



COMPENDIO ESTADÍSTICO DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO DE GUATEMALA 2022

COMPENDIO ESTADÍSTICO DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO DE GUATEMALA 2022

MERCADOS ELÉCTRICOS
TARIFAS
FISCALIZACIÓN Y NORMAS





COMPENDIO ESTADÍSTICO DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO DE GUATEMALA 2022
EDICIÓN Y DIGRAMACIÓN
UNIDAD DE COMUNICACIÓN Y RELACIONES PÚBLICAS

Contenido

Índice de Gráficas	5
Índice de Tablas	8
Índice de Ilustraciones	9
Glosario.....	10
Resumen Ejecutivo	12
1. Mercados Eléctricos.....	14
1.1. Datos Generales de la República de Guatemala	14
1.2. Mercado Eléctrico Nacional	16
1.2.1. Datos Generales y Resumen de Indicadores.....	17
1.2.2. Energía Eléctrica	17
1.2.3. Potencia.....	20
1.2.4. Servicios Complementarios	22
1.3. Transacciones Internacionales	24
1.3.1. Cargos en el Mercado Eléctrico Regional	25
1.3.2. Interconexión entre Guatemala y México	27
1.4. Generación Distribuida Renovable (GDRs)	29
1.4.1. Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía (UAEE)	29
2. Tarifas	32
2.1. Evolución Histórica de la Tarifa Social y No Social del 2017 al 2022	32
2.1.1. Composición de la Tarifa Social y No Social del 2018 al 2022	42
2.2. Usuarios, Consumos y Facturación del Servicio.....	45
2.2.1. Distribución de Usuarios por Departamento, 2022	45
2.3. Monto Facturado por Consumo de Energía y Potencia	47
2.3.1. Montos Anuales Facturados por Ventas De Energía y Potencia Máxima 2022, EEGSA (GTQ)	47
2.3.2. Montos anuales facturados por ventas de energía y potencia 2022, DEOCSA (GTQ)	49
2.3.3. Montos anuales facturados por ventas de energía y potencia 2022, DEORSA (GTQ)	50
2.4. Aporte INDE.....	51
2.4.1. Monto Total de Aporte Social INDE a la Tarifa Social por departamento en Millones de Quetzales, 2022.....	52
2.4.2. Usuarios Beneficiados por el Aporte INDE a la Tarifa Social	53
2.5. Costos correspondientes a EEGSA.....	54
2.5.1. Compras de energía	54
2.5.2. Compras de potencia	56
2.5.3. Consolidado	57
2.6. Costos correspondientes a DEOCSA	58
2.6.1. Compras de energía	58
2.6.2. Compras de potencia	60
2.6.3. Consolidado	61
2.7. Costos correspondientes a DEORSA.....	62
2.7.1. Compras de energía	62
2.7.2. Compras de potencia	64
2.7.3. Consolidado	65
2.8. Empresas Eléctricas Municipales (EEM)	66
2.8.1. Contratos de Abastecimiento de Energía y Potencia.....	67

2.8.2.	Activos Eficientes Reconocidos	67
2.9.	Cantidad de usuarios, demanda firme y consumo medio de energía de las Empresas Eléctricas Municipales	68
2.10.	Peaje Principal y Secundario	69
2.11.	Estudios de valor agregado de distribución	70
3.	Fiscalización y Normas	73
3.1.	Indicadores y estadísticas de calidad	73
3.1.1.	Generalidades del control de indicadores de calidad del servicio de energía eléctrica 73	
3.1.2.	Calidad del Servicio de Transporte	73
3.1.3.	Calidad de Servicio de Distribución	78
3.1.4.	Calidad del Servicio Comercial	81
3.1.5.	Volumen de usuarios por Empresa Eléctrica Municipal.....	85
3.1.6.	Encuesta Anual de Calidad	88
3.2.	Fiscalización y control de la calidad en campo.....	89
3.2.1.	Generalidades de la fiscalización y control de la calidad en campo.....	89
3.2.2.	Estadísticas y resultados, 2022	90
3.3.	Denuncias y atención al usuario	93
3.3.1.	Generalidades de la gestión de denuncias y atención al usuario	93
3.3.2.	Gestión de denuncias e investigaciones de oficio	93
3.4.	Control y seguridad de presas	97
3.4.1.	Generalidades del control y seguridad de presas	97
3.4.2.	Inspecciones rutinarias	98
3.4.3.	Inspecciones intermedias	99
3.4.4.	Plan ante emergencias (PAE)	99
3.4.5.	Fiscalización en campo	100

Índice de Gráficas

Gráfica 1. Tasa de cambio frente al dólar estadounidense, 2018-2022.....	14
Gráfica 2. Distribución de la población de Guatemala por grupos de edad y género, 2022	15
Gráfica 3. Composición de la demanda, 2022	16
Gráfica 4. Consumo y producción de energía eléctrica en Guatemala, 2018-2022.....	18
Gráfica 5. Matriz de generación eléctrica, 2018-2022	19
Gráfica 6. Precio de Oportunidad de la Energía, promedio mensual por banda horaria	19
Gráfica 7. Potencia disponible para el despacho, 2018-2022.....	21
Gráfica 8. Evolución de la demanda firme total por participante consumidor, 2017-2022..	22
Gráfica 9. Precio liquidado promedio ponderado y Precio SPOT promedio mensual, 2018-2022.....	23
Gráfica 10. Inyecciones y Retiros de energía en el MER, 2018-2022	24
Gráfica 11. Inyecciones y retiros de energía en el MER, 2018-2022.....	25
Gráfica 12. Cargos por regulación y operación en el MER.....	26
Gráfica 13. Cargos Complementarios asignados en la Región y en Guatemala	26
Gráfica 14. Importación de energía por Contratos Firmes desde la interconexión Guatemala – México, 2018-2022.....	27
Gráfica 15. Importación de energía de oportunidad, 2018-2022.....	28
Gráfica 16. Exportación de energía de oportunidad, 2018-2022.....	28
Gráfica 17. Potencia Instalada de GDRs por tecnología, 2022.....	29
Gráfica 18. Total de UAEE por distribidora, 2022.....	30
Gráfica 19. Capacidad instalada de UAEE por distribidora, 2022	30
Gráfica 20. EEGSA Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh	32
Gráfica 21. DEOCSA Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh.....	32
Gráfica 22. DEORSA Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh.....	33
Gráfica 23. EEM de Gualán Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh.....	34
Gráfica 24. EEM de Guastatoya Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh.....	34
Gráfica 25. EEM de Huehuetenango Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh	35
Gráfica 26. EEM de Jalapa Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh.....	35
Gráfica 27. EEM de Joyabaj Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh.....	36
Gráfica 28. EEM de Puerto Barrios Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh.....	36
Gráfica 29. EEM de Quetzaltenango Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh	37
Gráfica 30. EEM de San Marcos Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh.....	37
Gráfica 31. EEM de San Pedro Pinula Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh	38
Gráfica 32. EEM de San Pedro Sacatepéquez Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh.....	38
Gráfica 33. EEM de Tacana Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh.....	39

Gráfica 34. EEM de Santa Eulalia Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh.....	39
Gráfica 35. EEM de Zacapa Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh.....	40
Gráfica 36. EEM de Patulul Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh.....	40
Gráfica 37. EEM de Retalhuleu Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh.....	41
Gráfica 38. EEM de Ixcán Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh.....	41
Gráfica 39. Desagregación de Tarifa Social de EEGSA del 2019 al 2022, GTQ/kWh.....	42
Gráfica 40. Desagregación de Tarifa Baja Tensión Simple de EEGSA del 2019 al 2022, GTQ/kWh.....	42
Gráfica 41. Desagregación de Tarifa Social de DEOCSA del 2019 al 2022, GTQ/kWh.....	43
Gráfica 42. Desagregación de Tarifa Baja Tensión Simple de DEOCSA del 2019 al 2022, GTQ/kWh.....	43
Gráfica 43. Desagregación de Tarifa Social de DEORSA del 2018 al 2022, GTQ/kWh.....	44
Gráfica 44. Desagregación de Tarifa Baja Tensión Simple de DEORSA del 2018 al 2022, GTQ/kWh.....	44
Gráfica 45. Ventas anuales de energía (GTQ).....	48
Gráfica 46. Ventas anuales de potencia máxima (GTQ).....	48
Gráfica 47. Ventas de Energía (GTQ).....	49
Gráfica 48. Ventas anuales de potencia máxima (GTQ).....	49
Gráfica 49. Ventas de Energía (GTQ).....	50
Gráfica 50. Ventas anuales de potencia máxima (GTQ).....	50
Gráfica 51. Aporte INDE a los usuarios del servicio de energía eléctrica de EEGSA (Millones de Quetzales).....	52
Gráfica 52. Aporte INDE a los usuarios del servicio de energía eléctrica de DEOCSA (Millones de Quetzales).....	52
Gráfica 53. Aporte INDE a los usuarios del servicio de energía eléctrica de DEORSA (Millones de Quetzales).....	53
Gráfica 54. Promedio de usuarios beneficiados mensualmente con Aporte INDE de las distribuidoras EEGSA, DEOCSA y DEORSA, 2022.....	53
Gráfica 55. Compras de Energía de EEGSA, 2022 en GWh.....	54
Gráfica 56. Compras de Energía de EEGSA, 2022 en Millones de Quetzales.....	55
Gráfica 57. Compras de Potencia de EEGSA, 2022 en MW.....	56
Gráfica 58. Compras de Potencia de EEGSA, 2022 en Millones de Quetzales.....	56
Gráfica 59. Evolución de costos de generación (Millones de Quetzales) y Precio Monómico de Energía (USD/MWh) de EEGSA, 2022.....	57
Gráfica 60. Compras de Energía de DEOCSA, 2022 en GWh.....	58
Gráfica 61. Compras de Energía de DEOCSA en Millones de Quetzales, 2022.....	59
Gráfica 62. Compras de Potencia de DEOCSA, 2022 en MW.....	60
Gráfica 63. Compras de Potencia de DEOCSA, 2022 en Millones de Quetzales.....	60
Gráfica 64. Evolución de los costos de generación (Millones de Quetzales) y Precio Monómico de Energía (USD/MWh) de DEOCSA, 2022.....	61
Gráfica 65. Compras de Energía de DEORSA, 2022 en GWh.....	62
Gráfica 66. Compras de Energía de DEORSA en Millones de Quetzales, 2022.....	63
Gráfica 67. Compras de Potencia de DEORSA en MW, 2022.....	64
Gráfica 68. Compras de Potencia de DEORSA en Millones de Quetzales, 2022.....	64
Gráfica 69. Evolución de costos de Generación (Millones de Quetzales) y Precio Monómico de Energía (USD/MWh) de DEORSA, 2022.....	65
Gráfica 70. Precios de energía y potencia de distribuidoras, 2022.....	67
Gráfica 71. Activos de Red (Km de red y capacidad de transformación instalada), 2022.....	68

Gráfica 72. Cantidad de usuarios en Tarifa Social y Tarifa No Social para las Empresas Eléctricas Municipales, 2022	68
Gráfica 73. Demanda firme y facturación media de energía de las Empresas Eléctricas Municipales, 2022.....	69
Gráfica 74. Evolución del peaje anual de transmisión del Sistema Secundario y del Sistema Principal, 2022.....	69
Gráfica 75. Monto de peaje máximo resultante de la gestión de expedientes (Millones de dólares de los Estados Unidos de América -MUSD-), 2022	70
Gráfica 76. Peso ponderado de transportistas por longitud de líneas de transmisión	74
Gráfica 77. Puntos fuera de tolerancia – regulación de tensión, 2022	75
Gráfica 78. Puntos fuera de tolerancia – desbalance de corriente, 2022	75
Gráfica 79. Puntos fuera de tolerancia – factor de potencia, 2022.....	76
Gráfica 80. Indisponibilidades Forzadas y Programadas de Equipo de Transformación, 2022	76
Gráfica 81. Indisponibilidades Forzadas y Programadas de Líneas de Transmisión, 2022	77
Gráfica 82. Indisponibilidades Forzadas y Programadas de Equipo de Compensación Reactiva, 2022	77
Gráfica 83. Resultado de las mediciones de Regulación de Tensión realizadas por los distribuidores, 2022	79
Gráfica 84. Porcentaje de reclamos recibidos por distribuidor para el segundo semestre, 2022.....	82
Gráfica 85. Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos durante el segundo semestre, 2022.....	84
Gráfica 86. Facturación errónea 2018 – 2022.....	84
Gráfica 87. Facturación errónea 2018 – 2022.....	85
Gráfica 88. Facturación errónea 2018 – 2022.....	85
Gráfica 89. Empresas Eléctricas Municipales clasificadas por cantidad de usuarios atendidos, 2022	86
Gráfica 90. Porcentaje promedio de mediciones de producto técnico de las EEMs, 2022.....	87
Gráfica 91. Cantidad promedio de fallas en la red de Media Tensión de las EEMs, 2022.....	87
Gráfica 92. Resultados Generales de la calificación de los usuarios sobre el servicio prestado por las distribuidoras, 2022	88
Gráfica 93. Resultados de la calificación de los usuarios sobre el servicio, detallados por áreas de calidad evaluadas, 2022	89
Gráfica 94. Hallazgos por kilómetro fiscalizado, 2022.....	90
Gráfica 95. Categoría de hallazgos, 2022	91
Gráfica 96. Fiscalización de Subestaciones, 2022.....	92
Gráfica 97. Otras fiscalizaciones, 2022	92
Gráfica 98. Origen de las denuncias atendidas.....	94
Gráfica 99. Expedientes finalizados clasificados por método, 2022	95
Gráfica 100. Casos de denuncia/investigación de oficio por inconformidad del usuario clasificados por motivo, 2022	97
Gráfica 101. Libros de inspección rutinaria clasificados por tipo de presa según su nivel de consecuencia o riesgo, 2022.....	99
Gráfica 102. Fiscalizaciones de campo a instalaciones de presas por tipo de presa según su nivel de consecuencia o riesgo, 2022	100

Índice de Tablas

Tabla 1. Densidad de consumo por usuario, 2022	15
Tabla 2. Datos Generales del Mercado Mayorista de Guatemala	17
Tabla 3. Cargos Regionales, 2022	25
Tabla 4. Rangos de Consumo Mensual para Aporte Social INDE, 2022.....	51
Tabla 5. Clasificación de las Empresas Eléctricas Municipales por cantidad de usuarios	86
Tabla 6. Expedientes del departamento de Denuncias y Atención al Usuario abiertos durante 2022 clasificados por su origen.....	94
Tabla 7. Expedientes finalizados clasificados por método, 2022	95
Tabla 8. Motivo de denuncia/investigación de oficio por inconformidad de usuarios, 2022	96

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1. Distribución espacial del total de usuarios de las distribuidoras (miles de usuarios).....	45
Ilustración 2. Distribución espacial de usuarios de la Tarifa No Social para las distribuidoras (miles de usuarios).....	46
Ilustración 3. Distribución espacial de usuarios de la Tarifa No Social para las distribuidoras (miles de usuarios).....	47
Ilustración 4. Ubicación Geográfica de las Empresas Eléctricas Municipales	66
Ilustración 5. Parámetros para evaluar el servicio de transporte	73
Ilustración 6. Parámetros para evaluar el servicio de distribución.....	78
Ilustración 7. Duración promedio en horas de interrupciones, 2022	80
Ilustración 8. Frecuencia promedio en cantidad de veces de interrupciones, 2022.....	81
Ilustración 9. Porcentaje de reclamos recibidos en EEGSA, DEOCSA y DEORSA por municipio para el segundo semestre, 2022	83

Glosario

BTDpA	Baja Tensión con Demanda en Punta Autoproductores
BTDfp	Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta
BTDH	Baja Tensión Horaria con Demanda
BTDp	Baja Tensión con Demanda en Punta
BTS	Baja Tensión Simple
BTSA	Baja Tensión Autoproductores
CENACE	Coordinación entre Centro Nacional de Control de Energía
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
DCC	Diferencias con Curva de Carga
DEOCSA	Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima
DEORSA	Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima
EEM	Empresa Eléctrica Municipal
EG	Energía Generada
EOR	Ente Operador Regional
EPR	Empresa Propietaria de la Red
FIU	Frecuencia de Interrupción por Usuario
GDRs	Generación Distribuida Renovable
GWh	Gigavatios horas
INDE	Instituto Nacional de Electrificación
INE	Instituto Nacional de Estadística
IPC	Índice de Precios al Consumidor
kWh	Kilovatio hora
LGE	Ley General de Electricidad
MER	Mercado Eléctrico Regional
MM	Mercado Mayorista

Glosario

MOMV	Manual de Operación, Mantenimiento y Vigilancia
MQ	Millón de Quetzales
MTDfp	Media Tensión con Demanda Fuera de Punta
MUSD	Millón de Dólares de los Estados Unidos de América
MWh	Megavatio hora
NSP	Norma de Seguridad de Presas y sus Anexos
NTDOID	Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución
NTDOST	Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica
NTSCST	Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones
NTSD	Normas Técnicas del Servicio de Distribución
OCE	Opción de Compra de Energía
PAE	Plan ante emergencias
PSEA	Potencia Sin Energía Asociada
RAMM	Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista
RRA	Reserva Rápida
RRO	Reserva Rodante Operativa
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SPOT	Precio del Mercado de Oportunidad de la Energía
TIU	Tiempo de Interrupción por Usuario
TM	Toneladas métricas
TPPR	Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos
TNS	Tarifa No Social
TS	Tarifa Social
UAEE	Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía

Resumen Ejecutivo

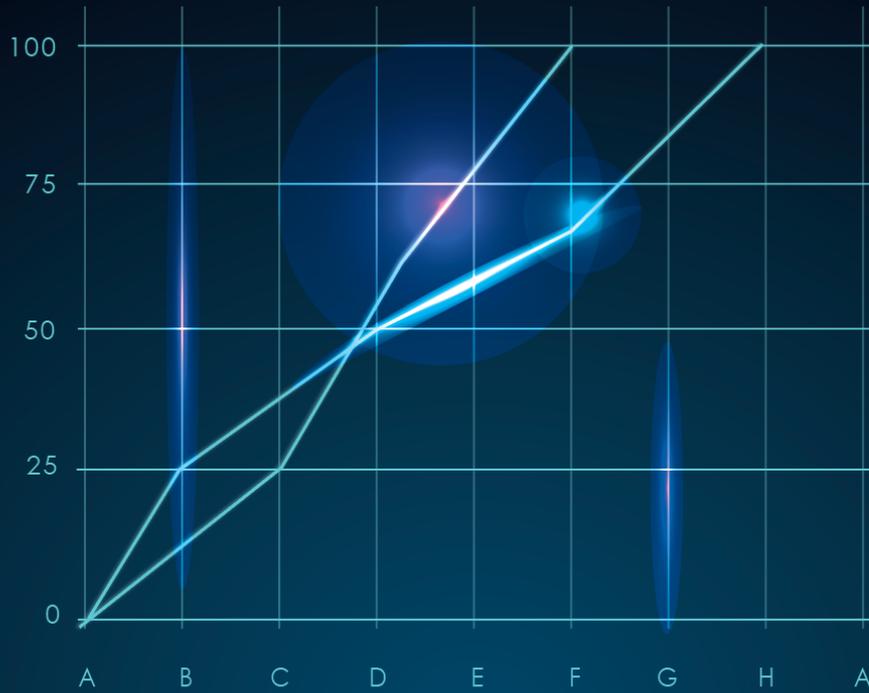
El presente documento ofrece una visión integral de la situación de los mercados eléctricos en Guatemala, así como de la evolución de las tarifas eléctricas y la fiscalización en el sector energético del país. A través de la combinación de tres informes fundamentales, proporcionamos una síntesis de datos, tendencias y desarrollos clave que arrojan luz sobre el panorama eléctrico guatemalteco.

En primer lugar, exploraremos el contexto de los mercados eléctricos en Guatemala, destacando datos demográficos y económicos relevantes. Luego, analizaremos la dinámica del mercado eléctrico nacional, abordando los segmentos de mercado, productos negociados y la creciente presencia de energías renovables en la matriz de generación. Además, examinaremos las transacciones internacionales que juegan un papel vital en la operación del mercado eléctrico guatemalteco.

La segunda parte del documento se centra en la evolución de las tarifas eléctricas en el período 2017-2022. Se discuten las razones detrás de los incrementos tarifarios, como los precios internacionales de combustibles fósiles y la influencia de la inflación. Se analizan las variaciones en las tarifas para los usuarios regulados y se destaca la estabilidad relativa de las Empresas Eléctricas Municipales.

Por último, el informe estadístico "Fiscalización y Normas" se sumerge en la importante tarea de garantizar la calidad y seguridad en la prestación del servicio de energía eléctrica. Se presentan indicadores y estadísticas relacionados con la calidad del servicio en términos de transporte, distribución y aspectos comerciales. También se aborda la fiscalización en campo y el control de la seguridad de las presas, con el objetivo de mantener la integridad de las instalaciones eléctricas.

En conjunto, este documento proporciona una visión completa de la compleja red de factores que conforman el panorama energético guatemalteco, destacando tanto los logros como las áreas de mejora en un sector fundamental para el desarrollo sostenible del país.



MERCADOS ELÉCTRICOS

1.1. Datos Generales de la República de Guatemala

A continuación, se presenta el contexto general de Guatemala con el objetivo de proporcionar una visión clara de los aspectos sociales y económicos del país, y su interrelación con el subsector eléctrico.

Nombre Oficial: República de Guatemala.

Población (2022)¹: 17,357,886 habitantes.

PIB Nominal (2021)²: USD 85,970.5 millones

PIB per cápita (2021)³: USD 5,024.7

El tipo de cambio ha experimentado variaciones entre 7.35 Q/USD y 7.90 Q/USD durante el período de 2018 a 2022. Al finalizar el año 2022, se registró un tipo de cambio de 7.85 Q/USD.



Gráfica 1. Tasa de cambio frente al dólar estadounidense, 2018-2022

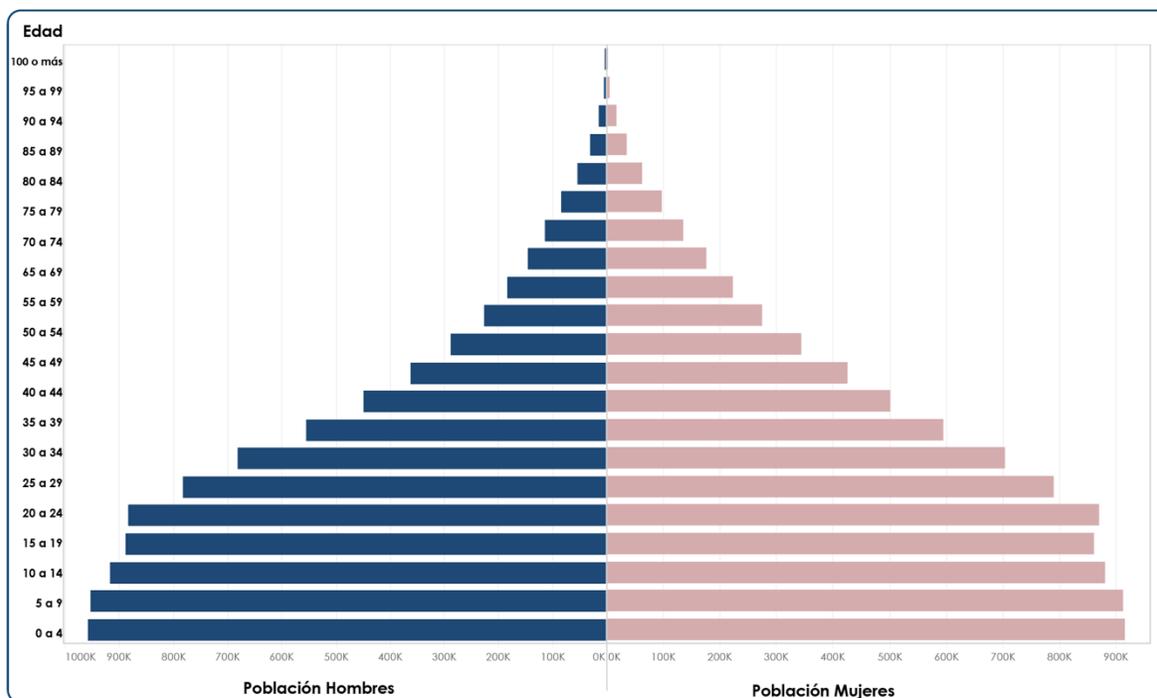
Fuente: Elaboración propia con información del Banco de Guatemala. Consultado en julio de 2023.

En el transcurso del año 2022, cerca del 95 % de la población total se ubicaba en el rango de edad por debajo de los 64 años. Dentro de este espectro, el grupo etario de 0 a 4 años se destacó como el más numeroso, constituyendo aproximadamente el 10 % de la población general.

¹ Publicación del Instituto Nacional de Estadística Guatemala (INE), Proyecciones Nacionales 1950-2050, consultado en abril de 2023.

² Publicación del Banco de Guatemala, Guatemala en Cifras 2022, consultado en marzo de 2023.

³ Publicación del Banco de Guatemala, Guatemala en Cifras 2022, consultado en marzo de 2023.



Gráfica 2. Distribución de la población de Guatemala por grupos de edad y género, 2022

Fuente: Elaboración propia con información del Instituto Nacional de Estadística (INE). Proyecciones Nacionales 1950-2050. Consultado en julio de 2023.

Con relación al 2021 el consumo promedio general de energía de los usuarios de Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima (DEOCSA), ha experimentado un aumento del 37.5 %. Por otro lado, el consumo promedio de los usuarios de Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima (EEGSA) y Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima (DEORSA), no ha variado.

Tabla 1. Densidad de consumo por usuario, 2022⁴

Distribuidora	Consumo Promedio General kWh-mes	Consumo Promedio Residencial kWh-mes	Consumo Promedio Comercial kWh-mes	Consumo Promedio Industrial kWh-mes
EEGSA	306	145	4,034	107,491
DEOCSA	99	73	4,301	116,551
DEORSA	113	78	2,958	76,809

Fuente: CNEE. 2023.

