	38	23	25	28	28	24	21	98	98	67	62	534
Ráquira	41	41	34	28	37	34	34	36	168	92	55	53	653



Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Ricaurte	111	119	198	108	63	68	92	82	312	285	105	279	1822
San Antonio del Tequendama	43	39	45	31	32	30	28	23	462	331	88	153	1305
San Bernardo	34	41	32	24	33	24	23	67	132	127	133	57	727
San Cayetano	41	40	47	42	32	33	32	40	81	92	60	68	608
San Francisco	48	76	65	110	38	157	45	77	229	506	274	270	1895
San Juan de Rioseco	50	39	73	32	44	37	58	39	360	107	193	65	1097
San Juanito	4	0	4	0	15	0	7	0	15	0	10	0	55
San Miguel de Sema	21	15	16	23	18	30	30	22	189	57	49	37	507
Sasaima	82	68	66	73	78	79	67	74	353	339	285	158	1722
Sesquilé	30	31	29	28	39	35	45	46	128	132	104	83	730
Sibaté	74	57	75	102	121	173	170	109	269	180	184	179	1693
Silvania	131	113	102	104	126	106	135	185	781	661	332	369	3145
Simijaca	47	42	43	49	47	46	51	50	119	136	95	83	808
Soacha	1580	855	962	996	1216	1231	1110	1067	910	1136	928	1050	13041
Sopo	66	71	83	87	71	90	75	65	200	177	206	137	1328
Subachoque	177	54	56	62	94	113	78	80	237	180	107	111	1349
Suesca	77	55	70	58	47	49	52	57	313	161	121	100	1160
Supatá	93	45	37	53	37	50	47	32	120	204	156	95	969
Susa	39	37	45	31	26	31	40	35	96	88	72	51	591
Sutatausa	41	51	42	42	40	42	55	47	137	90	99	86	772
Tabío	84	106	77	103	89	221	97	70	322	286	225	171	1851
Tausa	53	44	43	48	44	43	35	43	103	76	62	63	657
Tena	48	35	23	27	48	35	16	16	514	298	147	109	1316
Tenjo	395	139	111	139	135	142	168	174	506	539	481	349	3278
Tibacuy	18	31	32	22	253	23	14	14	97	111	69	48	732
Tibirita	1	19	3	35	1	29	1	30	5	51	2	41	218
Tocaima	76	111	79	80	72	44	50	35	722	501	418	108	2296
Tocancipá	445	119	171	135	110	96	129	100	263	166	180	180	2094
Topaipí	37	33	65	44	79	45	46	50	111	130	126	117	883
Tunja	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
Ubala	4	42	6	57	4	61	5	60	17	86	11	93	446
Ubaque	20	0	16	2	19	0	23	0	158	0	52	0	290
Une	20	2	23	2	16	1	88	1	173	4	38	0	368
Utica	26	22	18	13	24	13	22	15	198	64	104	33	552
Venecia	40	22	17	18	18	15	12	16	61	79	44	47	389
Vergara	74	95	124	72	65	72	58	65	138	264	124	99	1250
Viani	47	17	37	10	25	25	24	18	124	56	67	47	497
Villa de San Diego de Ubaté	108	88	162	83	161	141	131	121	219	203	214	206	1837
Villagómez	19	14	10	13	11	11	15	20	37	40	34	24	248
Villapinzón	64	65	63	64	59	60	71	65	186	112	100	109	1018
Villeta	210	172	161	175	352	162	161	145	798	836	673	411	4256



Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Viotá	73	102	79	60	71	145	79	47	452	352	96	266	1822
Yacopí	184	163	147	256	126	186	164	149	304	378	260	371	2688
Zipacón	5	23	15	34	12	27	11	24	40	110	46	73	420
Zipaquirá	200	182	371	238	230	261	256	234	423	451	400	579	3825
Total	25616	14868	20253	18856	21034	20353	18123	17460	36028	33708	27543	27372	281214

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Tabla 65. Estimación del consumo de EPM – 2023

Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Abejorral	11	18	21	22	20	14	10	19	15	11	10	16	187
Abriaquí	4	4	2	3	1	2	2	3	1	0	0	1	23
Alejandro	4	2	5	3	10	3	8	8	7	9	11	3	73
Amagá	61	56	55	59	80	51	49	46	50	44	43	53	647
Amalfi	25	18	16	27	24	19	20	21	26	32	30	31	289
Andes	70	71	68	64	60	56	58	59	61	63	58	63	751
Angelópolis	14	15	12	16	24	14	14	13	9	7	9	13	160
Angostura	34	39	17	17	16	18	24	25	33	26	22	21	292
Anorí	33	28	25	28	26	36	25	29	35	35	41	25	366
Anzá	8	5	0	9	6	5	4	2	5	12	2	1	59
Apartadó	424	430	582	719	635	530	732	1038	727	598	515	425	7355
Arboletes	71	79	85	85	74	67	40	81	66	65	101	57	871
Argelia	9	11	10	7	7	7	2	5	3	2	7	5	75
Armenia	4	5	4	6	6	9	8	7	6	3	3	4	65
Ayapel	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
Barbosa	319	300	328	280	284	318	312	317	274	328	314	286	3660
Bello	2211	1388	1381	1889	1577	1461	1443	1399	1514	1759	1557	1396	18975
Belmira	7	7	19	10	7	15	9	15	13	10	25	13	150
Betania	8	9	13	13	8	10	2	8	6	3	7	13	100
Betulia	29	30	30	35	33	32	35	36	29	27	26	28	370
Bogotá, D. C.	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Briceño	23	27	25	25	23	33	21	30	34	28	24	23	316
Buriticá	6	4	4	11	7	8	7	10	10	11	11	12	101
Cáceres	65	70	129	3483	80	77	52	55	58	62	78	60	4269
Caicedo	6	3	6	5	3	7	3	3	5	3	9	6	59
Caldas	859	252	193	202	220	287	286	246	442	277	204	235	3703
Campamento	6	6	7	6	8	5	6	8	11	10	5	6	84
Cañasgordas	23	13	15	27	19	18	15	20	10	10	11	13	194
Caracolí	8	5	11	14	8	6	3	10	7	5	9	8	94
Caramanta	6	8	9	5	9	10	6	7	10	8	5	4	87
Carepa	160	160	254	252	295	275	290	330	225	213	147	182	2783
Carmen del Darién	15	11	17	12	11	10	20	13	11	28	15	15	178
Carolina	20	15	10	9	8	16	20	19	22	14	20	19	192



Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Caucasia	313	310	1525	490	322	264	239	265	251	347	351	330	5007
Chigorodó	172	156	189	332	350	162	173	307	241	242	190	188	2702
Cisneros	20	30	34	33	33	24	23	25	30	32	30	35	349
Ciudad Bolívar	47	51	49	44	36	33	26	31	32	28	33	34	444
Cocorná	29	16	19	18	18	22	15	39	32	18	14	18	258
Concepción	11	7	4	2	1	2	11	5	5	9	7	9	73
Concordia	23	24	11	12	13	24	15	22	18	16	19	17	214
Copacabana	295	303	294	348	268	347	322	336	342	375	311	309	3850
Cúcuta	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	2
Dabeiba	42	32	34	33	35	30	26	35	27	23	29	27	373
Donmatías	59	48	49	46	65	47	37	58	53	49	63	52	626
Ebéjico	8	10	8	10	8	10	11	10	6	4	9	7	101
El Bagre	213	188	198	185	190	147	113	124	112	128	154	134	1886
El Carmen de Atrato	24	20	23	19	19	22	24	21	18	14	12	14	230
El Carmen de Viboral	104	108	233	141	253	863	876	278	260	161	240	330	3847
El Santuario	52	34	45	76	43	115	77	101	108	114	100	45	910
Entreríos	15	12	15	5	10	16	22	14	25	28	20	24	206
Envigado	599	559	710	680	946	1039	814	966	940	867	923	894	9937
Fredonia	14	18	24	22	16	14	19	11	8	11	15	20	192
Frontino	27	25	32	25	15	15	17	14	11	9	15	15	220
Gamarra	0	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	3
Giraldo	12	8	5	7	7	6	7	7	8	7	10	16	100
Girardota	358	233	224	214	303	931	327	322	318	287	241	274	4032
Gómez Plata	32	28	21	20	21	27	31	19	17	25	25	28	294
Granada	9	10	10	8	10	15	10	19	23	22	17	17	170
Guadalupe	23	17	20	12	12	16	16	13	25	23	22	31	230
Guarne	205	123	182	148	334	295	334	244	310	297	349	421	3242
Guatapé	18	16	33	19	23	50	59	61	37	23	29	38	406
Heliconia	14	9	8	10	7	5	6	4	2	3	6	6	80
Hispania	11	17	13	7	7	5	4	3	5	6	9	15	102
Itagüí	585	525	531	622	694	633	1373	793	756	1512	578	609	9211
Ituango	74	75	65	87	75	72	56	75	78	103	73	77	910
Jardín	23	22	17	16	23	21	15	14	12	14	24	10	211
Jericó	31	24	24	32	23	21	28	28	28	19	20	23	301
La Apartada	0	0	5	0	2	0	0	0	2	0	0	0	9
La Ceja	86	78	143	123	194	180	172	166	120	166	170	129	1727
La Estrella	251	203	209	236	215	284	197	324	334	299	238	267	3057
La Pintada	67	63	70	57	64	52	45	43	49	48	41	46	645
La Unión	25	20	18	22	28	57	20	19	37	19	31	31	327
Liborina	13	14	16	16	11	17	8	14	20	25	21	18	193
Los Patios	0	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	4
Maceo	15	17	11	11	16	16	12	19	19	24	25	13	198



Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Manizales	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Marinilla	182	152	370	131	478	273	295	357	420	345	430	414	3847
Medellín	9324	6611	7104	7602	7743	8822	8451	8456	8626	8634	9344	8372	99089
Montebello	5	5	6	1	1	4	5	1	3	7	5	5	48
Montería	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1
Mutatá	43	52	65	76	52	52	58	76	34	44	42	45	639
Nariño	3	1	3	6	3	1	1	2	5	4	6	7	42
Nechí	55	59	55	55	57	51	44	40	61	54	70	50	651
Necoclí	159	162	142	165	148	134	257	150	125	113	110	110	1775
Olaya	10	10	6	10	14	11	21	13	12	12	12	12	143
Penol	20	35	54	13	16	46	27	45	100	18	25	38	437
Peque	5	5	3	7	5	3	4	10	11	11	14	17	95
Pueblorrico	8	6	9	10	9	12	11	11	10	13	9	6	114
Puerto Berrio	110	129	123	141	123	114	106	90	96	225	153	131	1541
Puerto Nare	43	51	50	45	42	45	43	58	54	62	69	101	663
Puerto Triunfo	95	112	80	74	71	97	71	207	221	98	81	140	1347
Remedios	108	115	2146	84	114	91	101	138	112	120	161	339	3629
Retiro	93	66	77	139	188	115	175	186	134	192	190	200	1755
Rionegro	539	449	598	580	598	764	714	870	898	875	779	877	8541
Riosucio	74	183	105	99	98	102	155	164	85	102	107	112	1386
Sabanalarga	14	10	8	12	18	17	12	13	13	9	13	17	156
Sabaneta	461	339	347	355	372	356	312	420	436	414	435	521	4768
Salgar	34	46	35	37	38	32	27	41	31	24	31	34	410
San Andrés de Cuerquia	9	7	9	13	17	10	5	12	6	26	16	14	144
San Carlos	30	40	47	27	31	40	44	50	36	32	38	30	445
San Francisco	26	13	12	11	14	15	16	20	18	17	11	16	189
San Jerónimo	90	178	91	67	176	68	68	79	99	86	88	89	1179
San José de La Montana	13	8	7	11	12	9	11	17	24	14	21	10	157
San Juan de Urabá	87	70	82	101	99	91	83	109	70	80	88	74	1034
San Luis	23	22	16	24	21	18	40	33	25	10	22	29	283
San Pedro de Los Milagros	186	88	64	39	101	91	66	61	61	82	101	88	1028
San Pedro de Urabá	83	81	89	78	84	64	52	48	50	67	48	46	790
San Rafael	37	28	26	24	29	24	42	52	24	30	35	21	372
San Roque	37	39	40	38	41	48	39	36	43	68	68	74	571
San Vicente Ferrer	9	16	14	18	51	27	64	35	53	32	63	30	412
Santa Bárbara	49	37	47	41	38	35	37	27	25	20	40	31	427
Santa Fe de Antioquia	364	182	117	90	85	91	98	110	83	91	90	88	1489
Santa Marta	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
Santa Rosa de Osos	86	60	58	56	93	93	57	86	94	74	125	76	958
Santo Domingo	34	28	25	38	27	32	40	31	33	37	38	53	416
Segovia	159	177	6985	141	134	159	160	284	165	182	276	308	9130



Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Sonson	65	57	80	69	47	68	41	66	63	61	54	60	731
Sopetran	114	96	81	62	81	58	49	66	53	59	65	58	842
Tamesis	26	26	20	20	25	29	15	16	21	18	19	21	256
Taraza	83	82	90	3426	103	83	70	90	77	79	72	69	4324
Tarso	9	11	9	14	14	15	11	11	6	3	12	13	128
Titiribí	22	25	21	18	23	16	14	18	10	14	12	12	205
Toledo	37	17	23	15	14	25	21	28	11	17	17	29	254
Turbo	751	698	790	828	888	893	874	1154	753	777	689	776	9871
Uramita	20	16	16	12	11	12	12	8	11	15	17	18	168
Urao	66	41	59	43	44	42	30	46	46	53	52	42	564
Valdivia	89	78	854	101	95	79	65	85	114	83	66	79	1788
Valencia	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Valparaiso	22	23	19	18	20	17	12	19	20	18	17	17	222
Vegachi	27	30	29	396	32	32	28	34	36	48	36	23	751
Venecia	36	38	36	44	49	42	28	29	26	21	20	29	398
Yali	12	8	10	1487	16	14	16	16	11	5	13	36	1644
Yarumal	139	123	89	299	138	111	98	106	89	133	128	98	1551
Yolombó	35	46	28	352	31	29	37	26	29	29	57	40	739
Yondó	98	95	98	98	109	103	65	91	89	83	167	205	1301
Zaragoza	92	82	99	109	102	75	68	64	69	71	87	62	980
Total	22913	17807	30043	29405	21384	23118	22474	23143	22375	23011	22637	21920	280230

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Tabla 66. Estimación del consumo de DISPAC – 2023

Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Alto Baudó	368	368	368	368	368	368	368	368	368	368	368	368	4416
Atrato	105	120	169	153	213	169	228	196	204	295	207	220	2279
Bagado	116	80	76	143	96	82	82	105	150	125	108	84	1247
Cértogui	58	128	73	80	88	66	77	79	73	77	66	62	927
Condoto	203	217	197	223	333	469	325	311	280	296	394	305	3553
El Cantón del San Pablo	126	175	157	143	160	131	254	213	203	182	154	156	2054
Istmina	1183	844	771	832	970	987	1186	1049	1135	1389	1121	1031	12498
Lloro	69	197	157	77	88	97	107	100	93	99	110	150	1344
Medio Baudó	347	349	342	355	829	827	835	777	846	847	852	776	7982
Medio San Juan	831	874	863	885	902	860	845	872	819	870	871	875	10367
Novita	75	88	94	182	1102	1104	284	92	91	93	141	79	3425
Quibdó	16181	15790	16299	15568	14246	14462	14098	12548	11983	14064	16028	13450	174717
Río Iro	90	129	110	109	257	240	255	231	229	244	232	228	2354
Río Quito	391	140	137	170	138	156	218	318	256	523	139	194	2780
Sipí	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	9360
Tadó	241	518	328	326	423	426	484	423	396	395	341	349	4650
Unión Panamericana	281	562	196	185	230	456	216	240	222	238	212	228	3266



Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Total General	21445	21359	21117	20579	21223	21680	20642	18702	18128	20885	22124	19335	247219

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Tabla 67. Estimación del consumo de CEO – 2023

Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Almaguer	83	65	40	48	67	77	57	51	38	34	49	96	705
Argelia	836	1040	712	621	605	763	1058	902	2352	1181	972	973	12015
Balboa	221	197	242	383	152	189	254	201	206	206	209	268	2728
Bolívar	333	296	247	262	192	309	351	289	313	264	318	400	3574
Buenos Aires	624	582	571	700	627	711	735	760	756	753	720	1318	8857
Cajibío	651	701	664	532	680	686	597	512	631	596	1116	2012	9378
Caldono	334	306	409	355	267	359	341	331	348	429	437	350	4266
Caloto	506	487	684	495	611	740	661	539	516	534	579	508	6860
Corinto	745	715	721	708	676	724	707	718	728	723	551	549	8265
Dosquebradas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
El Tambo	1072	1031	898	963	813	1001	1140	973	897	1117	1046	1014	11965
Florencia	85	73	75	75	160	138	106	83	112	83	52	67	1109
Guachené	262	276	288	297	619	435	335	349	323	324	354	343	4205
Inza	572	489	697	540	397	502	546	630	464	332	378	504	6051
Jambalo	461	199	196	175	299	249	237	291	221	205	182	199	2914
Jamundí	34	34	34	36	33	41	44	43	34	55	30	33	451
La Sierra	53	72	69	63	79	68	82	63	81	85	76	73	864
La Vega	74	71	81	63	68	74	87	84	87	80	81	88	938
Mercaderes	287	370	249	342	307	297	382	329	357	321	334	463	4038
Miranda	428	444	293	300	246	274	252	251	293	336	266	393	3776
Morales	1011	596	575	642	604	696	600	679	715	797	929	865	8709
Padilla	359	175	179	179	165	154	211	173	165	161	164	200	2285
Páez	335	322	454	377	396	486	332	274	416	307	547	403	4649
Patía	1443	1451	1439	1431	1420	1457	1470	1475	1493	1568	1538	1833	18018
Piendamó	450	404	387	530	391	416	399	356	403	343	562	406	5047
Popayán	3922	2075	2040	2164	2033	2607	2038	2318	2073	2157	2257	1526	27210
Puerto Tejada	684	1278	280	412	467	361	554	584	397	498	612	488	6615
Puracé	110	73	81	85	77	77	113	92	80	79	111	113	1091
Rosas	441	106	66	51	40	47	73	42	48	48	55	53	1070
San Sebastián	78	49	49	70	47	83	69	133	63	47	53	41	782
Santa Rosa	46	67	102	66	59	87	114	101	56	48	216	201	1163
Santander de Quilichao	1807	1692	1767	1697	1731	1872	1737	1529	1606	1502	1381	1464	19785
Silvia	346	223	702	398	398	385	362	217	209	198	330	550	4318
Sotará	390	372	309	309	358	372	383	341	308	287	278	313	4020
Suarez	811	706	699	673	674	879	853	682	845	821	888	1948	10479
Sucre	39	34	42	33	55	61	37	24	42	71	144	107	689
Tímbo	225	198	242	180	200	245	285	201	206	194	221	214	2611



Municipio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Toribio	399	407	477	483	830	638	596	626	738	457	562	565	6778
Totoro	217	182	163	186	190	205	261	212	202	251	273	265	2607
Villa Rica	264	280	270	297	360	387	341	266	223	213	166	295	3362
Total	21038	18138	17493	17222	17393	19152	18800	17724	19045	17705	19037	21501	224248

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

Diagnóstico sobre el estado de la medición individual de
**Energía Eléctrica en el Sistema
Interconectado Nacional**
2023