⁴ El promedio general, incluye el consumo de grandes usuarios conectados a la red de la distribuidora. En la normativa vigente, los usuarios son clasificados de acuerdo a las opciones tarifarias en los pliegos tarifarios (BTS, TS, BTDp, MTDfp, etc.), y no existen las clasificaciones por tipo de consumo ("residencial", "comercial" o "industrial"). No obstante, para efectos orientativos, en la tabla se ha aplicado una clasificación convencional de las opciones tarifarias como se indica a continuación:

-Residencial: Usuarios de Tarifa Social y Tarifa BTS

-Comercial: Usuarios de Tarifas BTDp, BTDfp y BTH

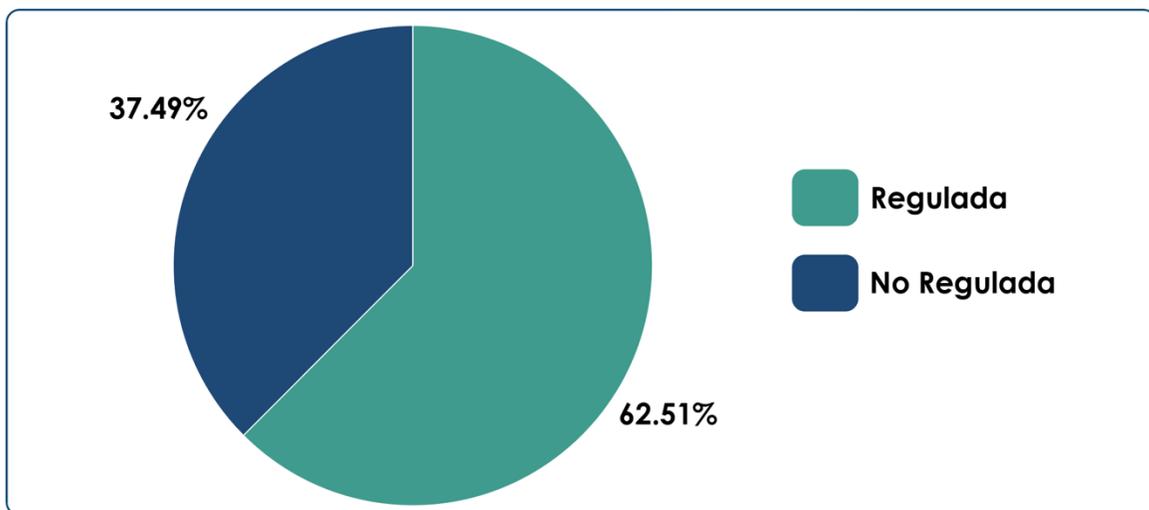
-Industrial: Usuarios de Tarifas MTDp, MTDfp, MTH y Grandes Usuarios conectados a la Red de Distribución

1.2. Mercado Eléctrico Nacional

En 1996 se emitió el Decreto Número 93-96, Ley General de Electricidad (LGE), el cual establece las normas jurídicas fundamentales para facilitar la operación de las diferentes industrias que conforman el sistema eléctrico nacional.

Desde la perspectiva de la demanda coexisten dos mercados:

- a) El Mercado Regulado, constituido por la demanda de los consumidores regulados y que es atendido por tres distribuidoras privadas y 16 Empresas Eléctricas Municipales;
- b) El Mercado Mayorista, definido en la Ley como el espacio donde se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de bloques de potencia y energía a corto y largo plazo entre los agentes del mercado. Además, se establece que el funcionamiento del Mercado Mayorista se regirá de acuerdo con la ley, su reglamento y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM).



Gráfica 3. Composición de la demanda, 2022

Fuente: Elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Consultado en julio de 2023.

Según lo estipulado en el artículo 3 del RAMM, los productos que se negocian en el Mercado Mayorista son los siguientes:

- i. **Energía Eléctrica.** El producto de energía eléctrica de transa en el Mercado de Oportunidad y en el Mercado a Término.
- ii. **Potencia Eléctrica.** El producto de potencia se transa en el Mercado de Desvíos de Potencia y el Mercado a Término.
- iii. **Servicios Complementarios.** Los Servicios que se prestan en el Mercado son: 1) Servicio de Reserva Rodante Regulante, 2) Servicio de Reserva Rodante Operativa, 3) Servicio de Reserva Rápida, 4) Servicio de Demanda Interrumpible.
- iv. **Servicios de Transporte de Energía Eléctrica.** Este servicio se remunera anticipadamente para permitir el uso del Sistema de Transmisión.

La información presentada en este apartado se basa en los resultados publicados en los Informes de Transacciones Económicas, informes del posdespacho, de despacho diario y otros documentos emitidos por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) de manera anual.

1.2.1. Datos Generales y Resumen de Indicadores

Tabla 2. Datos Generales del Mercado Mayorista de Guatemala

Datos Generales	2018	2019	2020	2021	2022
Producción de Energía (GWh)	13,348	13,341	12,177	13,142	13,469
- Energía producida SNI	12,522	12,228	11,122	11,943	12,025
- Energía importada total	826	1,113	1,008	1,141	1,413
Consumo de Energía (GWh)	12,875	12,845	11,709	12,619	12,912
- Energía consumida localmente total	10,375	10,676	10,580	11,454	11,824
- Energía exportada total	2,500	2,169	1,063	1,116	1,035
Consumo Propio Generadores (GWh)	69	78	85	87	90
Consumo Propio de Transportistas (GWh)	7	8	8	8	8
Energía Transada en el Mercado a Término, Participantes Consumidores (GWh)	11,812	12,021	9,672	10,497	10,601
Energía Transada en el Mercado de Oportunidad, Participantes Consumidores (GWh)	1,536	825	2,037	2,121	2,310
Demanda Máxima de Potencia en el SNI (MW)	1,763	1,786	1,787	1,830	1,923
Promedio del Precio SPOT de la energía - USD/MWh	62.4	63.3	41.1	63.4	86.2
Promedio del Precio del Desvío Positivo - USD/kW mes	0.4	0.3	0.5	0.5	0.9
Precio Promedio Unitario Peaje Principal - USD/kW mes	2.9	3.2	3.6	3.7	4.4
Precio Promedio Unitario Peaje Secundario Transmisión - USD/kW mes ⁵	0.5	0.5	0.5	0.6	0.8
Precio Promedio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Centro - USD / kW mes	2.3	2.4	2.7	3.0	3.5
Precio Promedio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Occidente - USD/kW mes	1.9	2.0	2.0	2.0	2.5
Precio Promedio Unitario Peaje Secundario Subtransmisión Oriente - USD/kW mes	2.0	2.0	2.1	2.2	2.5
Número de Grandes Usuarios – aproximado a miles	1.1	1.1	1.1	1.2	1.3
Número de Usuarios del Servicio de Distribución Final – millones	3.2	3.3	3.4	3.7	4.0
Costo total del peaje para los consumidores de las distribuidoras – aproximado a Millones de Quetzales	612	656	771	788	913

Fuente: Elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista y de la CNEE. Consultado en julio de 2023.

1.2.2. Energía Eléctrica

El producto de energía eléctrica se negocia tanto en el Mercado de Oportunidad como en el Mercado a Término. En el Mercado de Oportunidad, se adquiere energía de un

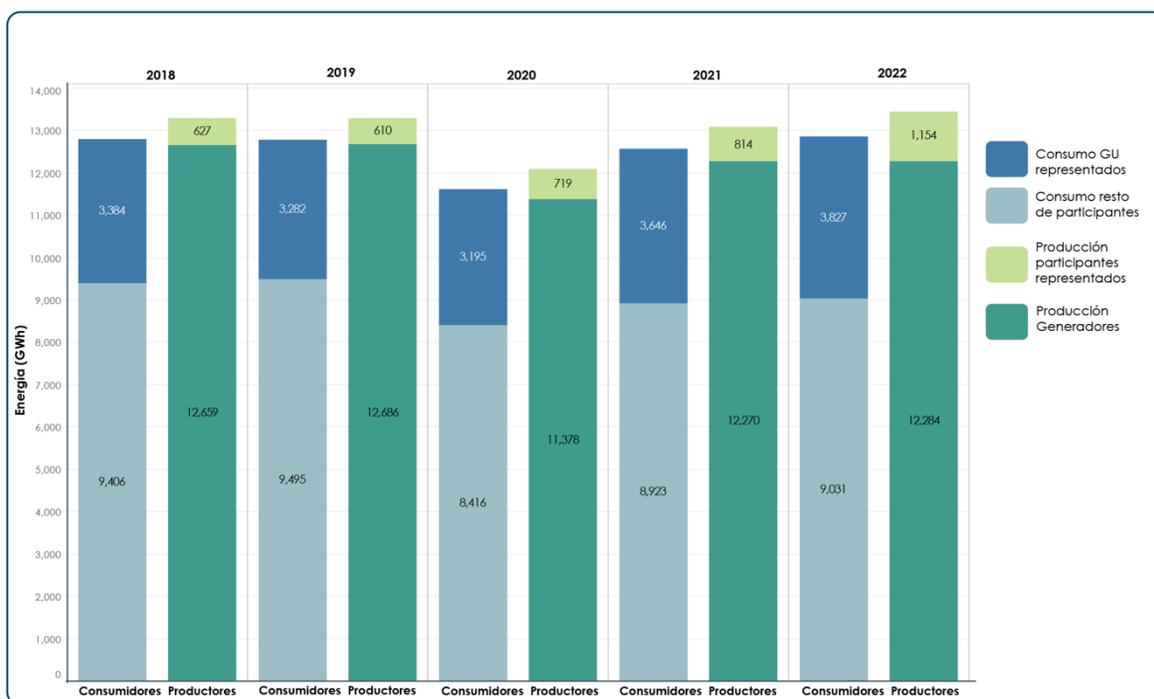
⁵ Refleja el precio unitario de todos los Sistemas Secundarios de Transmisión

conjunto de vendedores, y las transacciones se realizan al precio de oportunidad de la energía. Este precio se determina a partir del costo marginal de corto plazo que resulta del despacho económico de la oferta disponible. En el Mercado a Término, los participantes del Mercado Mayorista (MM), incluyendo las empresas distribuidoras privadas establecen contratos, libremente pactados, en los que se especifican los plazos, las cantidades y los precios acordados entre las partes.

1.2.2.1. Consumo y Generación de Energía Eléctrica

La generación total de energía para el año 2022 fue de 13,506 GWh, de los cuales 13,436 GWh fueron producción de generadores para cubrir demanda y una cantidad de energía inadvertida de 67.72 GWh.

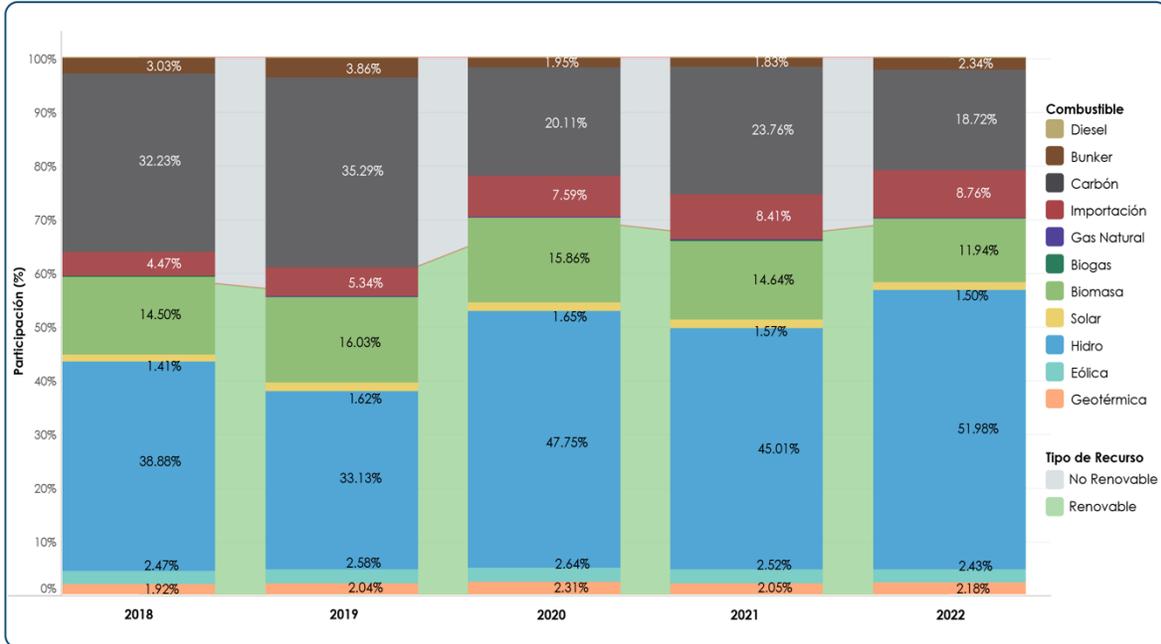
Se observa un aumento en el consumo local, con relación al año anterior, llegando a un consumo de 11,823.58 GWh. Las exportaciones representaron 1,035.38 GWh, lo que da un total de consumo de energía de 12,858.96 GWh. Además, se registraron consumos propios de generadores y transportistas de 90.17 GWh y 7.72 GWh, respectivamente. La siguiente gráfica muestra la relación entre la energía consumida y la producida.



Gráfica 4. Consumo y producción de energía eléctrica en Guatemala, 2018-2022

Fuente: Elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Consultado en marzo de 2023.

El año 2022 registró la segunda mayor participación de energías renovables durante el período 2018-2022, alcanzando un 70.03 %. La mayor proporción de generación renovable se observó en 2020, con un 70.21 %. En contraste, el año 2019 presentó el menor aporte de generación renovable, con un 55.49 %, esta disminución se debió a los efectos del Fenómeno del Niño que redujo la contribución de las centrales hidroeléctricas.



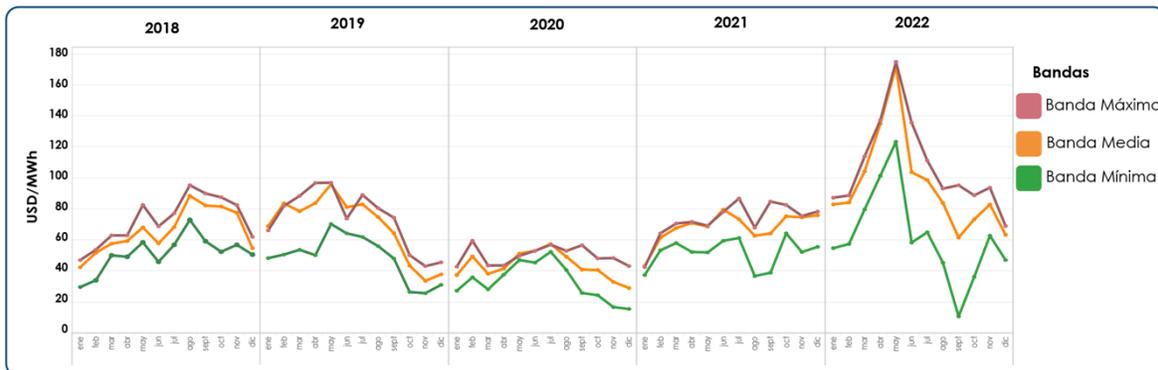
Gráfica 5. Matriz de generación eléctrica, 2018-2022

Fuente: Elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Consultado en marzo de 2023.

1.2.2.2. Precio de Oportunidad de la Energía

El precio SPOT o Precio de Oportunidad de la Energía es resultado de los costos variables de las centrales generadoras convocadas siguiendo el despacho económico según la lista de mérito, varía de hora en hora y es establecido por la unidad generadora marginal.

Durante el primer semestre de 2022, época con menor aporte hidroeléctrico, se registró un incremento proporcional en el Precio SPOT, con relación a años previos, debido al aumento en los costos de los combustibles fósiles (bunker y carbón).



Gráfica 6. Precio de Oportunidad de la Energía, promedio mensual por banda horaria

Fuente: Elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Consultado en marzo de 2023.

1.2.2.3. Generación Forzada

En 2022 las causas con mayor incidencia en los costos de Generación Forzada fueron restricciones de arranque y parada, y por inflexibilidad de la oferta de importación⁶.

1.2.2.4. Costo Total de la Operación

El despacho económico tiene como objetivo optimizar el costo total de la operación para suministrar la demanda de energía del Sistema Nacional Interconectado (SNI). El promedio semanal del Costo Total de Operación en el año 2022 fue de US\$ 6,727,317. El valor más alto se registró en la semana 21 del año 2022, con aproximadamente 14 millones de dólares estadounidenses⁷.

1.2.3. Potencia

La potencia es un producto que se negocia en el Mercado Mayorista (MM) a través del Mercado a Término. Además, es el único producto que se liquida en el Mercado de Desvíos de Potencia. Durante los años 2019 y 2020, se produjeron cambios significativos en la capacidad efectiva debido al retiro de centrales del Sistema Nacional Interconectado (SNI) por iniciativa propia, así como a la disminución de los resultados de las pruebas de potencia máxima en las centrales. En el año 2022, la capacidad efectiva total en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) aumentó en 5.3 MW en comparación con el año anterior, gracias a la incorporación de las centrales GDR Guayasamín (1.8 MW) y Granja Solar Las Pilas (3.5 MW).

1.2.3.1. Oferta

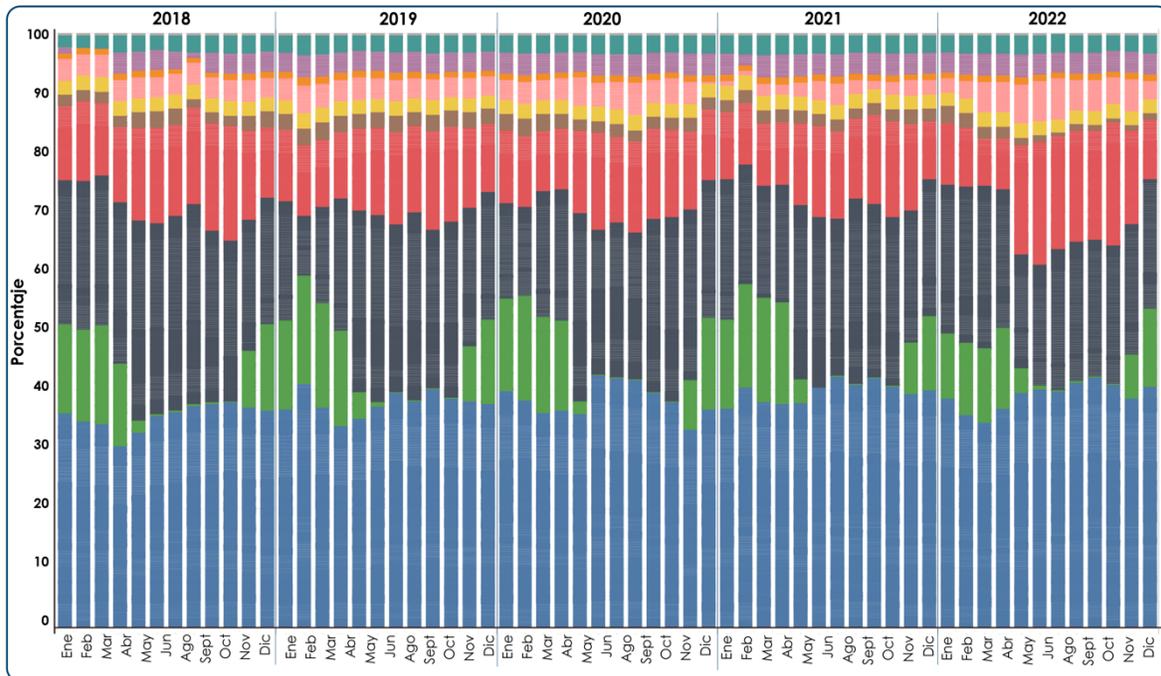
En el año 2022, la capacidad efectiva del sistema fue de 2961 MW y estuvo disponible en promedio en un 87.47 % del tiempo total⁸.

A continuación, se presenta el porcentaje de Potencia Disponible, por tipo de tecnología, durante el período de 2018 a 2022. Se observa que las centrales hidroeléctricas reportan la mayor potencia disponible, seguidas de las centrales térmicas que utilizan carbón como combustible; así mismo, se puede observar el efecto de la estacionalidad, principalmente de la biomasa.

⁶ Información disponible en el Informe Estadístico 2018-2022. (2022). Guatemala. <https://www.cnee.gob.gt/wordpress/?p=9226>

⁷ *Idem.*

⁸ *Idem.*

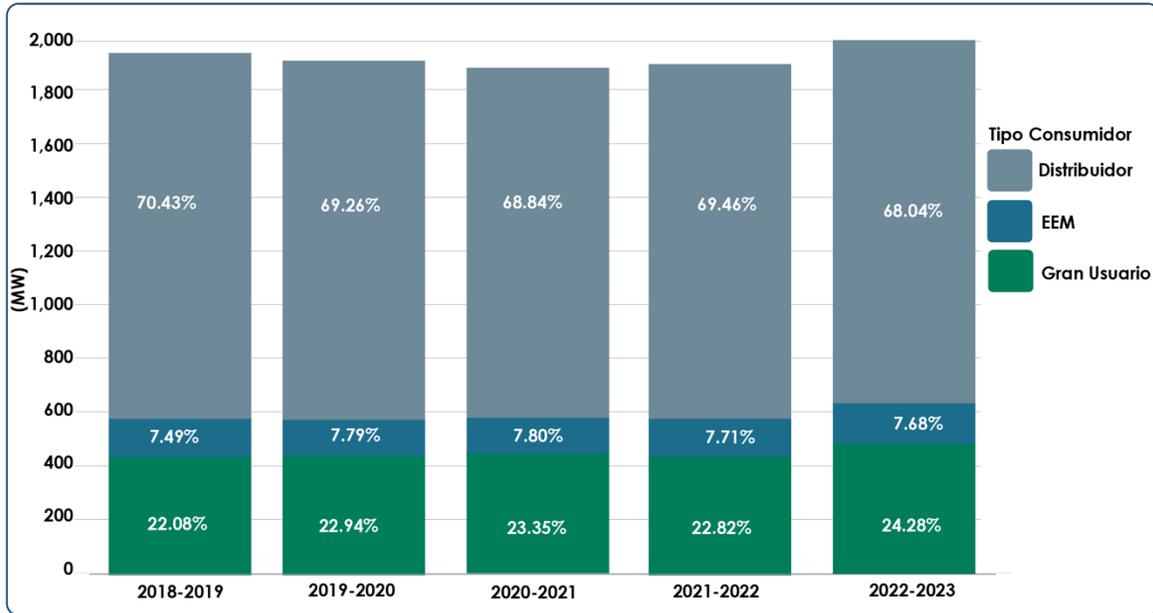


Gráfica 7. Potencia disponible para el despacho, 2018-2022

Fuente: Elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Consultado en marzo de 2023.

1.2.3.2. Demanda

En el Año Estacional 2022-2023, la Demanda Firme correspondiente a las empresas distribuidoras se dividió de la siguiente manera: EEGSA (33.52 %), DEORSA (15.29 %) y DEOCSA (19.23 %), lo que representa un total del 68.04 % de la Demanda Máxima Proyectada. Para las Empresas Eléctricas Municipales, hubo una disminución del 0.03 % en la Demanda Firme, mientras que para los Grandes Usuarios se registró un aumento del 1.46 % en comparación con el año 2021-2022. Esta información se muestra en la siguiente gráfica:



Gráfica 8. Evolución de la demanda firme total por participante consumidor, 2017-2022

Fuente: Elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Consultado en marzo de 2023.

1.2.3.3. Mercado de Desvíos de Potencia

Normalmente predominan los desvíos de potencia positivos, los cuales están relacionados con la disponibilidad de la capacidad del parque generador. Sin embargo, en abril y mayo 2022 se registraron los desvíos de potencia negativos más significativos de los últimos 5 años, siendo mayo el mes más relevante con una potencia de -106.7 MW. Estos desvíos pueden ocurrir cuando los Participantes Consumidores no cubren su Demanda Firme o cuando existe una diferencia significativa entre la Demanda Firme Efectiva y la Demanda Firme. Para los participantes productores, los desvíos pueden deberse a un excedente o una falta de potencia comprometida en contratos de suministro⁹.

1.2.4. Servicios Complementarios

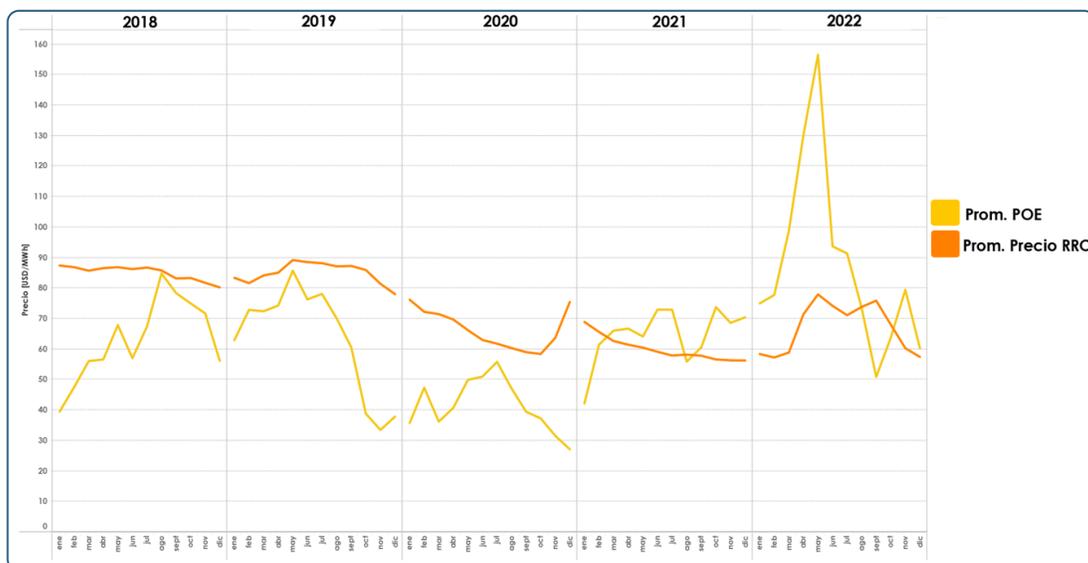
Los servicios complementarios son necesarios para el funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y se establecen en las Normas Técnicas y de Coordinación. Estos servicios garantizan el nivel de calidad y el margen de confiabilidad requeridos.

1.2.4.1. Reserva Rodante Operativa (RRO)

Antes de la modificación normativa que se realizó en diciembre de 2020, aprobada mediante las resoluciones CNEE-294-2020 y CNEE-295-2020, y que permitió que la RRO fuera variable acompañando los incrementos y decrementos de la demanda, el precio promedio por Reserva Rodante Operativa (RRO) era mayor que el precio SPOT. Sin embargo, entre los años 2018 y 2021, se ha observado una reducción en los precios

⁹ Idem.

promedio de oferta de RRO. En el año 2021 se tuvo un precio promedio de RRO de 59.83 USD/MWh, mientras que para 2022 fue de 67.53 USD/MWh, por lo que se observa un incremento de 12.87 % en los precios ofertados durante el 2022, siguiendo la tendencia del precio de oportunidad de la energía.



Gráfica 9. Precio liquidado promedio ponderado y Precio SPOT promedio mensual, 2018-2022

Fuente: Elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Consultado en marzo de 2023.

El pago por el servicio de RRO es realizado por los participantes consumidores, incluyendo también los costos asociados a la generación forzada. Los distribuidores son los que realizan los mayores pagos por RRO. En el año 2022, el monto por generación forzada asociada a RRO se incrementó en un 1 % en comparación con el año 2021¹⁰.

1.2.4.2. Reserva Rápida (RRA)

La Reserva Rápida tiene como objetivo cubrir desequilibrios entre la generación y la demanda causados por contingencias, fallas o interrupciones en la transmisión y generación de energía. Para el año 2022, la potencia asignada para el servicio de RRA ha experimentado un incremento en comparación con años anteriores, con un promedio de alrededor de 140 MW durante los últimos meses de 2022. La potencia promedio para el período de 2018 a 2022 oscila entre 120 MW y 150 MW. En el año 2022, la central TAMPA fue la que recibió la remuneración más alta por el servicio de RRA, con un monto de USD 3.79 millones¹¹.

Los participantes consumidores son responsables de pagar por el servicio de RRA, y se observa que el 64.01 % de los pagos han sido realizados por los agentes distribuidores¹².

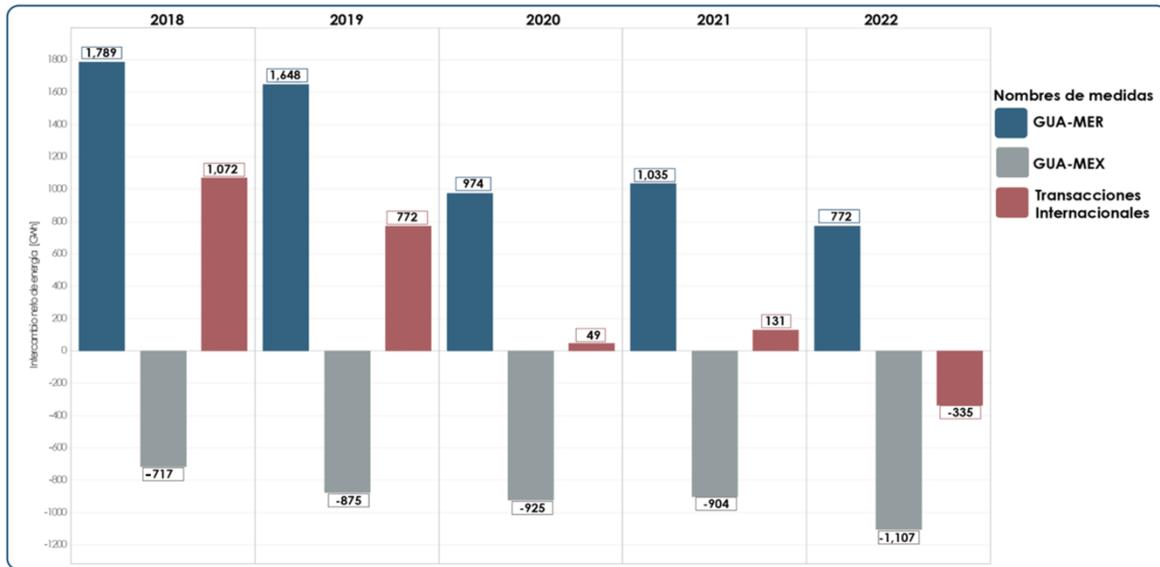
¹⁰ *Idem.*

¹¹ *Idem.*

¹² Información adicional y detallada sobre el Mercado Mayorista, se encuentra disponible en el siguiente enlace:

1.3. Transacciones Internacionales

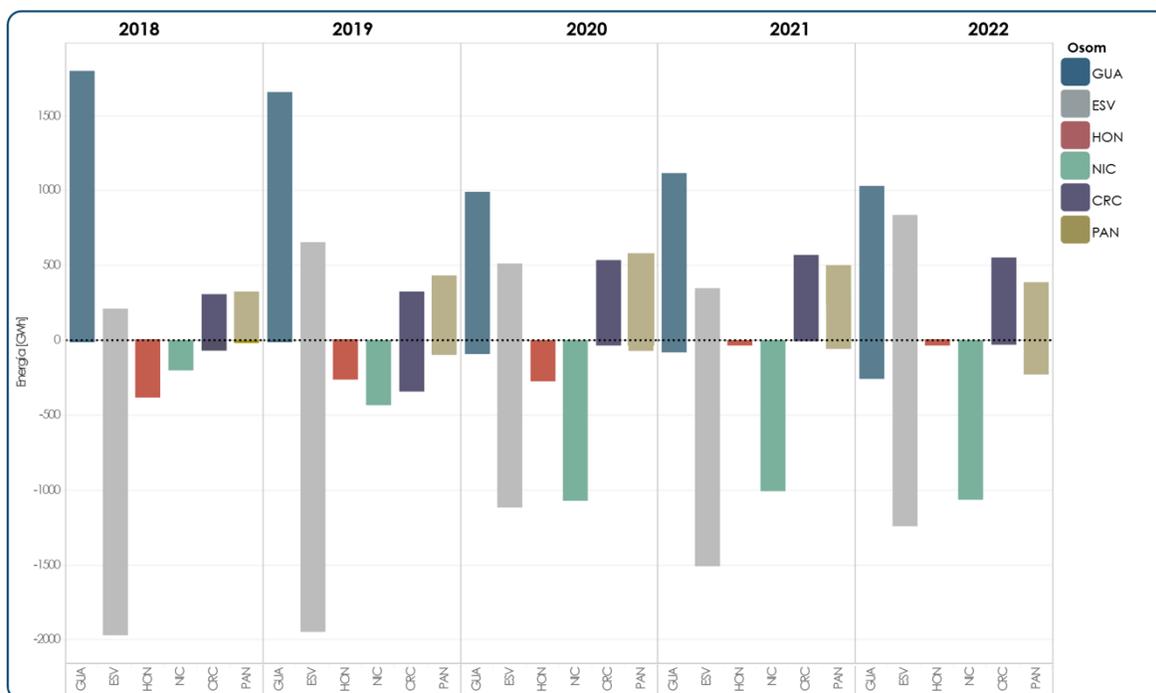
Este apartado proporciona información estadística sobre las transacciones realizadas por los participantes del Mercado Mayorista (MM) con el Mercado Eléctrico Regional (MER) y el Mercado Eléctrico Mayorista Mexicano (MEM). En el año 2022, se registra un intercambio neto negativo en el volumen de las transacciones internacionales, con un total de 335 GWh. Además, se observa un aumento del 54 % en el intercambio neto desde México en comparación con el año 2018.



Gráfica 10. Inyecciones y Retiros de energía en el MER, 2018-2022

Fuente: Elaboración propia con información del Ente Operador Regional (EOR) y del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Consultado en marzo de 2023.

La inyección de energía desde Guatemala ha disminuido desde el año 2018, y en el año 2022 se registró una disminución del 42 % en comparación con dicho año. Por otro lado, El Salvador experimentó el mayor incremento en su inyección, con más del doble de inyección en el año 2022 en comparación con el año 2021.



Gráfica 11. Inyecciones y retiros de energía en el MER, 2018-2022

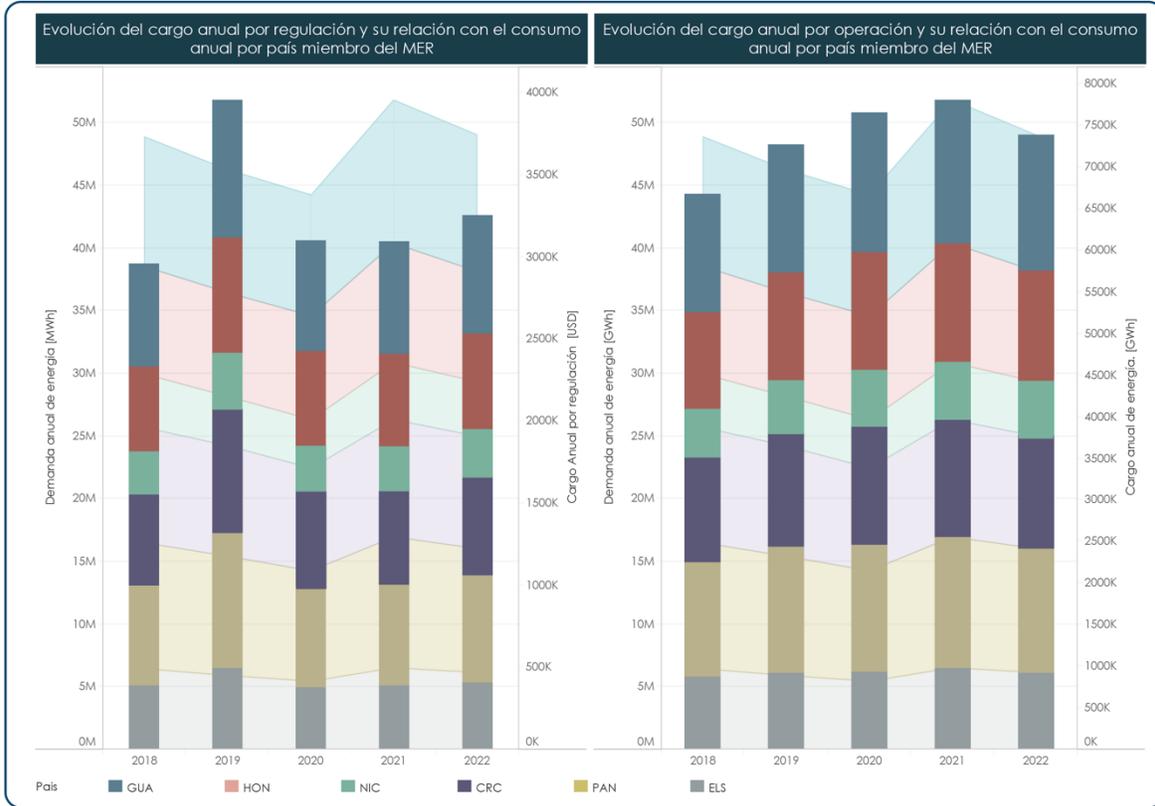
Fuente: Elaboración propia con información del Ente Operador Regional (EOR). Consultado en marzo de 2023.

1.3.1. Cargos en el Mercado Eléctrico Regional

Guatemala representa aproximadamente el 20 % de la demanda de energía en el Mercado Eléctrico Regional (MER). En la siguiente tabla se presentan los cargos de 2022 agrupados por país, que se liquidaron en el MER por concepto de regulación y operación, asimismo por cargo complementario. El cargo complementario es el monto que se recolecta de la demanda, considerando los aportes mediante la Compensación Mensual del MER, para pagar el Ingreso Autorizado Regional que se reconoce por tramo de la línea SIEPAC a la Empresa Propietaria de la Red (EPR). En el caso de Guatemala, el cargo complementario considera para el 2022 la reasignación del tramo Aguacapa-La Vega como No Interconector en cumplimiento de la resolución CRIE-80-2019.

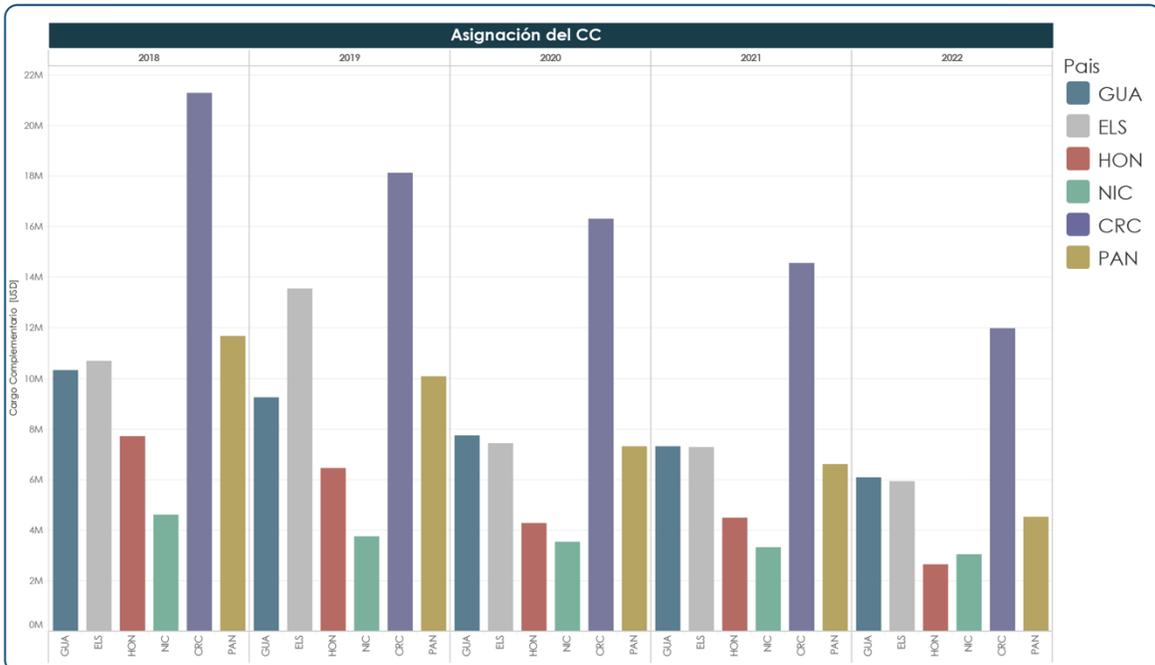
Tabla 3. Cargos Regionales, 2022

País	Cargo por Regulación (USD)	Cargo por Operación (USD)	Cargo Complementario (USD)
Guatemala	786,639.4	1,786,782.9	6,632,100.8
El Salvador	439,518.5	998,328.3	6,409,016.3
Honduras	638,621.9	1,450,574.2	2,830,181.0
Nicaragua	313,747.9	712,651.3	3,322,512.6
Costa Rica	651,032.6	1,478,763.9	12,913,845.7
Panamá	720,132.7	1,635,718.4	4,888,673.1
Total	3,549,693.0	8,062,819.0	36,996,329.6



Gráfica 12. Cargos por regulación y operación en el MER

Fuente: Elaboración propia con información del Ente Operador Regional. 2023. Consultado en marzo de 2023.

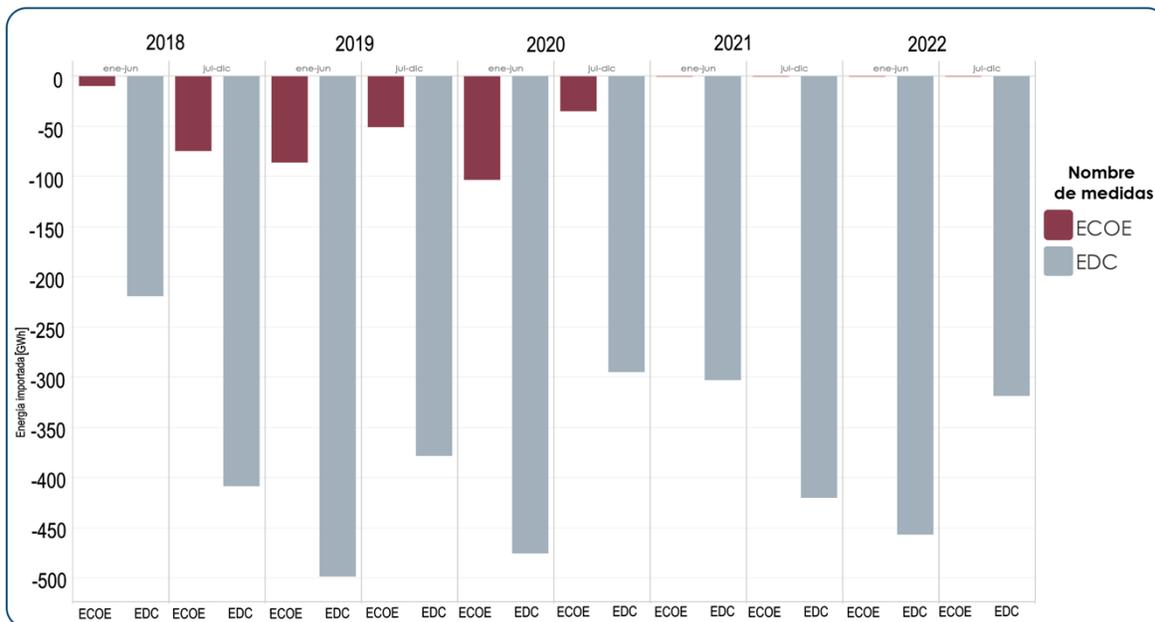


Gráfica 13. Cargos Complementarios asignados en la Región y en Guatemala

Fuente: Elaboración propia con información del Ente Operador Regional. 2023. Consultado en marzo de 2023.

1.3.2. Interconexión entre Guatemala y México

La interconexión entre Guatemala y México inició su operación comercial el 10 de octubre de 2010. A través de esta interconexión, se transmite energía mediante contratos firmes o transacciones de oportunidad entre ambos países. En la actualidad, la única transacción por contrato firme corresponde a la importación de potencia y energía eléctrica de Energía del Caribe, S.A. (asociado a una potencia de 120 MW).

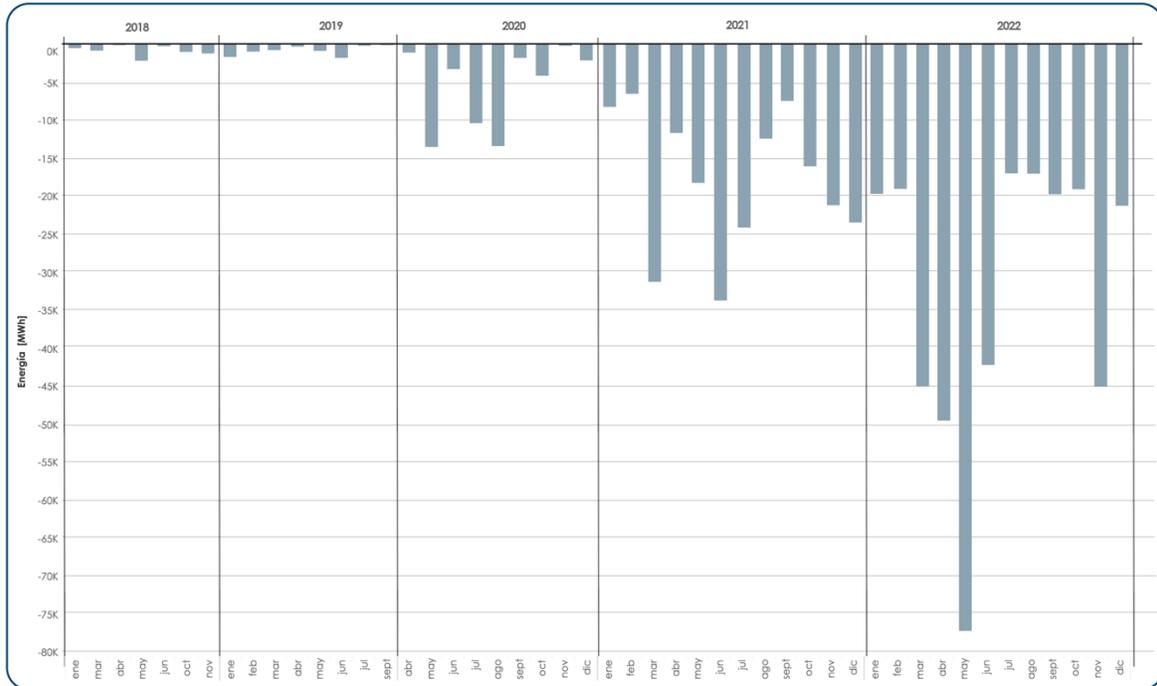


Gráfica 14. Importación de energía por Contratos Firmes desde la interconexión Guatemala – México, 2018-2022

Fuente: Elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Consultado en marzo de 2023.

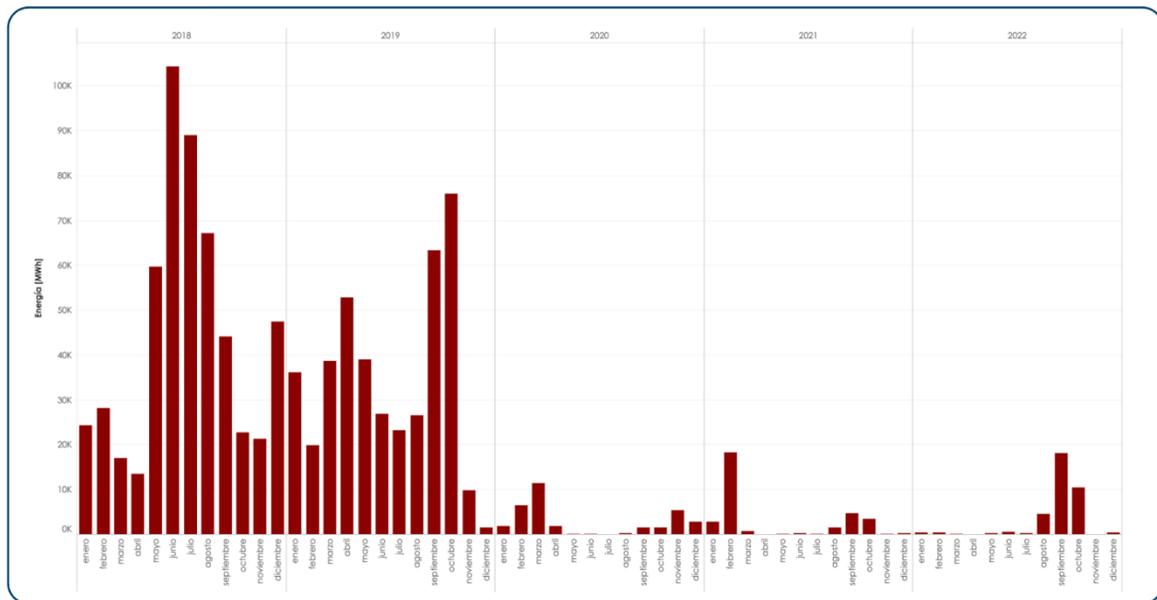
Las transacciones de oportunidad, ya sea de inyección o retiro, se programan diariamente de acuerdo con los Convenios Maestro y de Coordinación entre Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) de México y el AMM. Las importaciones de oportunidad se han incrementado considerablemente desde 2018, año en el cual se importaron aproximadamente 6 GWh, mientras que en 2022 se importaron 385 GWh. En el año 2022, se exportaron en promedio aproximadamente 3 GWh, siendo la mayoría de esta energía exportada en los meses de agosto, septiembre y octubre. En los años 2018 y 2019, se exportaron en promedio 45 GWh y 34.5 GWh, respectivamente¹³.

¹³ Información adicional y detallada sobre las Transacciones Internacionales de Guatemala, se encuentra disponible en el siguiente enlace:
Informe Estadístico de Transacciones Internacionales 2018-2022
<https://www.cnee.gob.gt/wordpress/?p=9227>



Gráfica 15. Importación de energía de oportunidad, 2018-2022

Fuente: Elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista. Consultado en marzo de 2023.

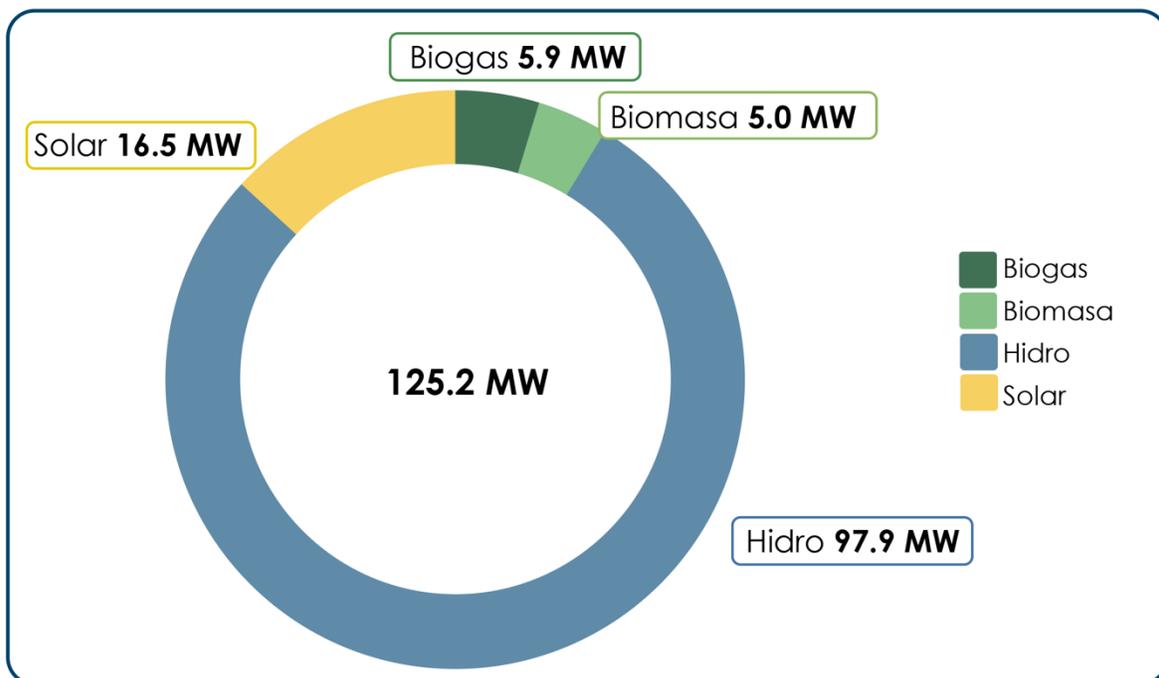


Gráfica 16. Exportación de energía de oportunidad, 2018-2022

Fuente: Elaboración propia con información del Administrador del Mercado Mayorista. Consultado en marzo de 2023.

1.4. Generación Distribuida Renovable (GDRs)

Desde la implementación de la Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable y Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía y sus reformas, la cual se aplica a instalaciones de hasta 5 MW, se ha instalado aproximadamente una capacidad de 125 MW al Sistema Nacional Interconectado (SNI) a través de las redes de distribución. En la actualidad, se encuentran conectadas al SIN cuatro tecnologías de Generación Distribuida Renovable: hidroeléctrica, fotovoltaica, biogás y biomasa. Estas tecnologías están distribuidas de la siguiente manera:

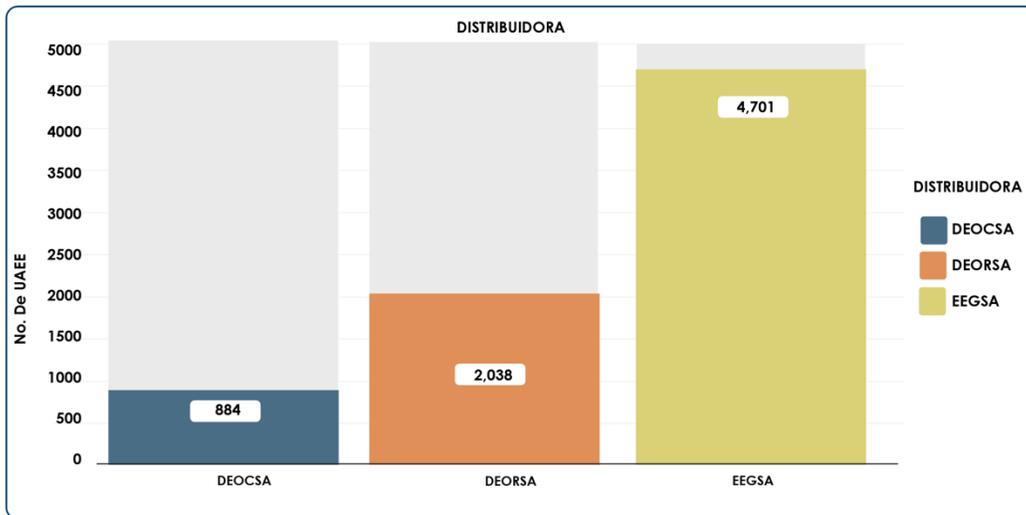


Gráfica 17. Potencia Instalada de GDRs por tecnología, 2022

Fuente: Elaboración propia. CNEE. 2023.

1.4.1. Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía (UAEE)

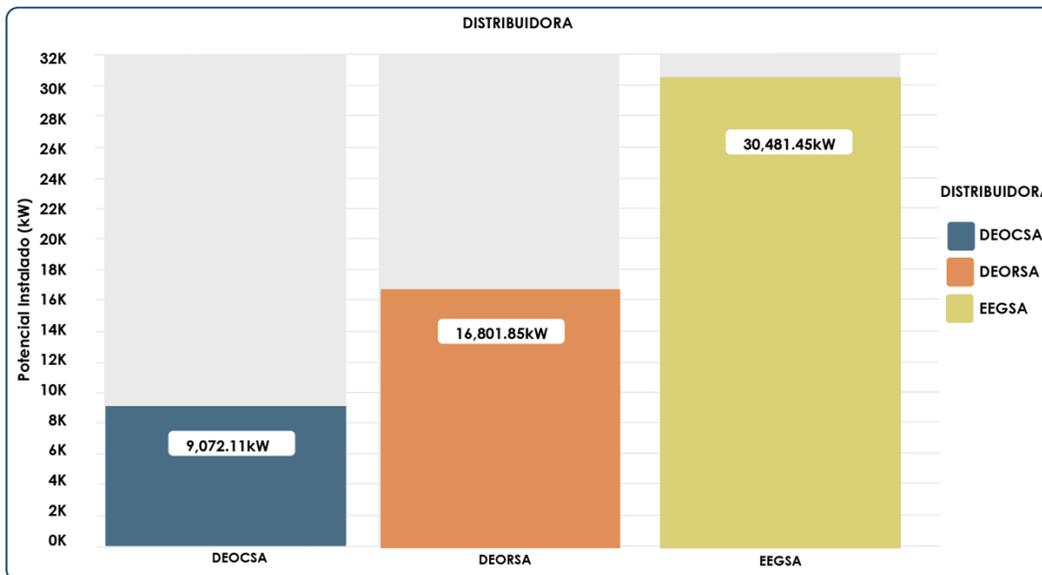
Los usuarios del sistema de distribución que inyectan energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables desde sus propias instalaciones de consumo, y que no reciben remuneración por los excedentes producidos, se conocen como Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía (UAEE). Hasta el año 2022, se han instalado un total de 7,623 UAEE. A continuación, se presenta el total por distribuidora en el año 2022:



Gráfica 18. Total de UAEE por distribuidora, 2022

Fuente: Elaboración propia. CNEE. 2023.

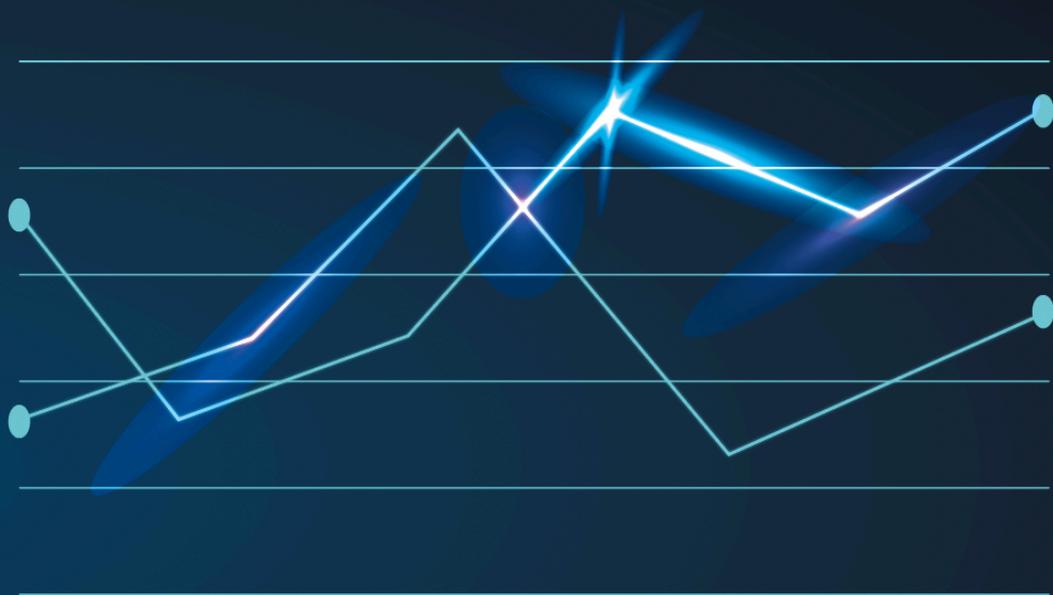
EEGSA es la distribuidora con la mayor capacidad instalada de UAEE, alcanzando un total de 30, MW, lo que representa el 54 % de la potencia instalada. Le sigue DEORSA y, en último lugar, DEOCSA. En conjunto, estas tres distribuidoras suman aproximadamente 56.5 MW hasta el año 2022¹⁴.



Gráfica 19. Capacidad instalada de UAEE por distribuidora, 2022

Fuente: Elaboración propia. CNEE. 2023.

¹⁴ Información adicional y detallada sobre Usuarios Autoprodutores y Generadores Distribuidos Renovables, se encuentra disponible en el siguiente enlace:
Informe Estadístico de UAEE y GDR 2018-2022
<https://www.cnee.gob.gt/wordpress/?p=9228>



TARIFAS

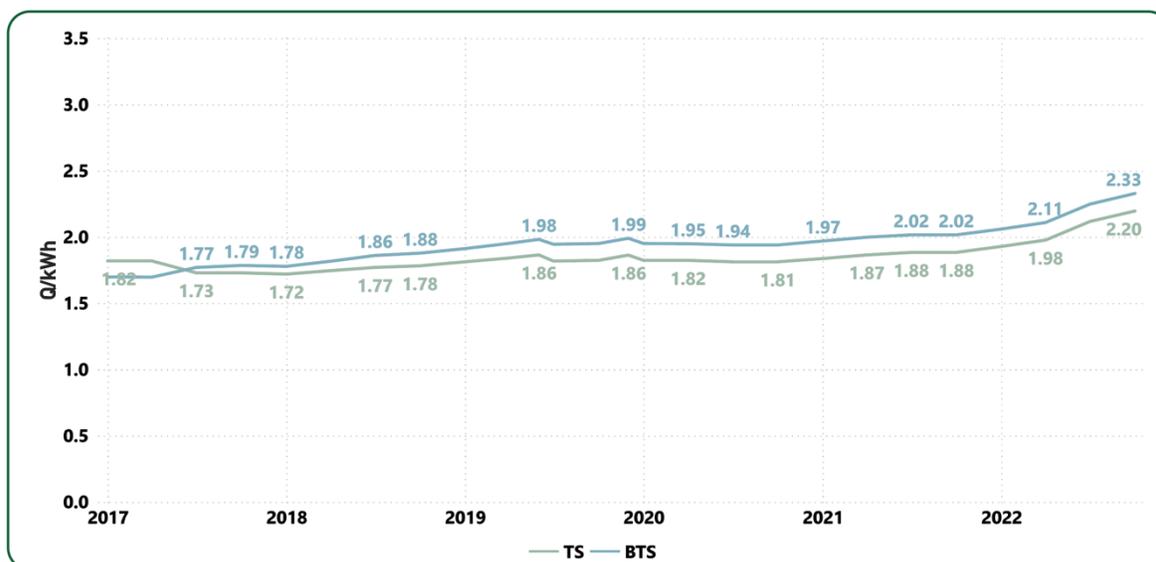
2.1. Evolución Histórica de la Tarifa Social y No Social del 2017 al 2022

A continuación, se presentan una serie de gráficas acerca de la evolución del comportamiento de las categorías Baja Tensión Simple Social y Baja Tensión Simple de las 19 distribuidoras que operan en el país.



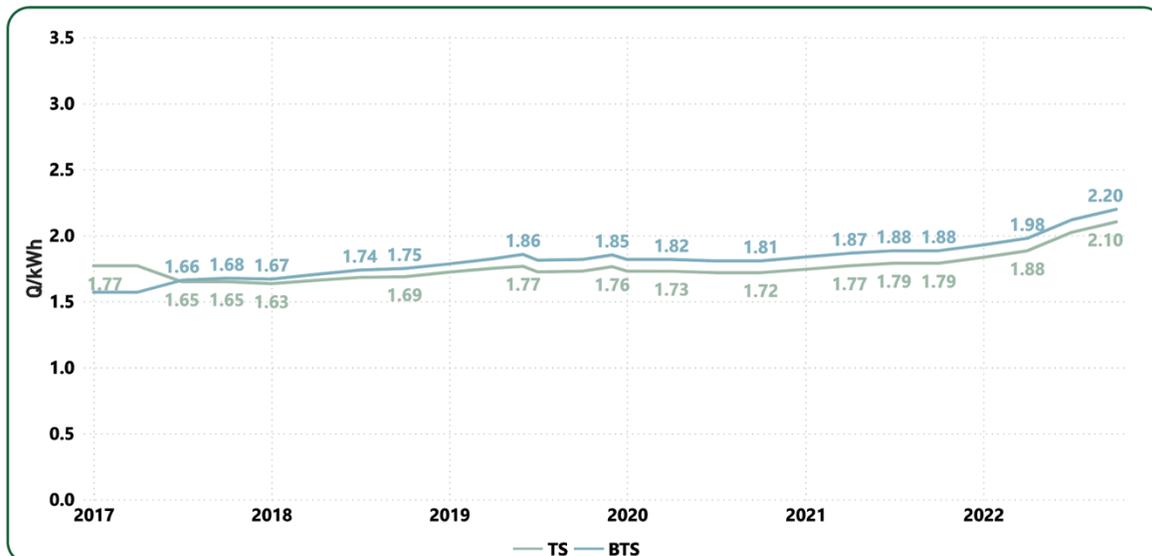
Gráfica 20. EEGSA Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.



Gráfica 21. DEOCSA Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.



Gráfica 22. DEORSA Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.

Las gráficas presentadas corresponden a las tres principales distribuidoras, las cuales abarcan aproximadamente el 95 % de los usuarios regulados del país. Se observa que, para estas tres distribuidoras, se ha registrado un ligero incremento en el período analizado a partir del segundo semestre de 2022. Este incremento se debe principalmente al aumento de los precios internacionales de los tres principales combustibles fósiles utilizados en el parque de generación de Guatemala: carbón, gas natural y bunker.

El incremento en los precios internacionales de estos combustibles se atribuye, en parte, a los efectos pospandemia en el transporte la situación política y económica entre Rusia y Ucrania, especialmente en lo que respecta al aumento del precio del gas natural y el carbón. Rusia es uno de los principales exportadores mundiales de gas natural, lo cual ha provocado escasez en el suministro y un aumento en los precios especulativos. El precio del carbón ha alcanzado niveles históricos de venta (460 USD/TM), lo cual se debe, en parte, a la gran demanda de China y a la limitada oferta de transporte del mismo. Estos factores, entre otros, han contribuido al aumento del precio del carbón. Otro factor que ha influido en las tarifas de energía eléctrica del país es la inflación, medida a través del Índice de Precios al Consumidor (IPC) en Guatemala, que ha mostrado incrementos mensuales desde el inicio del año (153.14) hasta diciembre (167.35), lo cual representa un aumento del 9 % que ha impactado directamente en la tarifa de energía eléctrica para los usuarios regulados.

En cuanto a las Empresas Eléctricas Municipales, se observa un comportamiento mayoritariamente estable en las tarifas de estas distribuidoras, con algunas excepciones. Esta estabilidad se debe a los contratos de suministro que tienen con su proveedor, el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), los cuales tienen precios fijos de energía y potencia durante la vigencia de los mismos. Destacan los casos de empresas como San Pedro Pinula, Ixcán, San Marcos y San Pedro Sacatepéquez, donde la variación de sus

tarifas se ha mantenido en alrededor de ± 3 centavos, como se puede observar en las gráficas que a continuación detallan el comportamiento histórico.



Gráfica 23. EEM de Gualán Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.



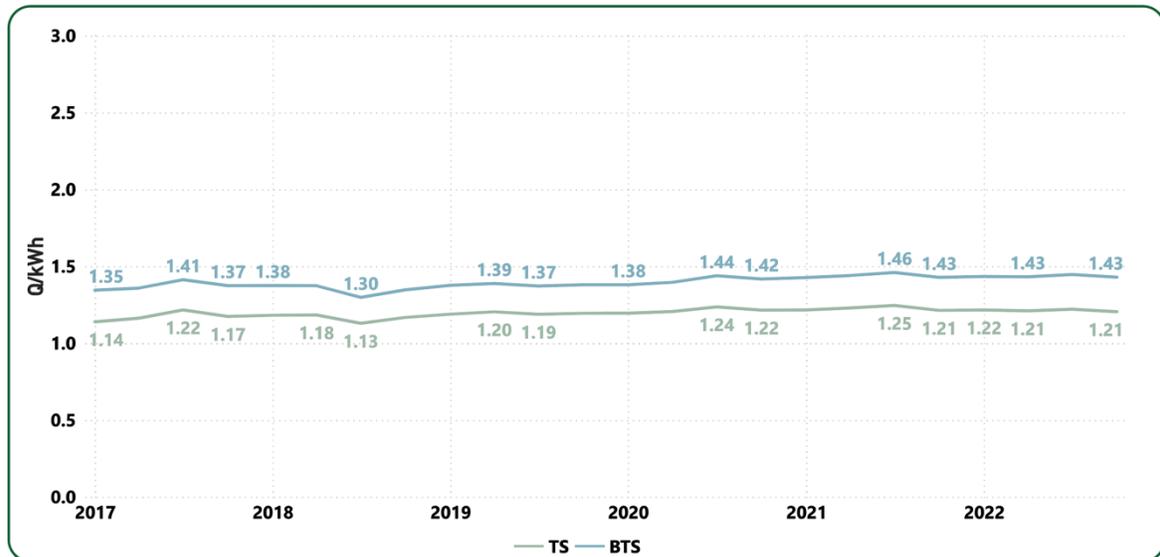
Gráfica 24. EEM de Guastatoya Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.



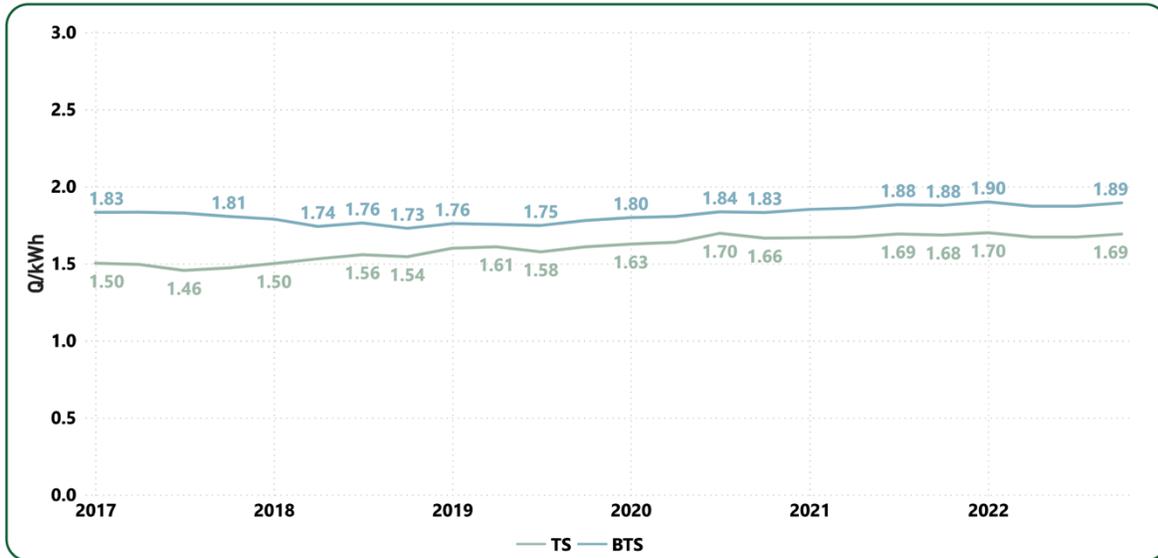
Gráfica 25. EEM de Huehuetenango Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.



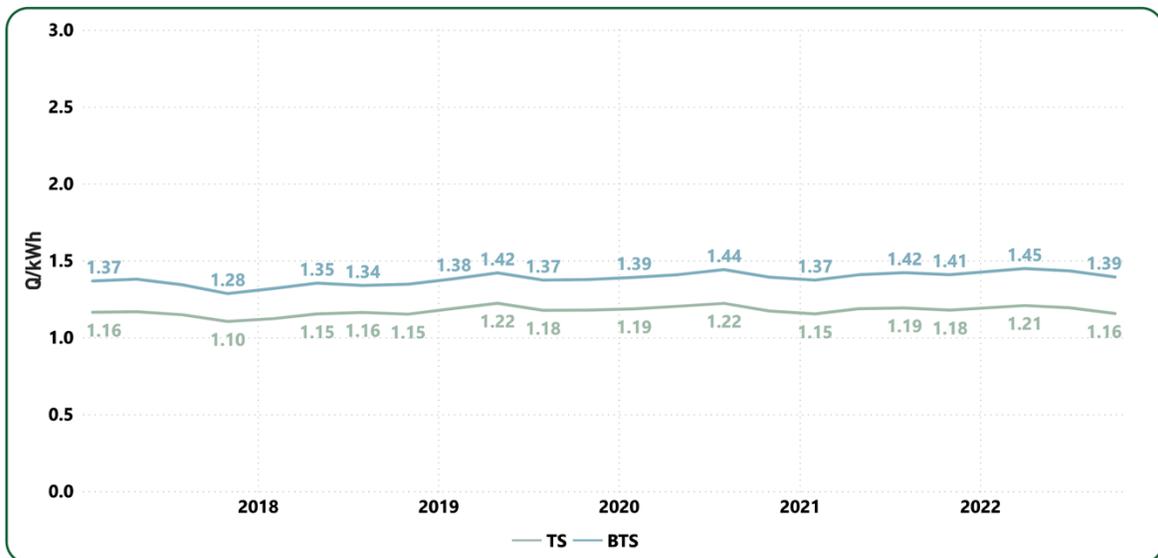
Gráfica 26. EEM de Jalapa Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.



Gráfica 27. EEM de Joyabaj Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.



Gráfica 28. EEM de Puerto Barrios Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.



Gráfica 29. EEM de Quetzaltenango Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.



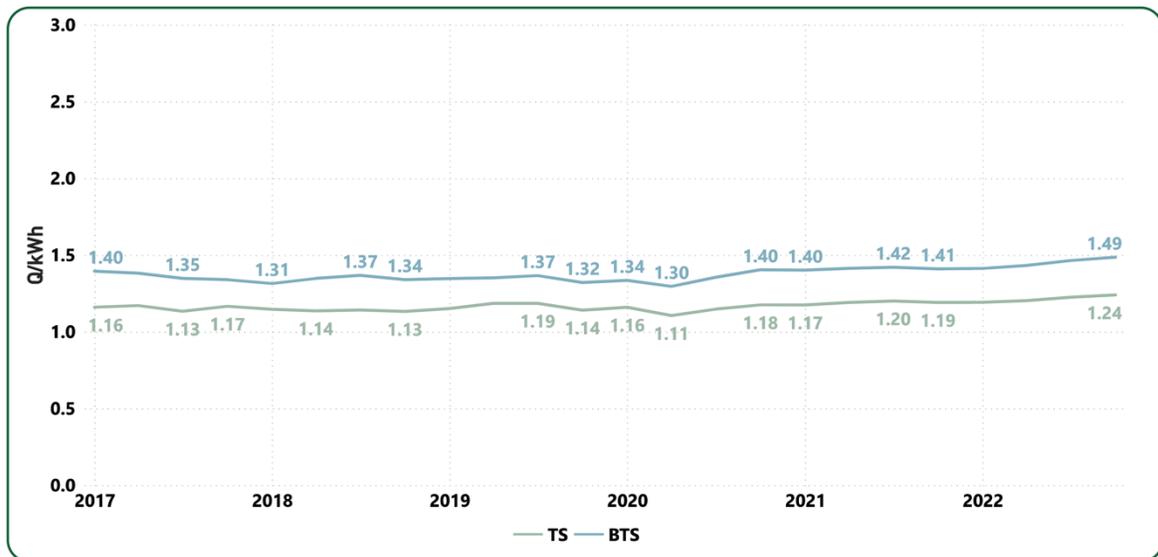
Gráfica 30. EEM de San Marcos Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.



Gráfica 31. EEM de San Pedro Pinula Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.



Gráfica 32. EEM de San Pedro Sacatepéquez Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.



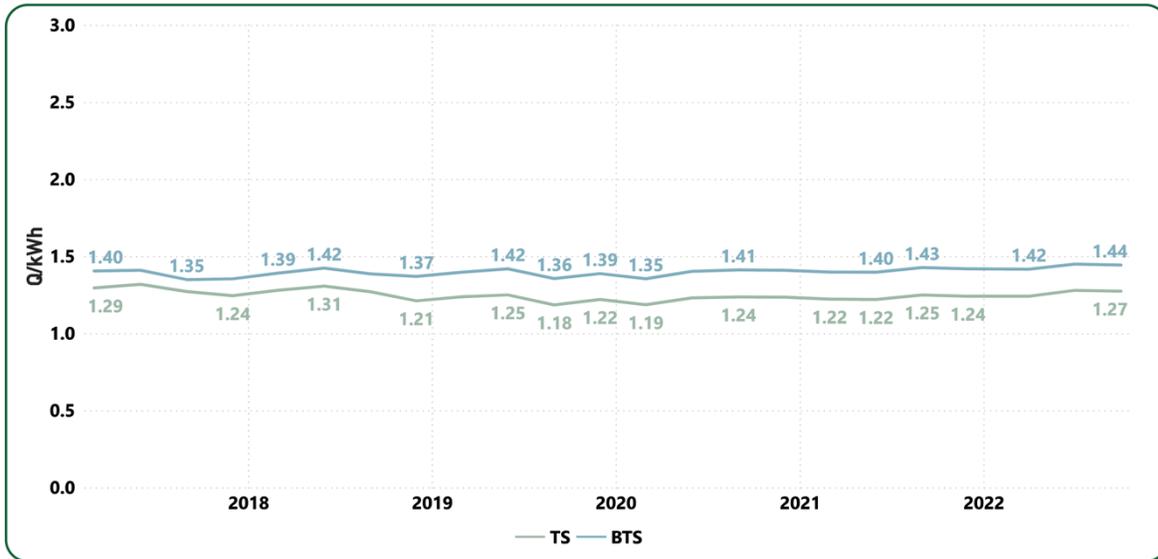
Gráfica 33. EEM de Tacana Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.



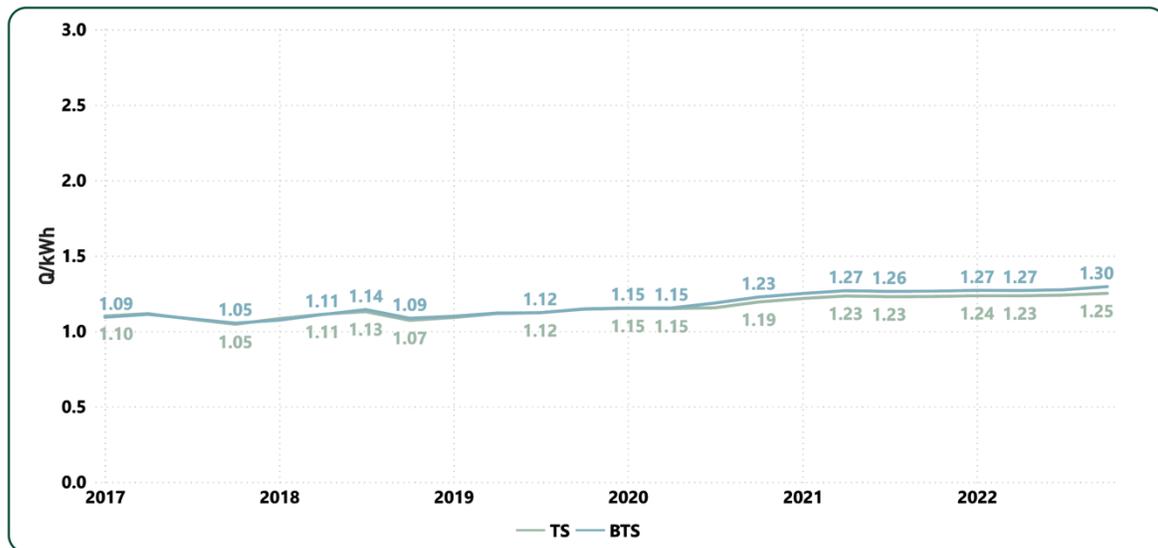
Gráfica 34. EEM de Santa Eulalia Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.



Gráfica 35. EEM de Zacapa Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.



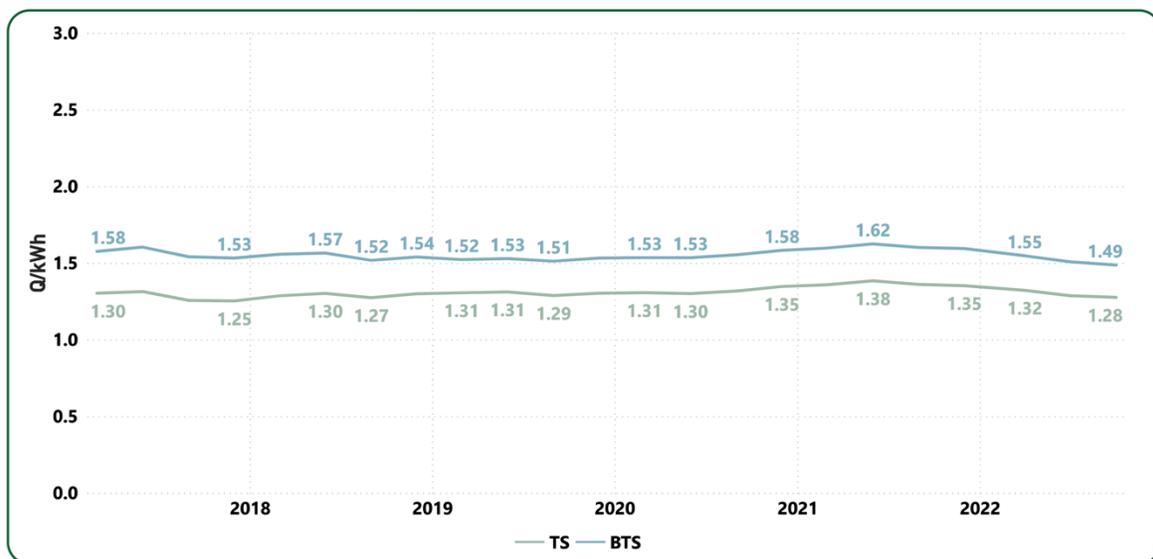
Gráfica 36. EEM de Patulul Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.



Gráfica 37. EEM de Retalhuleu Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.



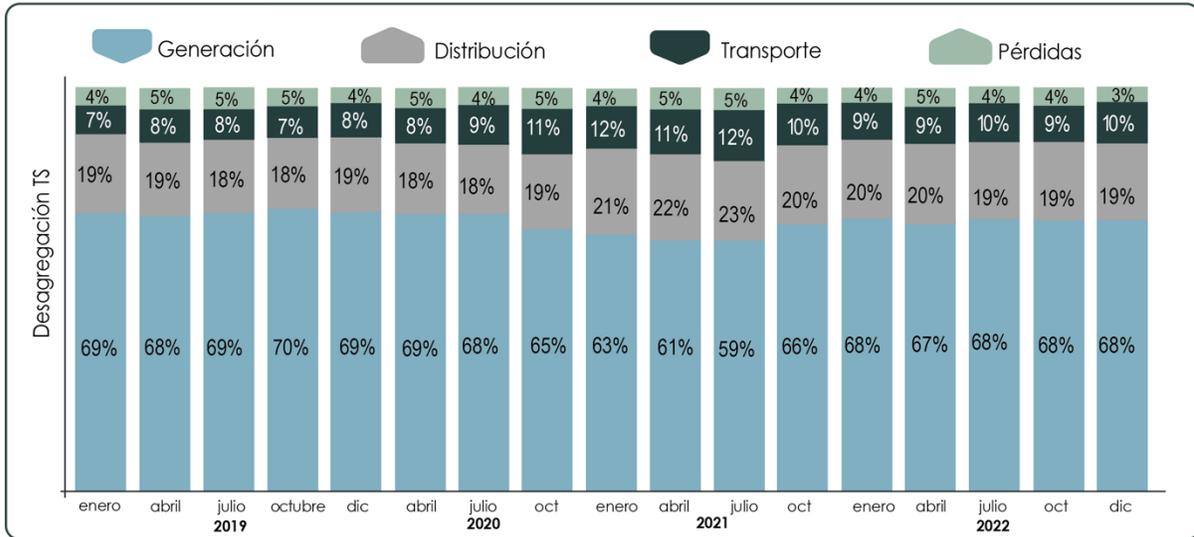
Gráfica 38. EEM de Ixcán Tarifas Baja Tensión Simple Social (TS) y Baja Tensión Simple (BTS) GTQ/kWh

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.

La Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango mostró un incremento del 13.79 %, lo cual se atribuye a un proceso de nivelación de sus costos de generación con los costos asociados que presentan otras Empresas Eléctricas Municipales.

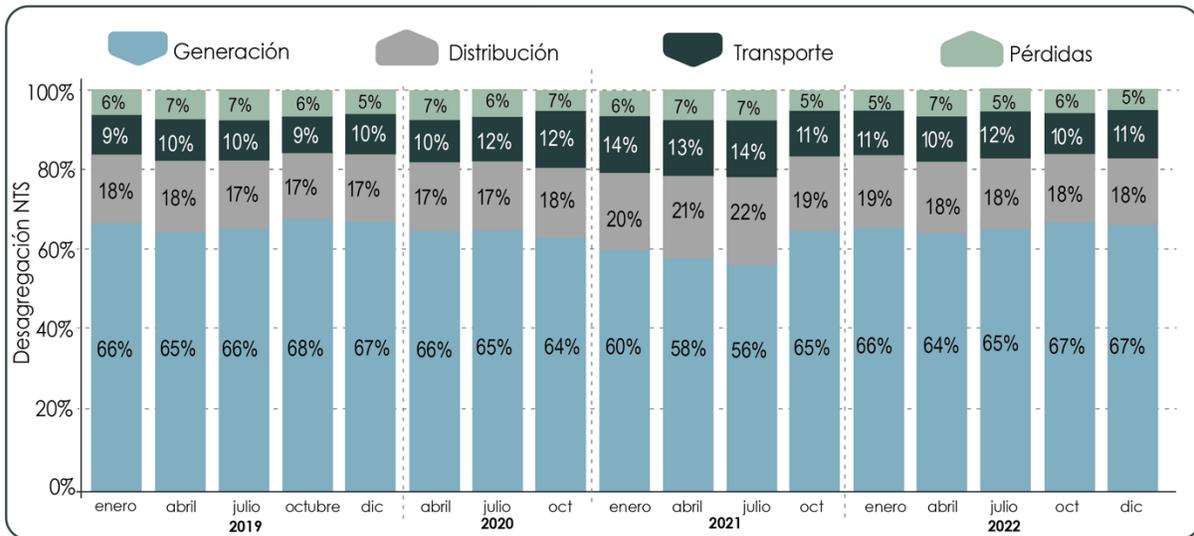
2.1.1. Composición de la Tarifa Social y No Social del 2018 al 2022

Como se mencionó anteriormente, en las tarifas eléctricas se incluyen los costos de cada etapa de la cadena de suministro del servicio eléctrico, así como una componente razonable de pérdidas durante la transmisión y distribución de la energía eléctrica. A continuación, se presenta la evolución histórica de estas componentes en las tarifas eléctricas.



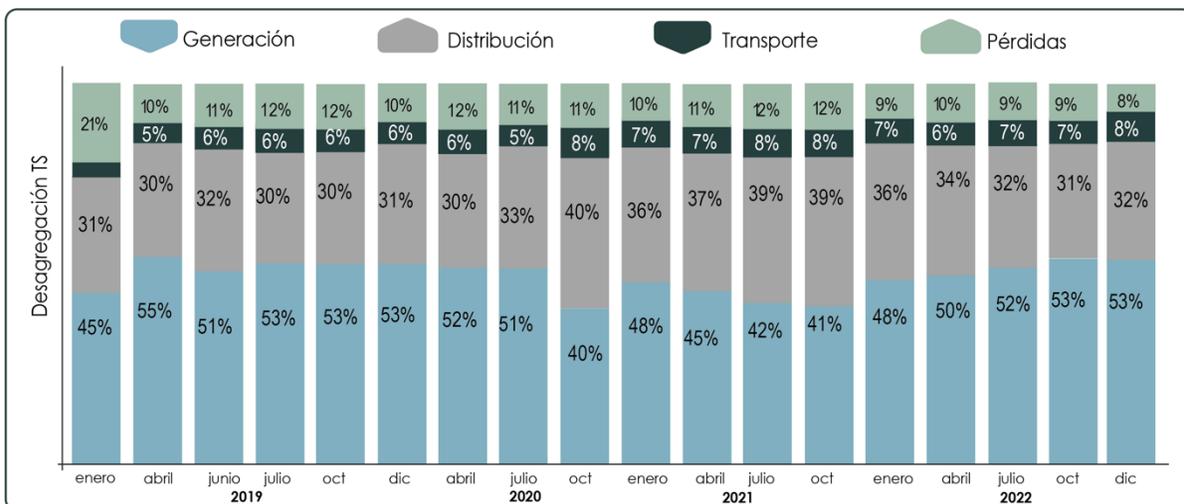
Gráfica 39. Desagregación de Tarifa Social de EEGSA del 2019 al 2022, GTQ/kWh

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.



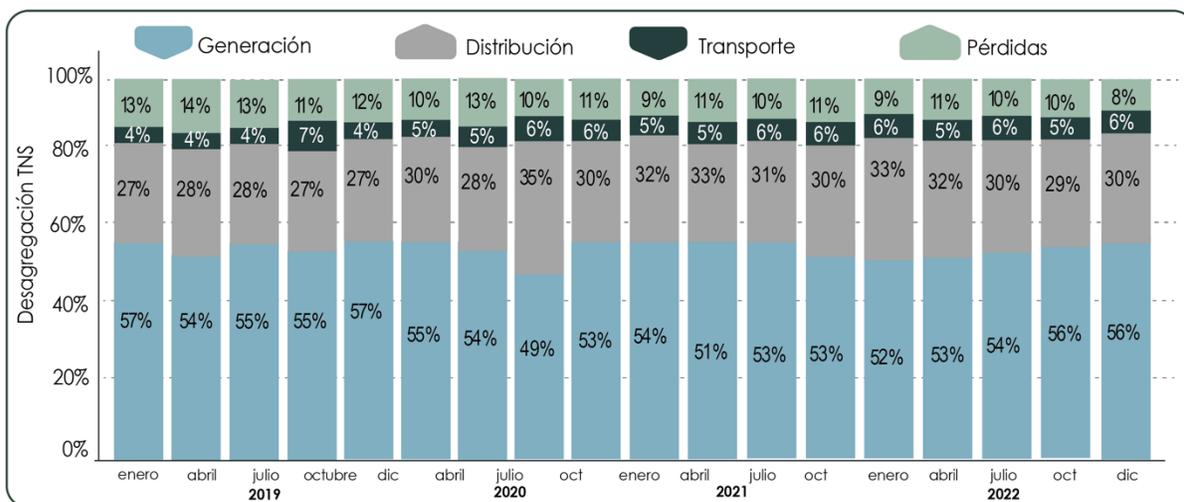
Gráfica 40. Desagregación de Tarifa Baja Tensión Simple de EEGSA del 2019 al 2022, GTQ/kWh

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.



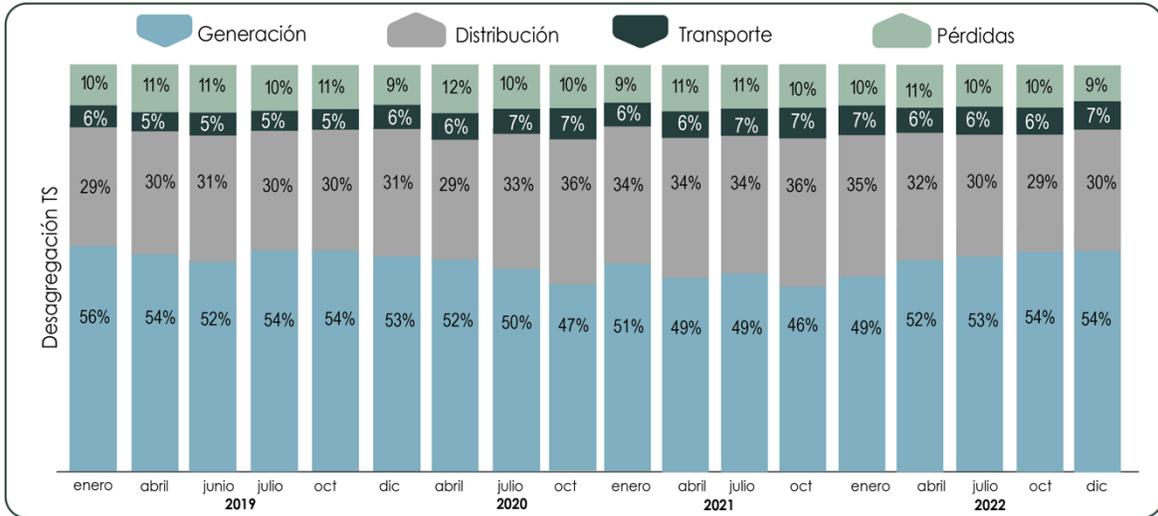
Gráfica 41. Desagregación de Tarifa Social de DEOCSA del 2019 al 2022, GTQ/kWh

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.



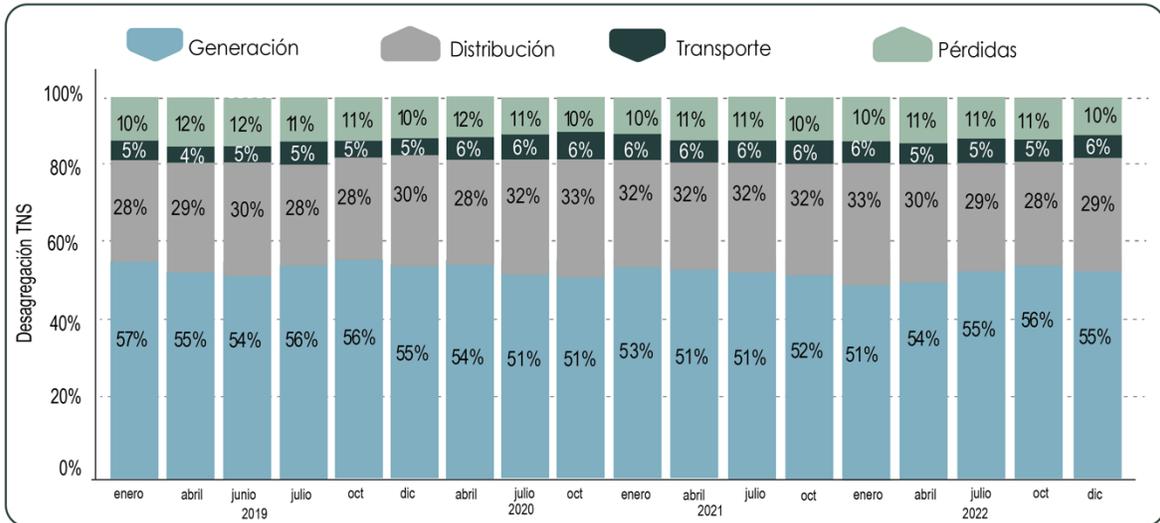
Gráfica 42. Desagregación de Tarifa Baja Tensión Simple de DEOCSA del 2019 al 2022, GTQ/kWh

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.



Gráfica 43. Desagregación de Tarifa Social de DEORSA del 2018 al 2022, GTQ/kWh

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.



Gráfica 44. Desagregación de Tarifa Baja Tensión Simple de DEORSA del 2018 al 2022, GTQ/kWh

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.

De las gráficas anteriores, se puede destacar lo siguiente:

- Los costos de generación son los que tienen mayor peso, variabilidad e incidencia entre las componentes de costos que integran la tarifa de los usuarios finales. Esta componente es la responsable de las variaciones más significativas en el valor final de las tarifas de distribución de energía eléctrica. Para el año 2022, esta componente se vio fuertemente afectada por la volatilidad de los costos internacionales de los combustibles, especialmente el gas natural y el carbón mineral.

- El resto de las componentes de costo tienen una participación relativamente menor y han mantenido un comportamiento estable a lo largo del tiempo. Sin embargo, se pueden observar algunas diferencias en la participación de estas variables entre las diferentes distribuidoras. Un ejemplo de esto es la representatividad de las componentes de Transporte y Pérdidas, las cuales varían entre las tres distribuidoras.

2.2. Usuarios, Consumos y Facturación del Servicio

En el siguiente apartado se presentan estadísticas relacionadas con la cantidad de usuarios del servicio eléctrico atendidos por las distribuidoras EEGSA, DEOCSA y DEORSA. También se incluyen las cantidades y montos facturados por su consumo de energía y potencia, así como los valores medios de consumo de estos usuarios.

2.2.1. Distribución de Usuarios por Departamento, 2022

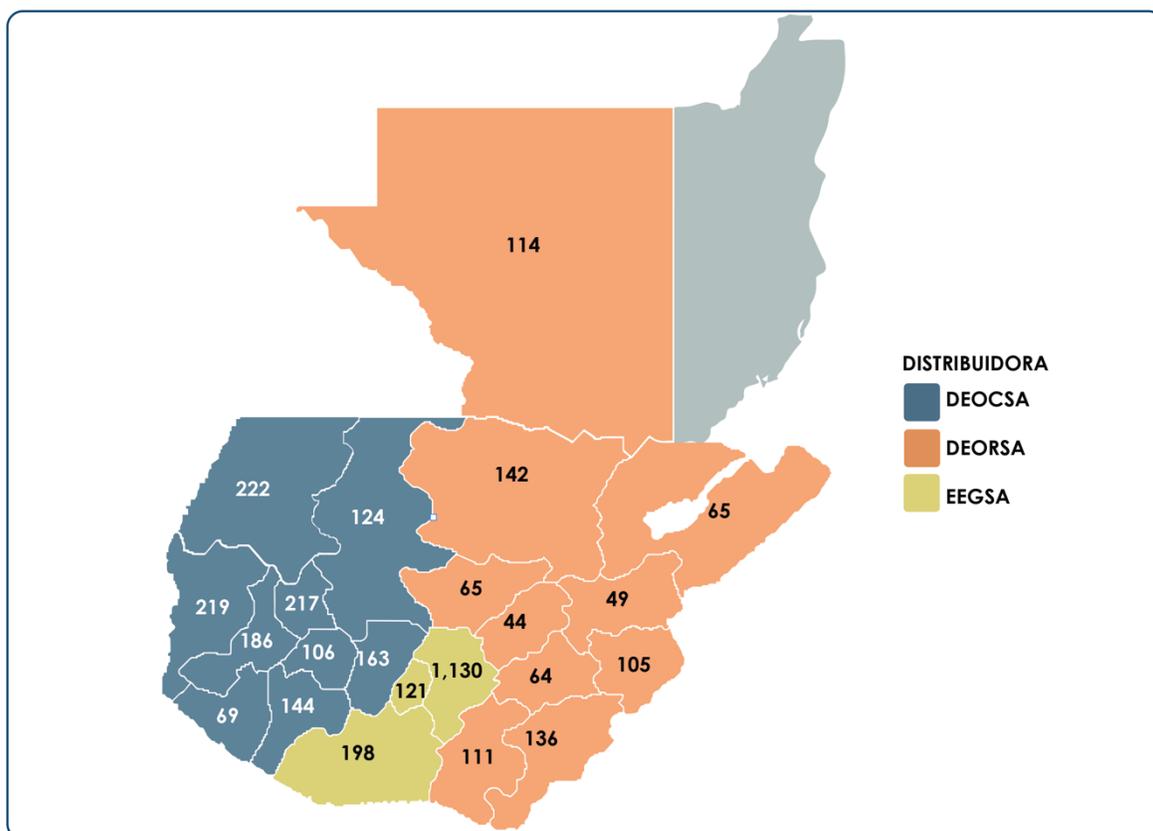


Ilustración 1. Distribución espacial del total de usuarios de las distribuidoras (miles de usuarios)

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.

Se destaca que la distribuidora con mayor densidad de usuarios es EEGSA, seguida por DEOCSA y finalmente DEORSA.

Para la empresa de distribución EEGSA, el departamento con mayor cantidad de usuarios corresponde Guatemala superando el millón de usuarios con una proporción notablemente mayor, aproximadamente el 89 % del total de usuarios.

Respecto de la empresa DEOCSA, el departamento con mayor cantidad de usuarios es Huehuetenango en el cual predomina la categoría de Tarifa No Social alcanzando el 99 % de los usuarios.

En cuanto a la empresa DEORSA, el departamento con mayor cantidad de usuarios es Alta Verapaz en el cual predomina la categoría de Tarifa No Social alcanzando un valor cercano al 96 % del total de usuarios.

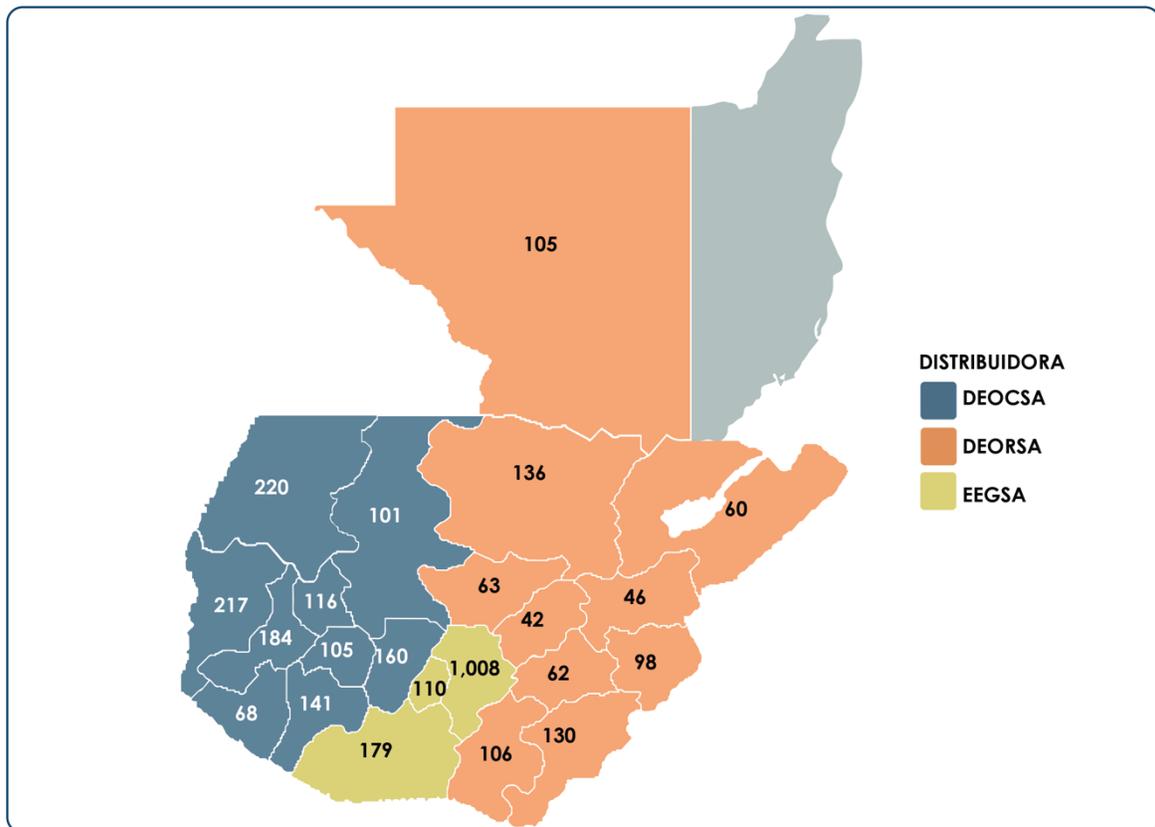


Ilustración 2. Distribución espacial de usuarios de la Tarifa No Social para las distribuidoras (miles de usuarios)

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.

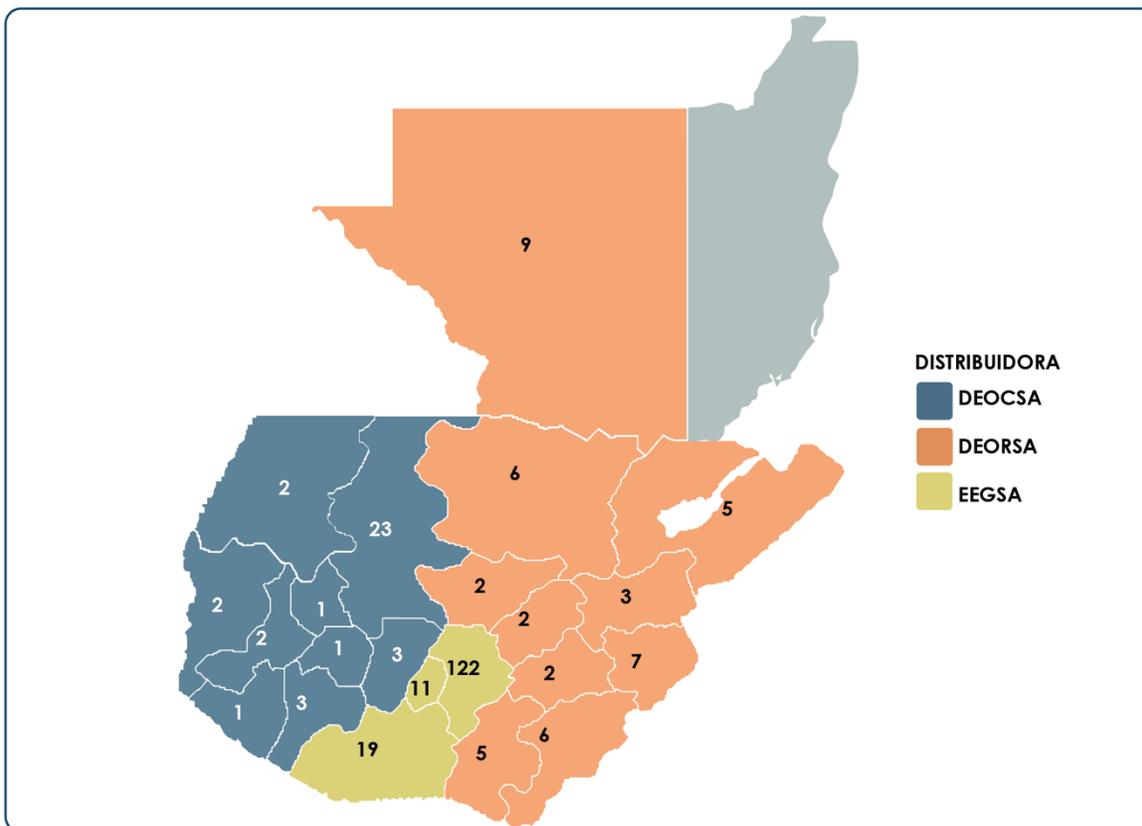


Ilustración 3. Distribución espacial de usuarios de la Tarifa No Social para las distribuidoras (miles de usuarios)

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.

Del mapa anterior es posible indicar que la categoría tarifaria denominada Tarifa No Social, tiene poca representatividad numérica en cuanto a la cantidad de usuarios dentro del contexto global de las distribuidoras, al observar a detalle estas categorías se obtienen las siguientes inferencias:

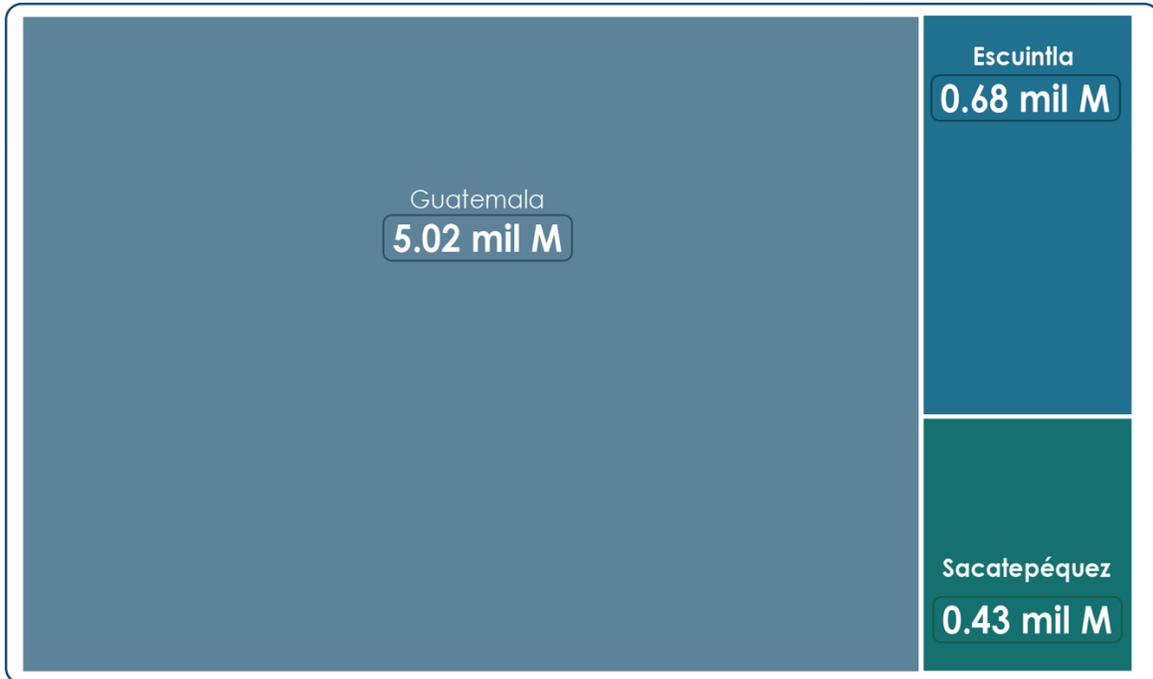
- La tarifa BTS, concentra a la mayor cantidad de usuarios.
- Le siguen en importancia las categorías de usuarios con demanda conectados en Baja Tensión (BTDp, BTDfp, BTDH, BTDpA).
- Las demás categorías concentran un reducido grupo de usuarios.
- Estos mapas no presentan información relativa al consumo de energía por categoría tarifaria, lo cual es objeto de análisis a continuación.

2.3. Monto Facturado por Consumo de Energía y Potencia

2.3.1. Montos Anuales Facturados por Ventas De Energía y Potencia Máxima 2022, EEGSA (GTQ)

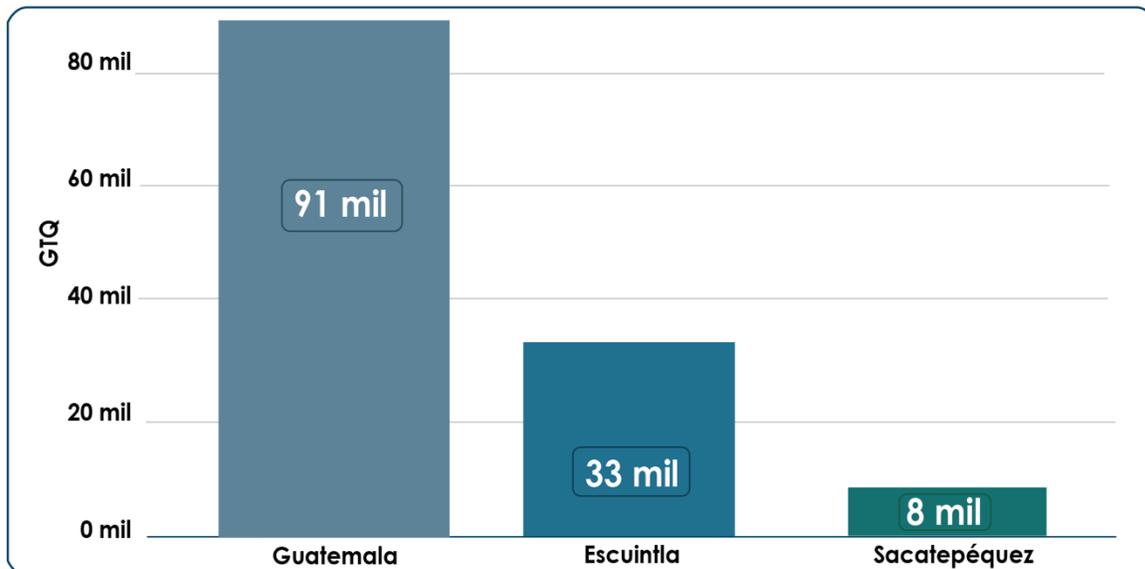
Se presentan una serie de gráficos que detallan los montos facturados por ventas de energía y potencia. La distinción entre los cargos por energía y potencia se hace dado que

los usuarios de hasta 11 kW de potencia, que son la mayoría de los usuarios, tienen una estructura tarifaria con un cargo único por energía que contempla tanto los cargos por energía como por potencia de generación, en contraparte los usuarios con demandas mayores a 11 kW de potencia tienen adicional al cargo por energía, un cargo por potencia máxima.



Gráfica 45. Ventas anuales de energía (GTQ)

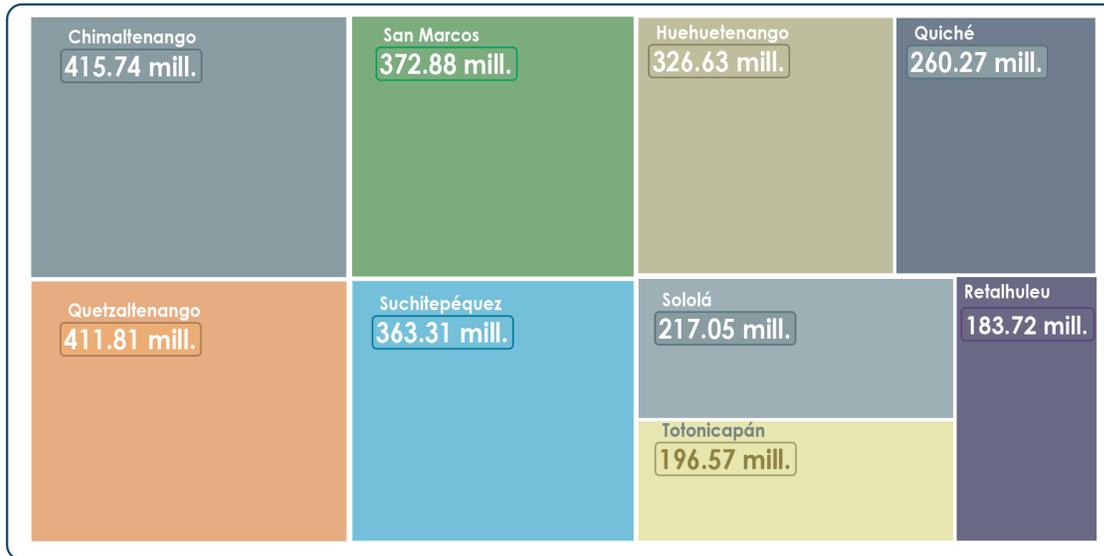
Fuente: Elaboración propia, abril 2023.



Gráfica 46. Ventas anuales de potencia máxima (GTQ)

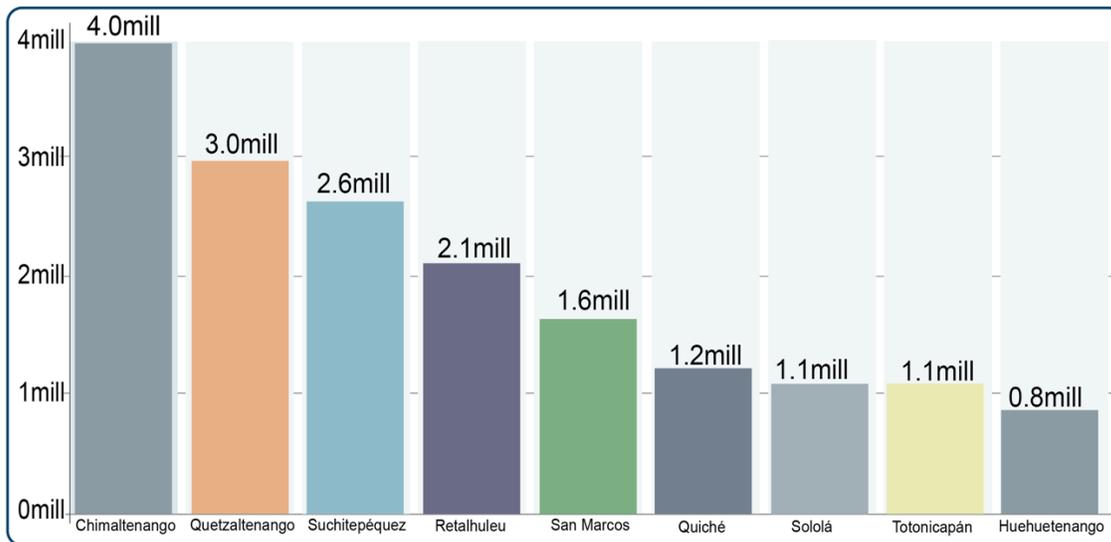
Fuente: Elaboración propia, abril 2023.

2.3.2. Montos anuales facturados por ventas de energía y potencia 2022, DEOCSA (GTQ)



Gráfica 47. Ventas de Energía (GTQ)

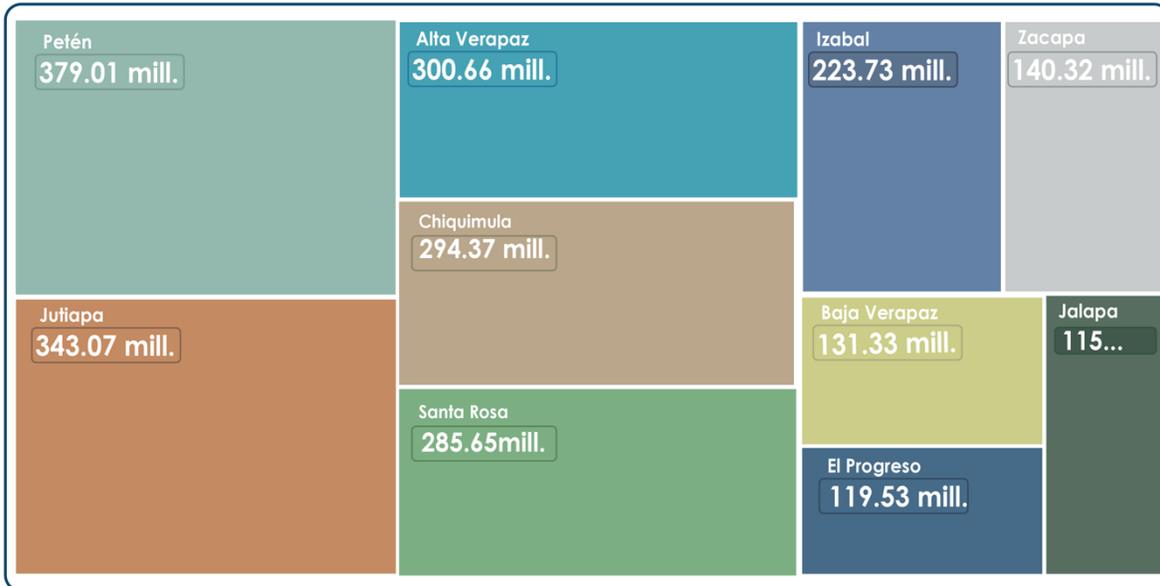
Fuente: Elaboración Propia, abril 2023.



Gráfica 48. Ventas anuales de potencia máxima (GTQ)

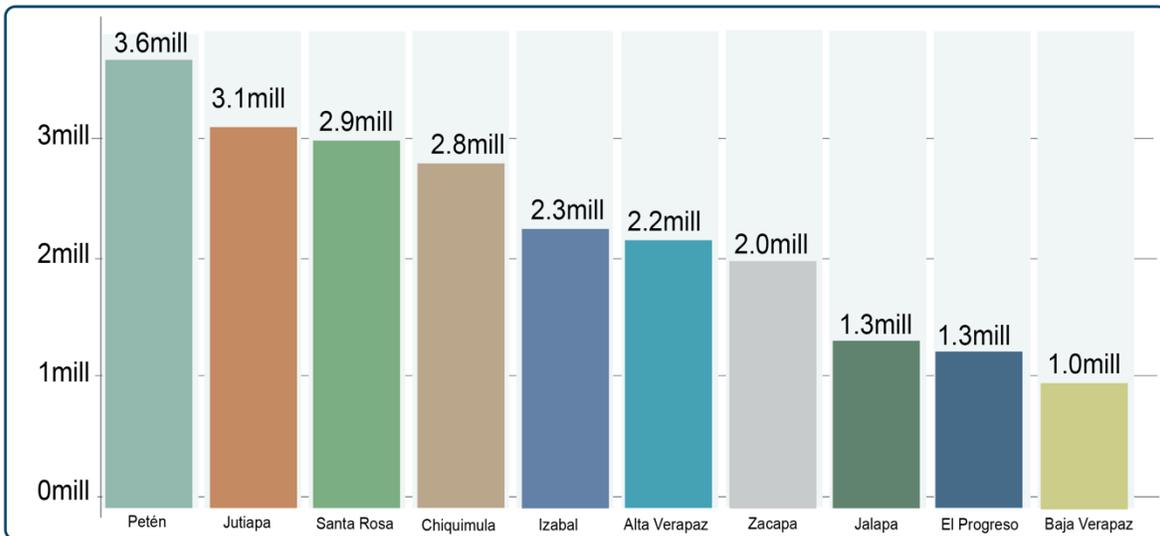
Fuente: Elaboración Propia, abril 2023.

2.3.3. Montos anuales facturados por ventas de energía y potencia 2022, DEORSA (GTQ)



Gráfica 49. Ventas de Energía (GTQ)

Fuente: Elaboración Propia, abril 2023.



Gráfica 50. Ventas anuales de potencia máxima (GTQ)

Fuente: Elaboración Propia, abril 2023.

Al observar las gráficas anteriores, se puede indicar lo siguiente:

- Existe una correlación directa entre los montos facturados en cada uno de los departamentos y los niveles de consumo de energía y potencia previamente expuestos.
- Las gráficas proporcionan información inmediata sobre los departamentos donde las distribuidoras tienen los niveles de recaudación más altos y bajos.

2.4. Aporte INDE

En este apartado, resumimos el aporte del INDE a la tarifa social. Es importante diferenciar la Tarifa Social de lo que se conoce como el Aporte INDE a la Tarifa Social. Mientras la Tarifa Social se calcula y emite por la CNEE según la metodología técnica establecida en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y la Ley de Tarifa Social, el Aporte INDE es un subsidio adicional otorgado por el Instituto Nacional de Electrificación a usuarios que están dentro de la Tarifa Social. Para ser elegibles, los usuarios deben cumplir los requisitos definidos por el INDE y mantenerse en los rangos de consumo de energía eléctrica establecidos para recibir este aporte. Los rangos de consumo variaron en 2022, pero podemos mencionar que fueron 0-60 kWh, 61-88 kWh, 89-100 kWh o 89-125 kWh, de acuerdo con los criterios del INDE.

El INDE asigna los fondos necesarios para aplicar un descuento directo en la facturación de los usuarios, reduciendo el monto de la factura que deben pagar. Este descuento se financia con recursos propios del INDE y, en años recientes, también se asignaron fondos del Presupuesto General de la Nación.

Para aplicar este descuento, el INDE determina y notifica mensualmente a las distribuidoras los criterios a seguir para otorgar el beneficio a los usuarios. El descuento se aplica de forma escalonada según los rangos de consumo de los usuarios. El Aporte INDE a la Tarifa Social se ha implementado en los siguientes rangos de consumo, con montos específicos definidos por el INDE para las distribuidoras: Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. y Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. En 2022, las tarifas objetivo definidas por el INDE fueron las siguientes:

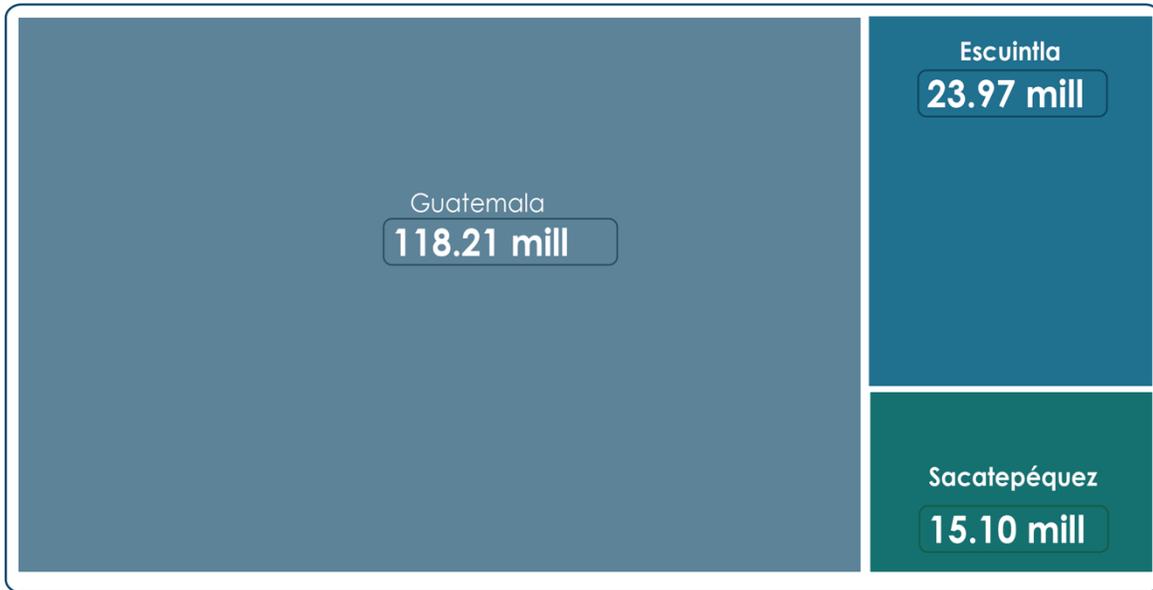
Tabla 4. Rangos de Consumo Mensual para Aporte Social INDE, 2022

Mes	1 a 60 kWh	61 a 88 kWh	89 a 125 kWh
Enero	Q0.50	Q0.8702	No Aplica
Febrero	Q0.50	Q0.8702	No Aplica
Marzo	Q0.50	Q0.8702	No Aplica
Abril	Q0.50	Q0.8702	Q1.00
Mayo	Q0.50	Q0.8702	Q1.00
Junio	Q0.50	Q0.8702	Q1.00
Julio	Q0.50	Q0.8702	Q1.00
Agosto	Q0.50	Q0.8702	Q1.00
Septiembre	Q0.50	Q0.8702	Q1.00
Octubre	Q0.50	Q0.8702	Q1.00
Noviembre	Q0.50	Q0.9228	Q1.00
Diciembre	Q0.50	Q0.9228	Q1.00

Fuente: Elaboración Propia, abril 2023.

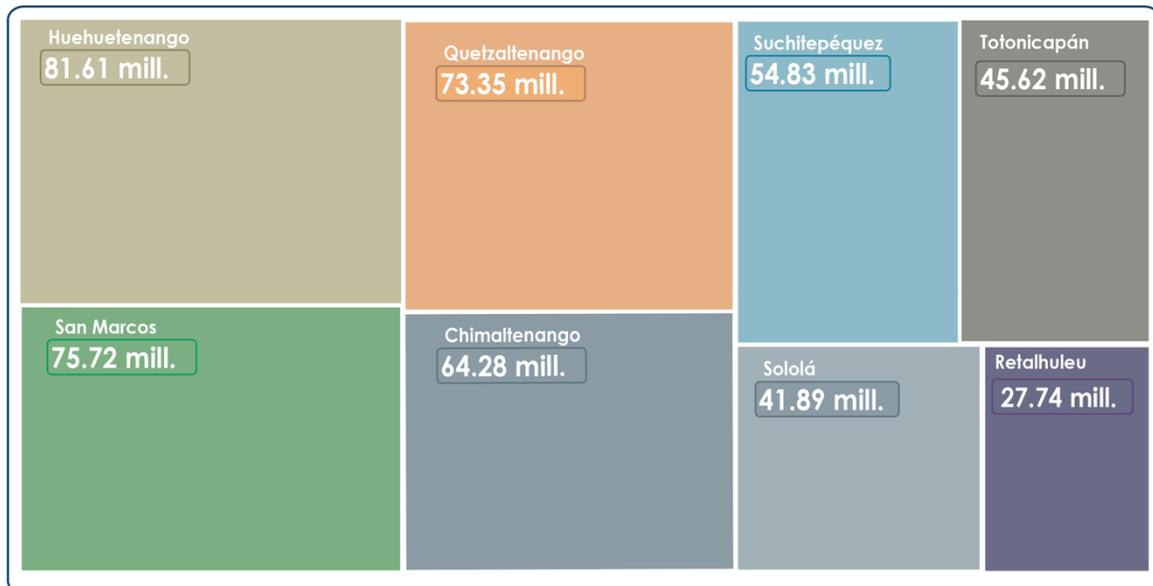
En las gráficas a continuación, se presenta el detalle del Aporte INDE a la Tarifa Social y la cantidad mensual promedio de usuarios beneficiados con dicho aporte para cada distribuidora, distribuido por departamento dentro de su área de cobertura:

2.4.1. Monto Total de Aporte Social INDE a la Tarifa Social por departamento en Millones de Quetzales, 2022



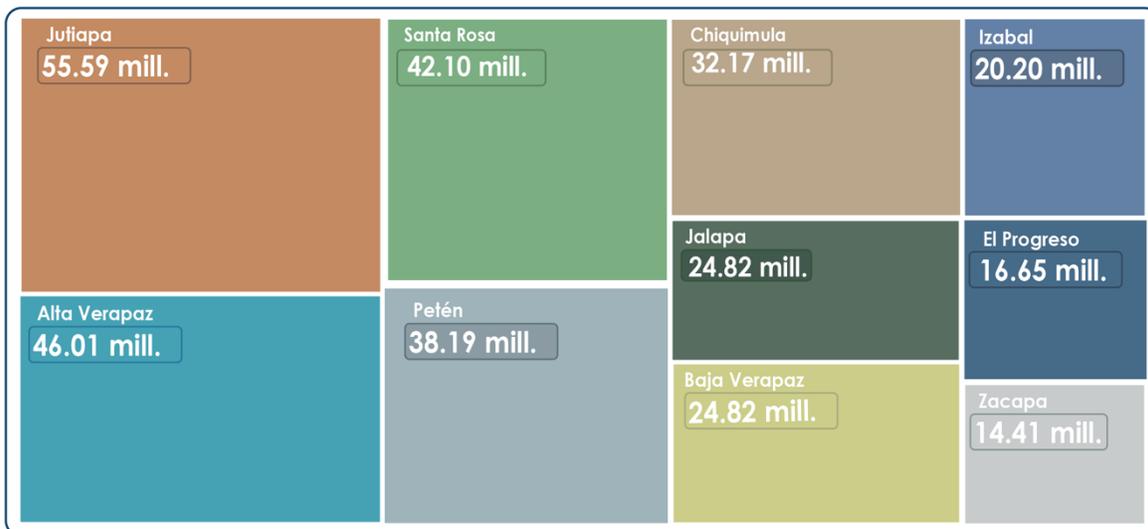
Gráfica 51. Aporte INDE a los usuarios del servicio de energía eléctrica de EEGSA (Millones de Quetzales)

Fuente: Elaboración Propia, abril 2023.



Gráfica 52. Aporte INDE a los usuarios del servicio de energía eléctrica de DEOCSA (Millones de Quetzales)

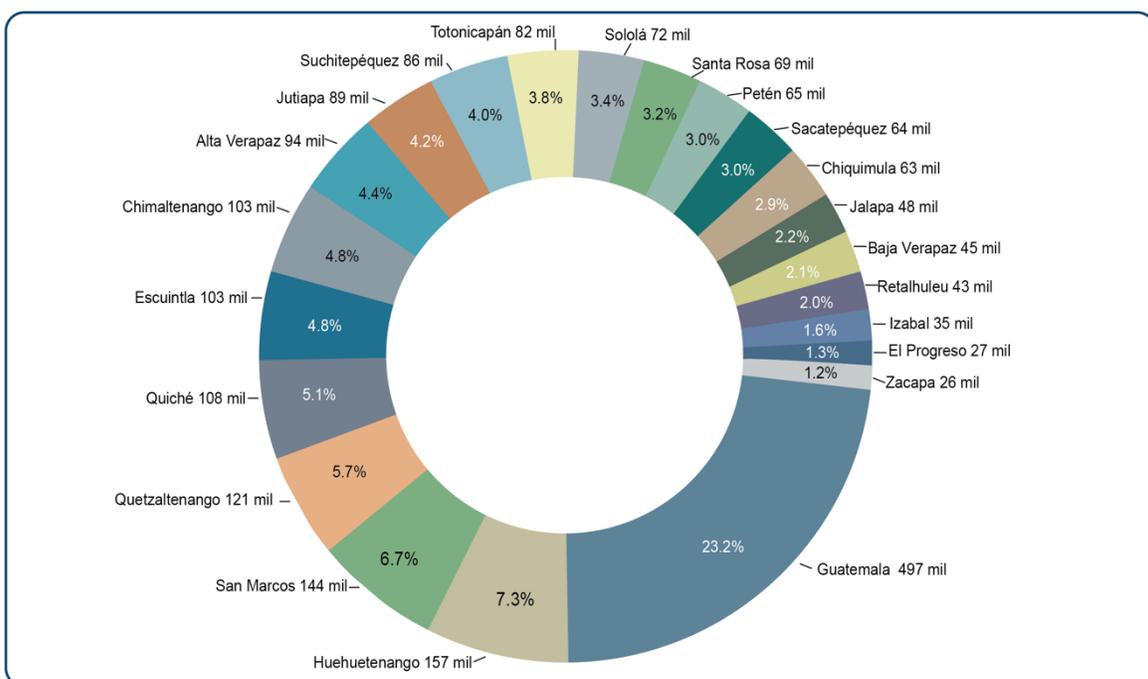
Fuente: Elaboración Propia, abril 2023.



Gráfica 53. Aporte INDE a los usuarios del servicio de energía eléctrica de DEORSA (Millones de Quetzales)

Fuente: Elaboración Propia, abril 2023.

2.4.2. Usuarios Beneficiados por el Aporte INDE a la Tarifa Social



Gráfica 54. Promedio de usuarios beneficiados mensualmente con Aporte INDE de las distribuidoras EEGSA, DEOCSA y DEORSA, 2022

Fuente: Elaboración Propia, abril 2023.

Se observa que en aquellos departamentos donde el consumo promedio es bajo, hay una predominancia de usuarios dentro del rango de Tarifa Social, lo que se traduce en una mayor cantidad de aporte y beneficiarios.

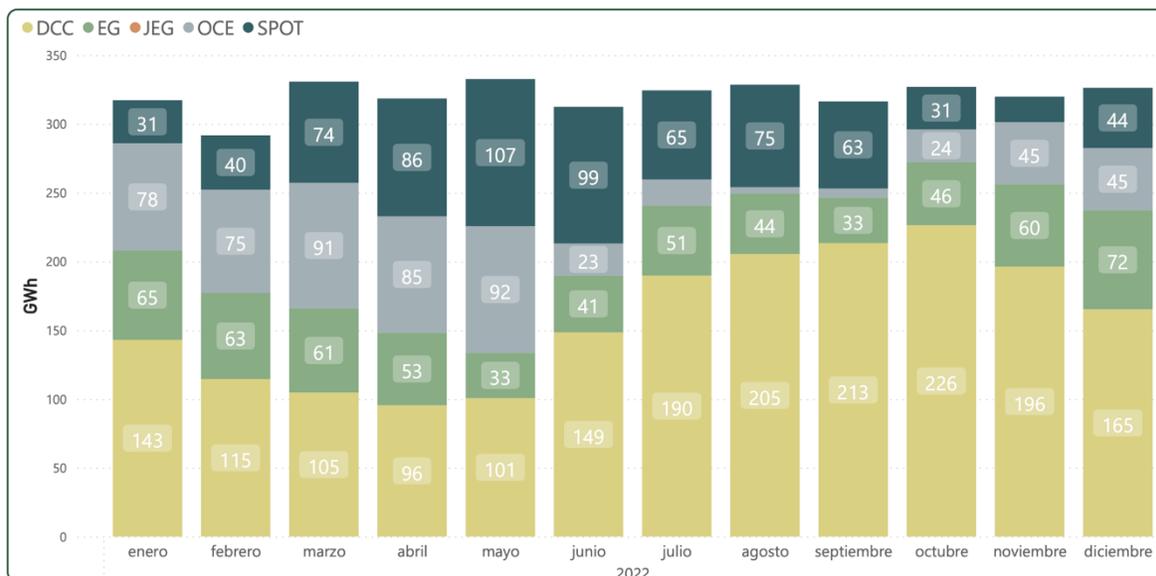
Esto se confirma al ver que DEOCSA es la distribuidora con la mayor cantidad de aporte y usuarios beneficiados. Además, esta distribuidora tiene una alta concentración de usuarios con bajos consumos y la mayoría de los departamentos con niveles de demanda de potencia más bajos.

2.5. Costos correspondientes a EEGSA

El costo de generación es la componente que más fluctuaciones ocasiona en las tarifas finales debido a la volatilidad de sus variables. A continuación, se presenta un apartado específico para mostrar el comportamiento de los costos de generación y proporcionar una visión interna de su dinámica, para mejorar la visualización, las leyendas en los gráficos se refieren como se describe a continuación:

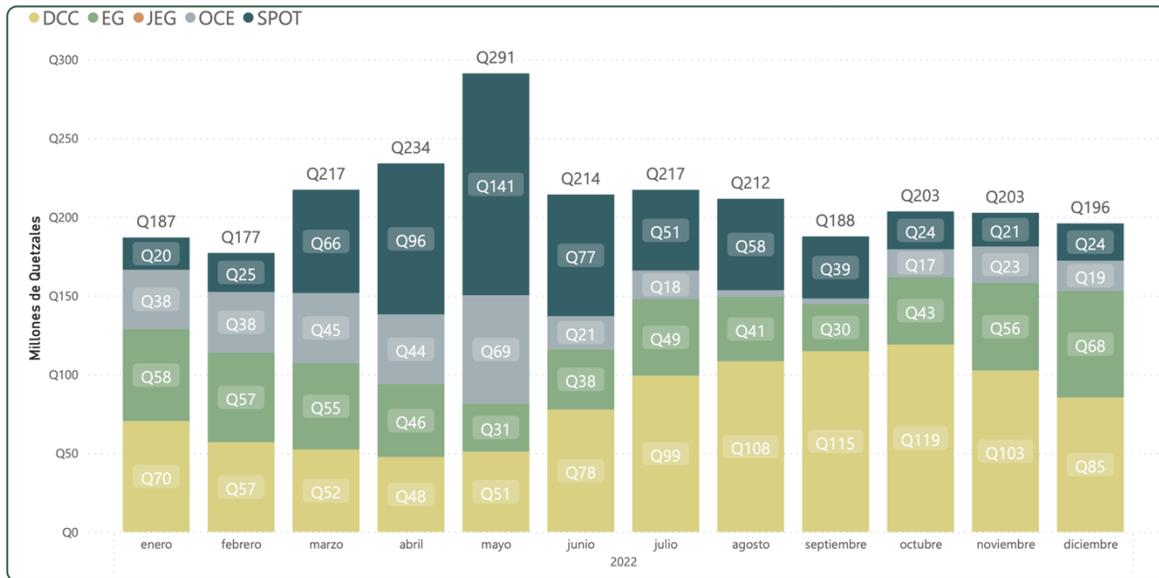
NOMENCLATURA	DESCRIPCIÓN
DCC	Contratos por Diferencias con Curva de Carga
EG	Contratos de Energía Generada
OCE	Contratos de Opción de Compra de Energía
PSEA	Contratos de Potencia sin Energía Asociada
SPOT	Precio del Mercado de Oportunidad de la Energía

2.5.1. Compras de energía



Gráfica 55. Compras de Energía de EEGSA, 2022 en GWh

Fuente: Elaboración Propia, abril 2023.



Gráfica 56. Compras de Energía de EEGSA, 2022 en Millones de Quetzales.

Fuente: Elaboración Propia, abril 2023.

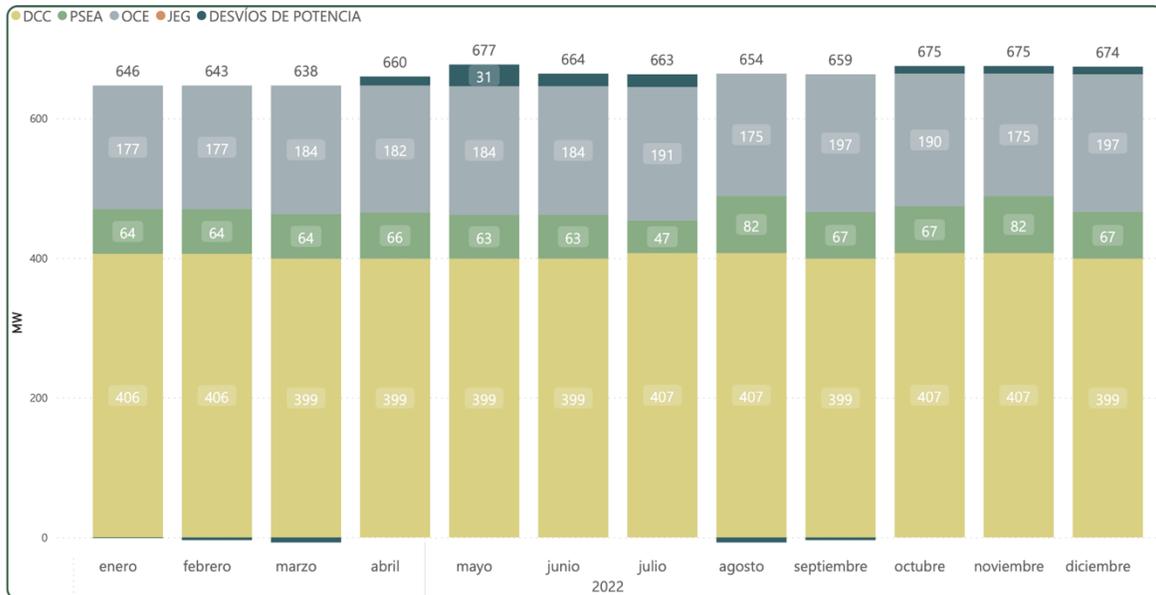
De las gráficas anteriores, se pueden destacar los siguientes puntos:

- Se puede apreciar la influencia de la estacionalidad en las adquisiciones de energía, puesto que durante los meses tradicionalmente asociados al invierno, la demanda de la distribuidora es abastecida de forma significativa por contratos del tipo DCC, estos contratos están mayormente abastecidos por instalaciones hidroeléctricas, con respecto a los contratos EG estos proveen la mayor cantidad de energía a la distribuidora durante la parte inicial y final del año dado que estos están compuestos por plantas eólicas, solares como los principales protagonistas y en una menor proporción por hidroeléctricas a filo de agua. Asimismo, los contratos OCE juegan un papel fundamental en el abastecimiento de la demanda dado que proveen de energía que el resto de contratos no pueden, como último punto las cantidades de energía que no son cubiertas por contratos es adquirida en el mercado SPOT.
- En mayo de 2022 se registraron los mayores costos de adquisición de energía del año. Esto se debe a la baja producción de los contratos DCC y la baja participación de los contratos tipo EG, además de ser el mes con mayor demanda de energía. Estas condiciones llevaron a adquirir energía faltante en el mercado de oportunidad a un precio elevado. Además, el SPOT alcanzó su promedio mensual más alto del año: 156 USD/MWh.
- Durante los meses de enero, febrero, marzo y abril se observa una tendencia al alza en los costos de adquisición de energía, culminando con el costo más alto en mayo. A partir de junio y durante el resto del año, los costos de adquisición de energía se estabilizan.
- La componente de costos de los contratos de EG tiene una participación significativa en la matriz de generación durante todo el año, y se incrementa en los meses de

verano, especialmente debido a la generación eólica. Estos comportamientos en las cantidades de energía comprada se reflejan en los respectivos costos.

- Durante el año 2022 se adquirieron aproximadamente 3,845 GWh de energía, siendo mayo el mes con la mayor compra de energía.

2.5.2. Compras de potencia



Gráfica 57. Compras de Potencia de EEGSA, 2022 en MW.

Fuente: Elaboración Propia, abril 2023.



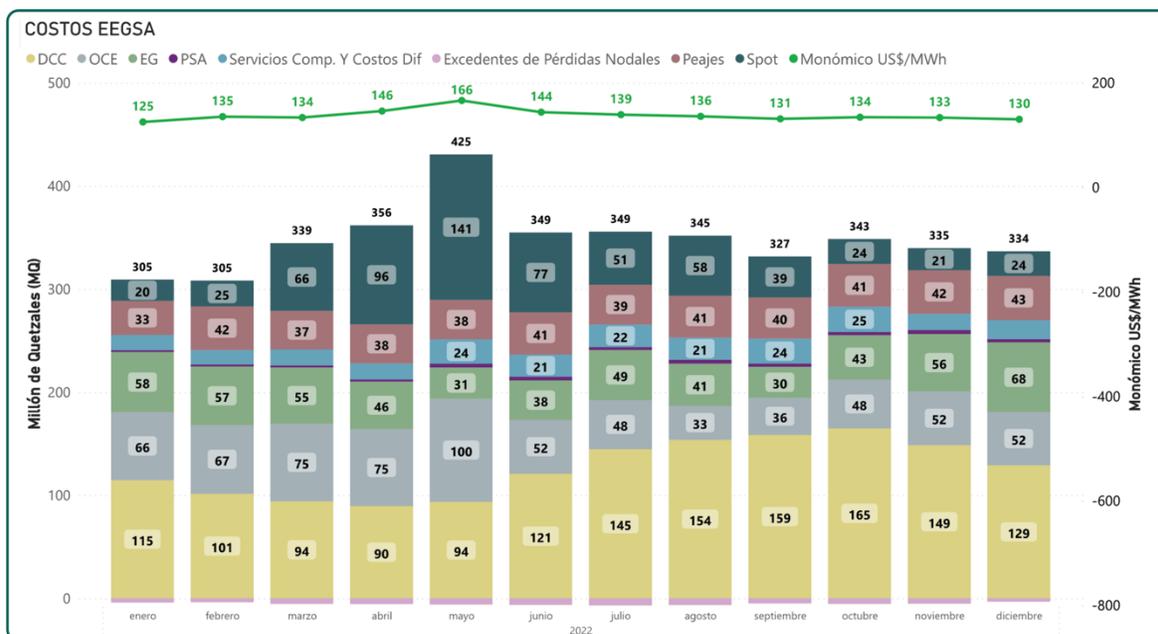
Gráfica 58. Compras de Potencia de EEGSA, 2022 en Millones de Quetzales.

Fuente: Elaboración Propia, abril 2023.

Respecto a las gráficas de compras de potencia y sus costos asociados, se puede indicar lo siguiente:

- El comportamiento de las compras de potencia es más estable y varía estacionalmente, en función de los valores de demanda firme de la distribuidora y la contratación de potencia correspondiente.
- Es relevante destacar que a lo largo de todo el año 2022 se observaron excedentes de potencia que fueron vendidos en el mercado de desvíos de potencia.

2.5.3. Consolidado



Gráfica 59. Evolución de costos de generación (Millones de Quetzales) y Precio Monómico de Energía (USD/MWh) de EEGSA, 2022

Fuente: Elaboración Propia, abril 2023.

Al observar la gráfica que resume los costos de generación, se pueden mencionar los siguiente:

- Durante el año 2022, se registraron fluctuaciones considerables en los niveles de costo, siendo el mes de mayo el de mayor costo monómico alcanzado. El precio monómico promedio fue de 166 USD/MWh, mientras que el costo monómico promedio durante todo el año 2022 fue de 137 USD/MWh, con una desviación estándar de 9.4 USD/MWh. Los altos costos se explican por las condiciones del precio SPOT de la energía y los precios internacionales de los combustibles, especialmente el carbón térmico y el gas natural utilizados en la generación de electricidad.

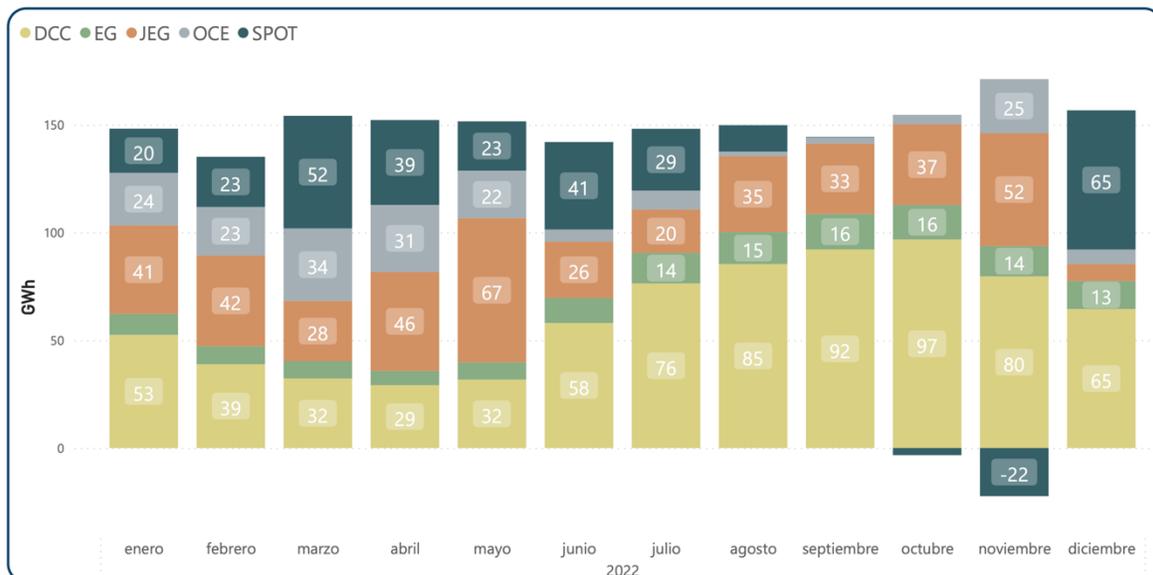
- Se puede observar que los contratos DCC tienen una participación importante en la composición del suministro para la Empresa Eléctrica de Guatemala S.A., representando aproximadamente el 36 % de los costos totales.

2.6. Costos correspondientes a DEOCSA

En el siguiente apartado se muestra el comportamiento de los costos de generación y se proporciona una visión interna de su dinámica, para mejorar la visualización de las leyendas en los gráficos a continuación se explican los significados de las siglas:

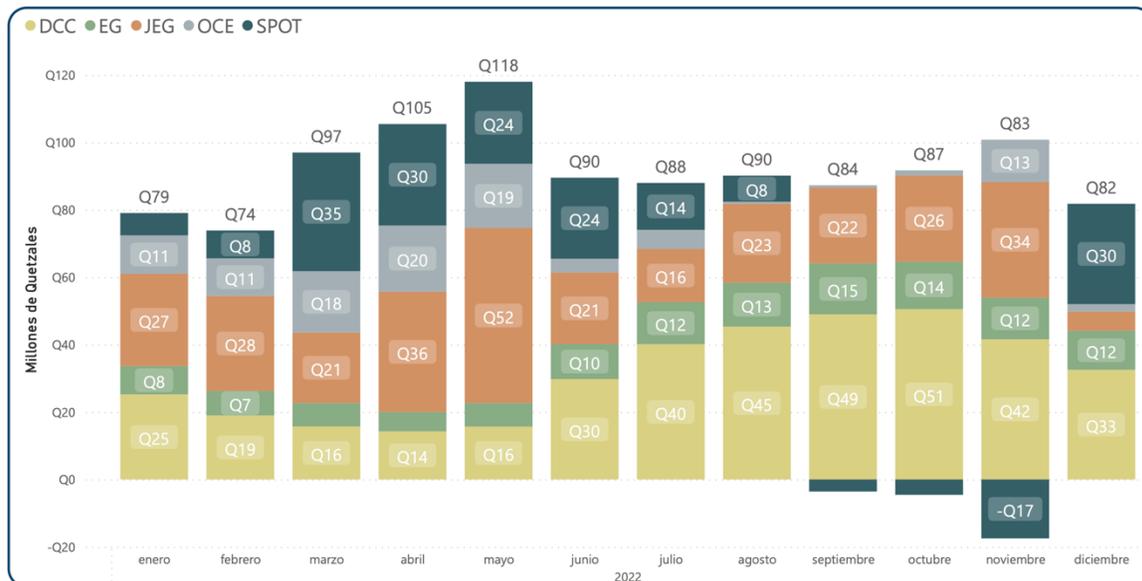
NOMENCLATURA	DESCRIPCIÓN
DCC	Contratos por Diferencias con Curva de Carga
EG	Contratos de Energía Generada
OCE	Contratos de Opción de Compra de Energía
PSEA	Contratos de Potencia sin Energía Asociada
SPOT	Precio del Mercado de Oportunidad de la Energía
JEG	Compras al Agente Generador JEG

2.6.1. Compras de energía



Gráfica 60. Compras de Energía de DEOCSA, 2022 en GWh

Fuente: Elaboración Propia, abril 2023.



Gráfica 61. Compras de Energía de DEOCSA en Millones de Quetzales, 2022

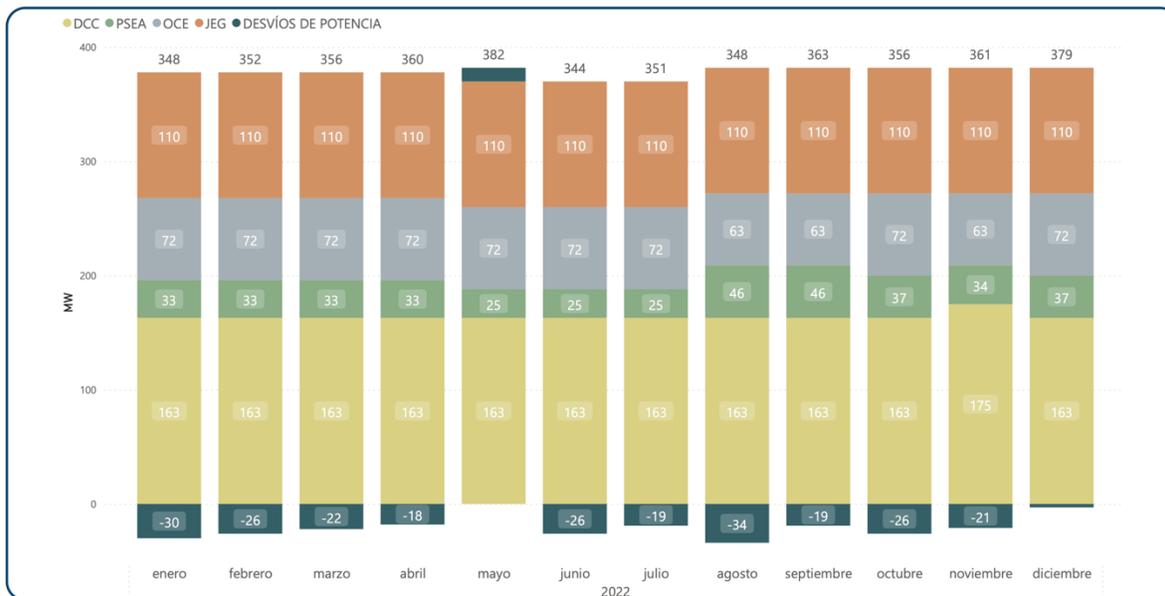
Fuente: Elaboración Propia, abril 2023.

Considerando las gráficas anteriores, se pueden destacar los siguientes puntos:

- En el año 2022, se observa la existencia de excedentes de energía que fueron vendidos en el mercado SPOT durante ciertos períodos del año. Estos excedentes alcanzaron su nivel más alto durante los meses lluviosos, cuando los contratos por DCC preveían un mayor despacho de energía debido a las lluvias propias de la estacionalidad. Aunque estos excedentes representan ingresos que amortiguan los costos de las tarifas, generalmente se venden a un precio inferior al promedio de compra de la distribuidora en el mercado a término.
- Se observa una tendencia al alza en los costos de adquisición de energía desde enero hasta mayo de 2022, debido, entre otras causas, al aumento mundial de la demanda energética tras la reapertura económica y los planes de recuperación económica. Como resultado, los precios de los combustibles experimentaron aumentos significativos que impactaron en los costos de adquisición en Guatemala.
- Es importante destacar la participación de Jaguar Energy en el abastecimiento de esta distribuidora, que representó aproximadamente el 24.4 % del suministro durante 2022.
- En el año se adquirieron 1,782 GWh de energía, siendo diciembre el mes con la mayor compra, alcanzando los 156.7 GWh.
- Los costos mensuales de adquisición de energía tuvieron un valor promedio de 77 USD/MWh, con una desviación estándar de 8.9 USD/MWh. El mes de mayo registró el mayor costo, alcanzando los 100 USD/MWh.

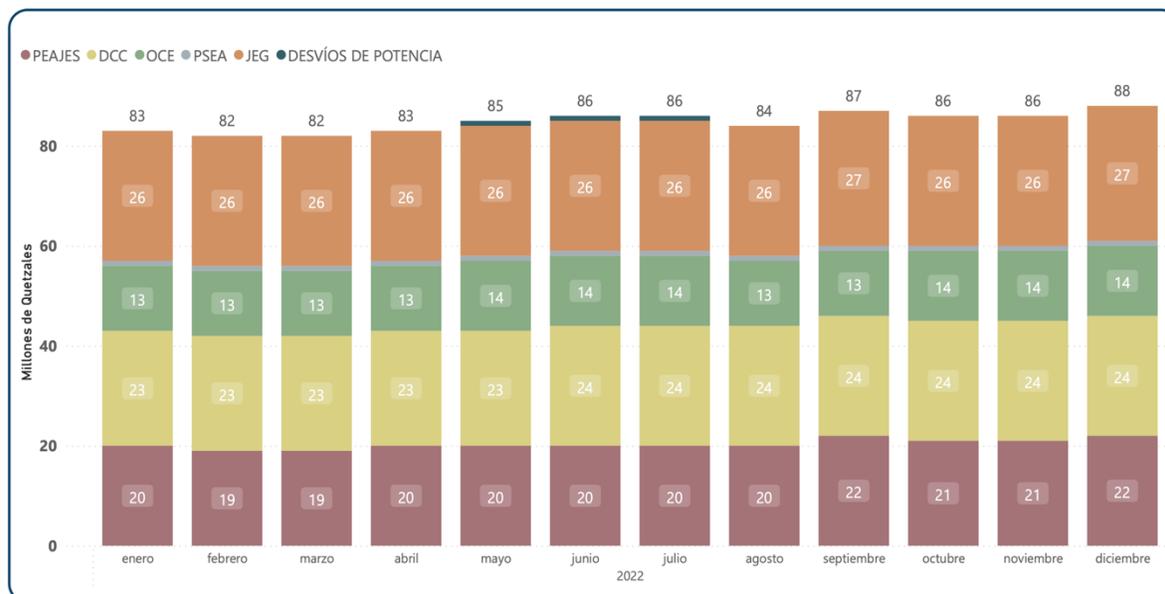
- Se evidencia una importante participación de los contratos de EG a lo largo del año, con un incremento en los meses de invierno, especialmente debido a la generación de pequeñas centrales hidráulicas catalogadas como GDR.

2.6.2. Compras de potencia



Gráfica 62. Compras de Potencia de DEOCSA, 2022 en MW

Fuente: Elaboración Propia, abril 2023.



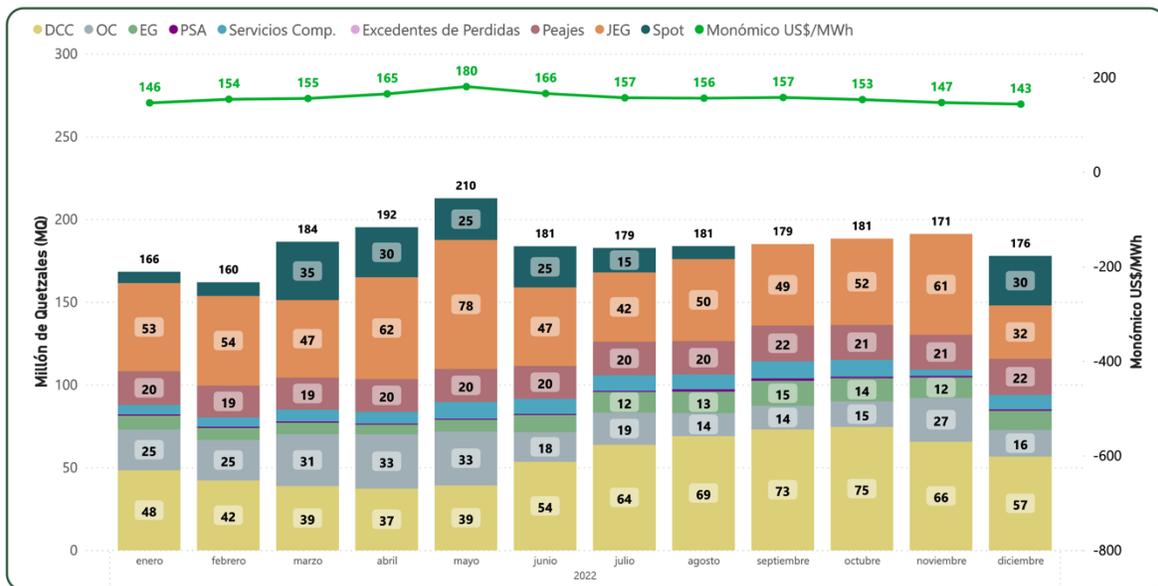
Gráfica 63. Compras de Potencia de DEOCSA, 2022 en Millones de Quetzales

Fuente: Elaboración Propia, abril 2023.

Respecto de las gráficas de compras de potencia y sus costos asociados es posible indicar lo siguiente:

- Durante el año 2022, los costos de la potencia adquirida tuvieron un valor promedio de 30.3 USD/kW, con una desviación estándar de 0.91 USD/kW lo que refleja una mayor estabilidad respecto de las compras de energía. El mes de junio fue el mes con un valor medio más alto, alcanzando los 31.69 USD/kW.
- Se corrobora el comportamiento típico de las compras de potencia, que mantienen un notable grado de estabilidad tanto en las cantidades compradas como en costos de dichas compras.
- En este sentido es necesario resaltar que a lo largo del 2022 la distribuidora tuvo un importante nivel de excedentes de potencia, los cuales son comercializados en el mercado de desvíos de potencia. Sin embargo, estos ingresos por la venta de dichos desvíos son mínimos y no compensan los costos medios de compra de potencia en el mercado a término.

2.6.3. Consolidado



Gráfica 64. Evolución de los costos de generación (Millones de Quetzales) y Precio Monómico de Energía (USD/MWh) de DEOCSA, 2022

Fuente: Elaboración Propia, abril 2023.

Finalmente, al observar la gráfica que consolida los costos de generación de la distribuidora, es posible indicar que:

- Durante el año 2022 se observaron niveles de costo con una tendencia al alza y un valor medio alrededor de los 156.5 USD/MWh, con fluctuaciones de magnitud media, con una desviación estándar de 9.7 USD/MWh. El comportamiento de los costos de generación de esta distribuidora depende en un alto nivel de: 1) los costos de

generación del contrato de Jaguar Energy; y 2) Los costos de generación de los contratos tipo A, generalmente hídricos.

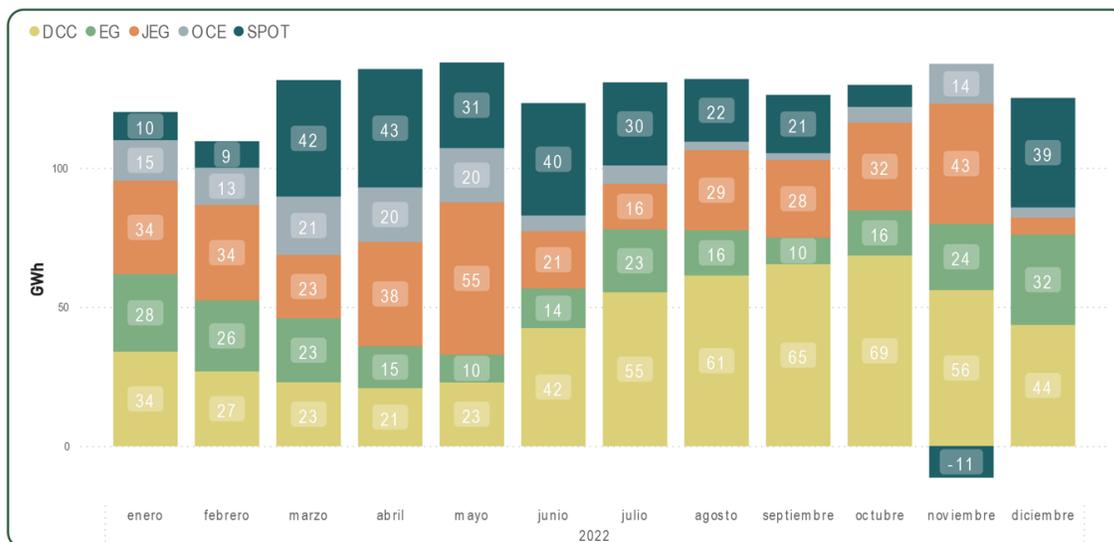
- En la gráfica se aprecia que el mes con el costo monómico más alto se registró en el mes de mayo, alcanzando los 180.25 USD/MWh.
- En el último trimestre del año se observa una reducción en los costos de generación, siendo el promedio para este trimestre de 147.5 USD/MWh.

2.7. Costos correspondientes a DEORSA

A continuación, se presenta un apartado específico para mostrar el comportamiento de los costos de generación y proporcionar una visión interna de su dinámica, para mejorar la visualización las leyendas en los gráficos se refieren como se describe a continuación:

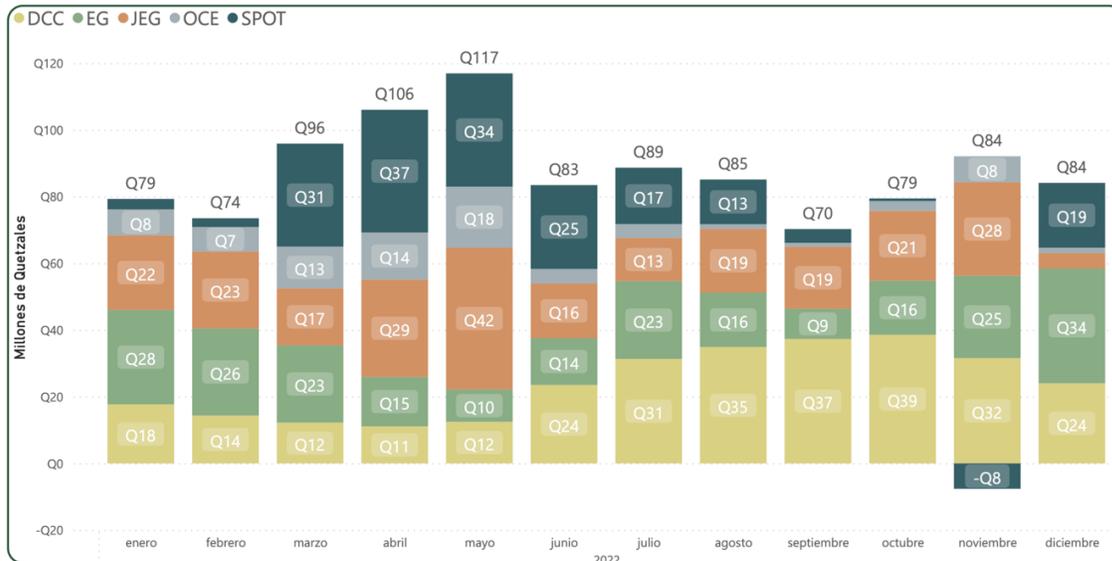
NOMENCLATURA	DESCRIPCIÓN
DCC	Contratos por Diferencias con Curva de Carga
EG	Contratos de Energía Generada
OCE	Contratos de Opción de Compra de Energía
PSEA	Contratos de Potencia sin Energía Asociada
SPOT	Precio del Mercado de Oportunidad de la Energía
JEG	Compras al Agente Generador JEG

2.7.1. Compras de energía



Gráfica 65. Compras de Energía de DEORSA, 2022 en GWh

Fuente: Elaboración Propia, abril 2023.



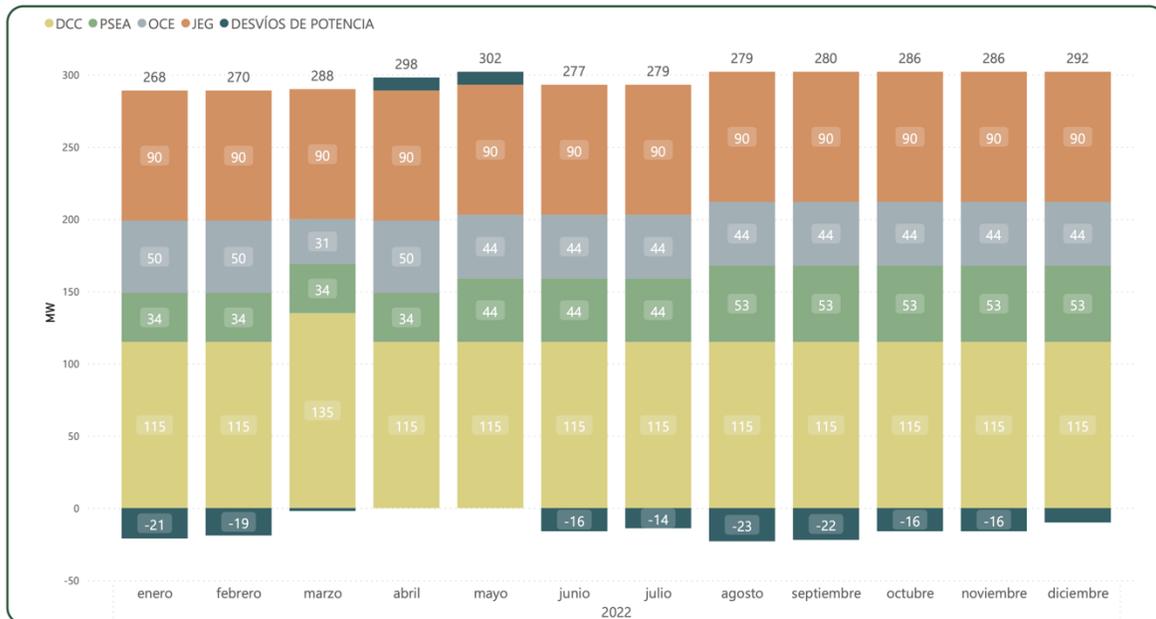
Gráfica 66. Compras de Energía de DEORSA en Millones de Quetzales, 2022

Fuente: Elaboración Propia, abril 2023.

Con vista en las anteriores gráficas es posible indicar lo siguiente:

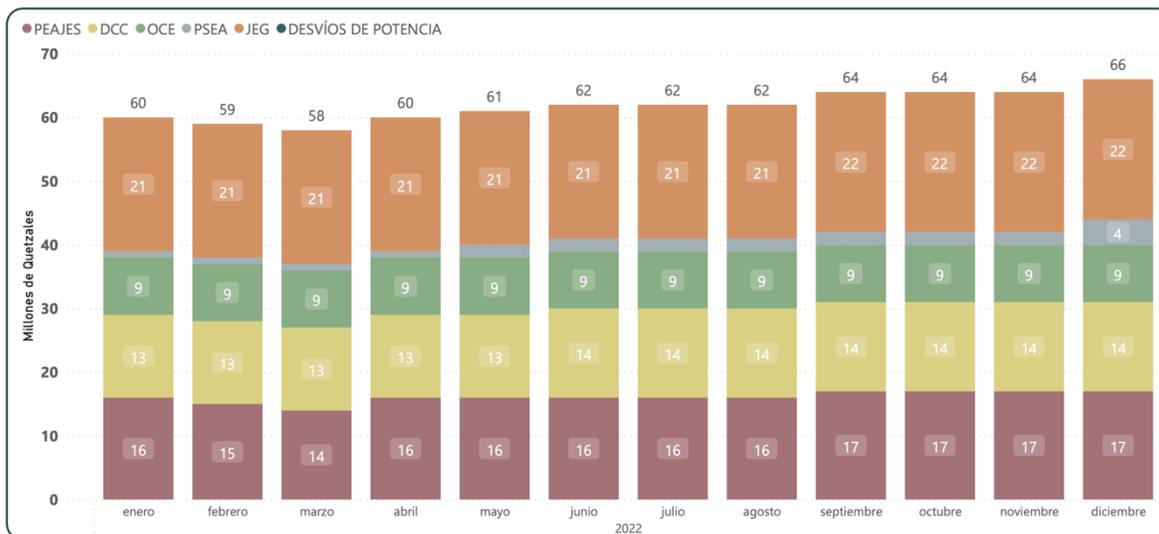
- Al igual que EEGSA y DEOCSA, se observa una tendencia al alza a partir del mes de enero en los costos de compras de energía, esto se debe, entre otras causas, al incremento a nivel mundial de la demanda energética tras la reapertura y planes de recuperación económica; en consecuencia, el precio de los combustibles sufrió aumentos significativos que impactaron en los costos de adquisición en Guatemala.
- Es importante destacar la participación que tiene Jaguar Energy en el abastecimiento para esta distribuidora, que durante el 2022 aportó aproximadamente el 23 % del suministro.
- Durante el año 2022 se compró 1,528.3 GWh, siendo el mes de mayo, el mes con mayores compras de energía, con un valor de 137.9 GWh.
- De la misma manera, se evidencia que la participación de los contratos de EG se ve incrementada en los meses de verano especialmente por la generación eólica.

2.7.2. Compras de potencia



Gráfica 67. Compras de Potencia de DEORSA en MW, 2022

Fuente: Elaboración Propia, abril 2023.



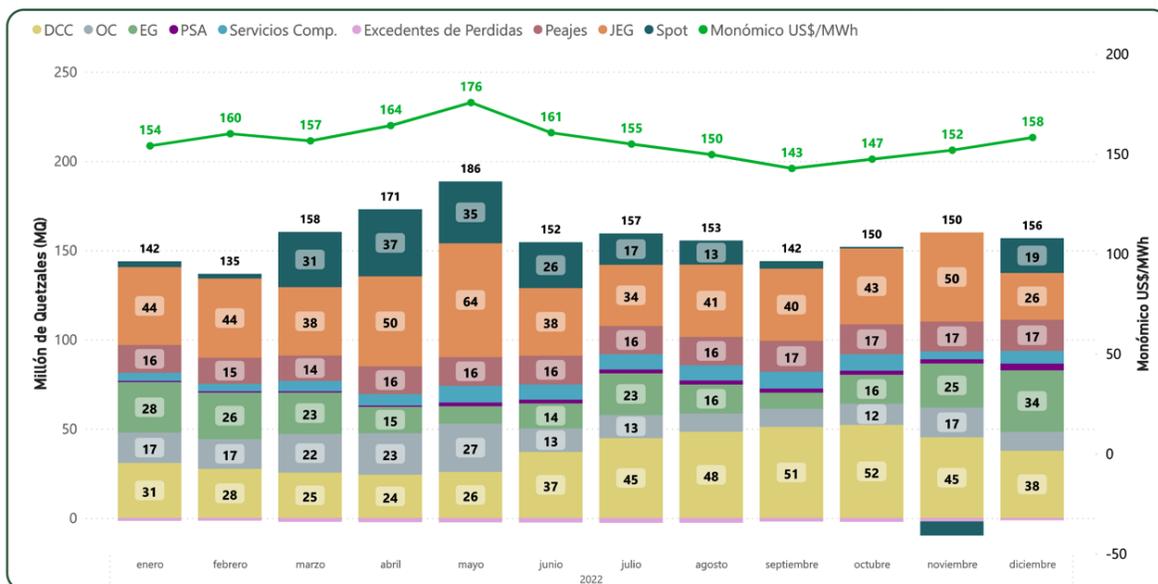
Gráfica 68. Compras de Potencia de DEORSA en Millones de Quetzales, 2022

Fuente: Elaboración Propia, abril 2023.

- Se corrobora el comportamiento típico de las compras de potencia, que mantienen un notable grado de estabilidad tanto en las cantidades compradas como en costos de dichas compras.
- En este sentido es necesario resaltar que a lo largo de todo el año 2022 la distribuidora ha tenido excedentes de potencia, los cuales son comercializados en el mercado de desvíos de potencia. Sin embargo, estos ingresos por la venta de dichos desvíos son

mínimos y no compensan los costos medios de compra de potencia en el mercado a término.

2.7.3. Consolidado



Gráfica 69. Evolución de costos de Generación (Millones de Quetzales) y Precio Monómico de Energía (USD/MWh) de DEORSA, 2022

Fuente: Elaboración Propia, abril 2023.

Dado que las estructuras de costos de DEORSA y DEORSA son muy parecidas, la mayoría de los comentarios vertidos para la primera, son válidos para la segunda:

- Durante el año 2022 se observaron niveles de costo alrededor de los 155.1 USD/MWh, con fluctuaciones considerables a través del año con una desviación estándar de 8.9 USD/MWh.
- En la gráfica se aprecia que el mes con el costo monómico más alto se registró en mayo, alcanzando los 175.71 USD/MWh.

Al final del año se observa un incremento del costo de generación, el cual deriva en términos generales de:

- La desaparición de los excedentes de energía vendidos al SPOT, como resultado de la reducción de la curva de los contratos tipo a y la reducción de la generación del contrato Jaguar Energy derivado de la reducción de precio Spot.
- El repunte de costos de los contratos de Energía Generada que incrementan significativamente su participación especialmente la generación eólica.

2.8. Empresas Eléctricas Municipales (EEM)

En Guatemala, hay 16 Empresas Eléctricas Municipales (EEM), las cuales son encargadas de brindar el servicio de distribución final a los usuarios, generalmente dentro del ámbito de las municipalidades que les otorgan su nombre. Estas empresas están distribuidas geográficamente en el país de la siguiente manera:

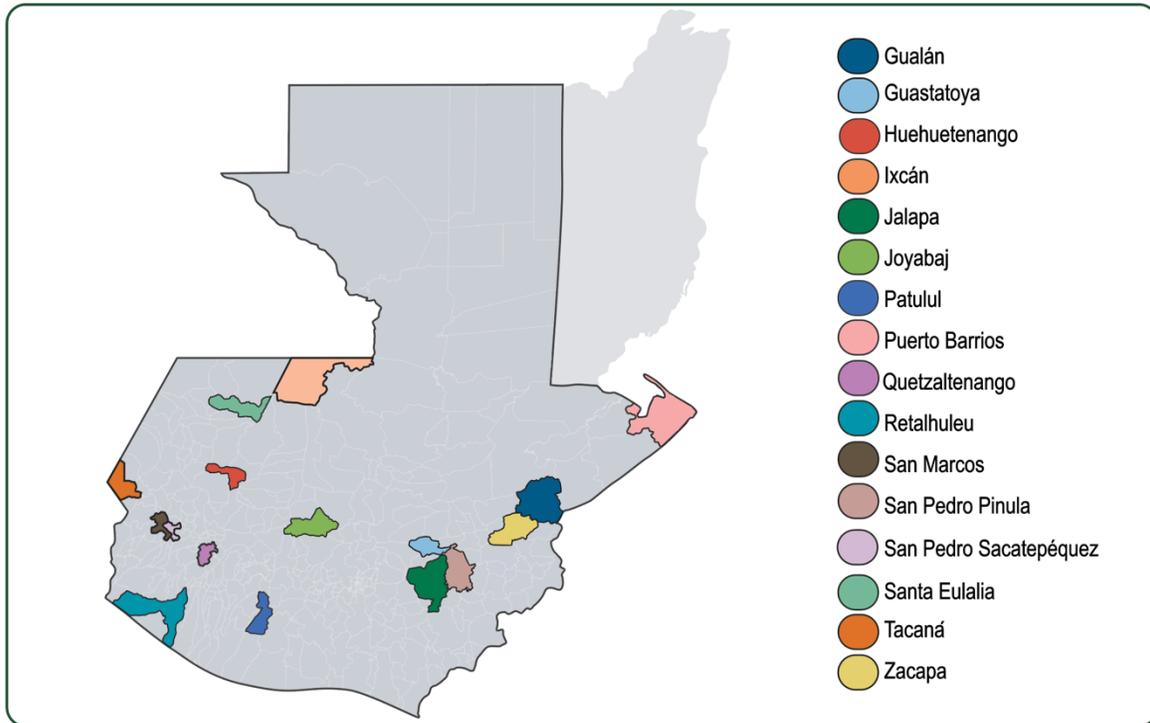


Ilustración 4. Ubicación Geográfica de las Empresas Eléctricas Municipales

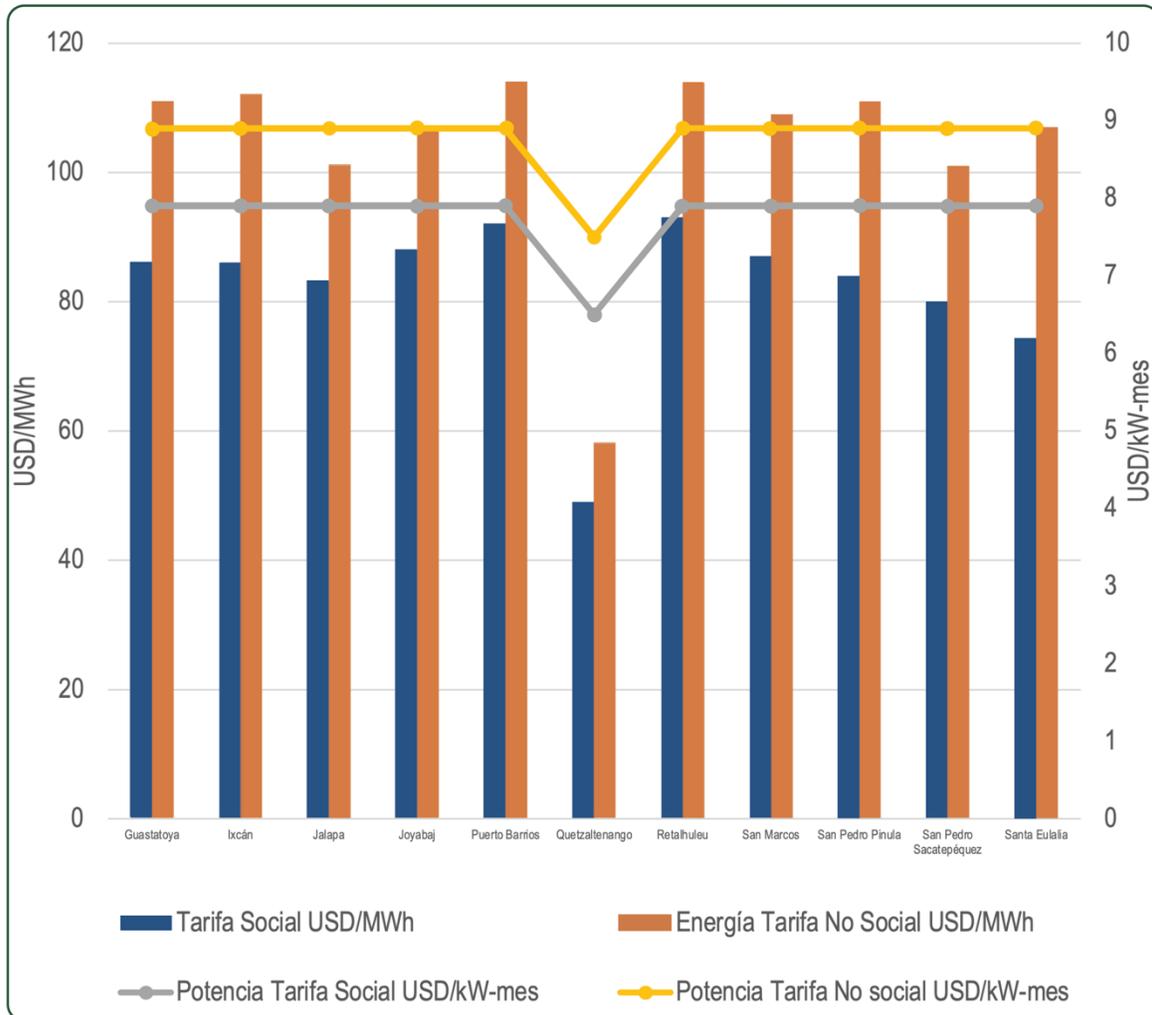
Fuente: Elaboración Propia, abril 2023

Dichas empresas, al igual que otras distribuidoras en Guatemala, están sujetas al régimen de precios establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y las normativas emitidas por la Comisión. Por ende, deben llevar a cabo la recolección de información tarifaria, su procesamiento y el envío periódico de la misma a la CNEE, siguiendo las pautas establecidas en el marco legal. Hasta la fecha, estas empresas operan como distribuidoras de energía suministrada por el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), con la excepción de la EEM de Tacana.

Como resultado de la expansión demográfica en el país, algunas EEMs han experimentado tasas de crecimiento considerable en cuanto a usuarios y demanda de energía, alcanzando en algunos casos un 9 % en usuarios y un 5 % en la demanda de energía.

2.8.1. Contratos de Abastecimiento de Energía y Potencia

A continuación, se presenta una sección que detalla la finalización y los precios de potencia y energía de los contratos de las Empresas Eléctricas Municipales. Es importante señalar que existen precios diferenciados para la tarifa social y la tarifa no social:

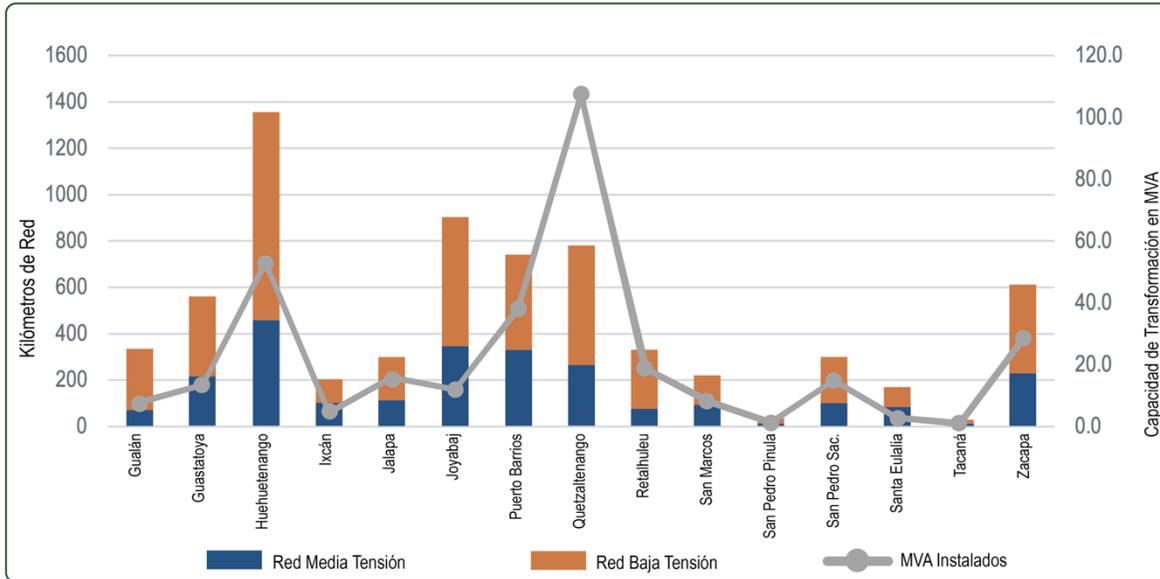


Gráfica 70. Precios de energía y potencia de distribuidoras, 2022

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.

2.8.2. Activos Eficientes Reconocidos

Los activos eficientes reconocidos para cada Empresa Eléctrica Municipal son los siguientes:

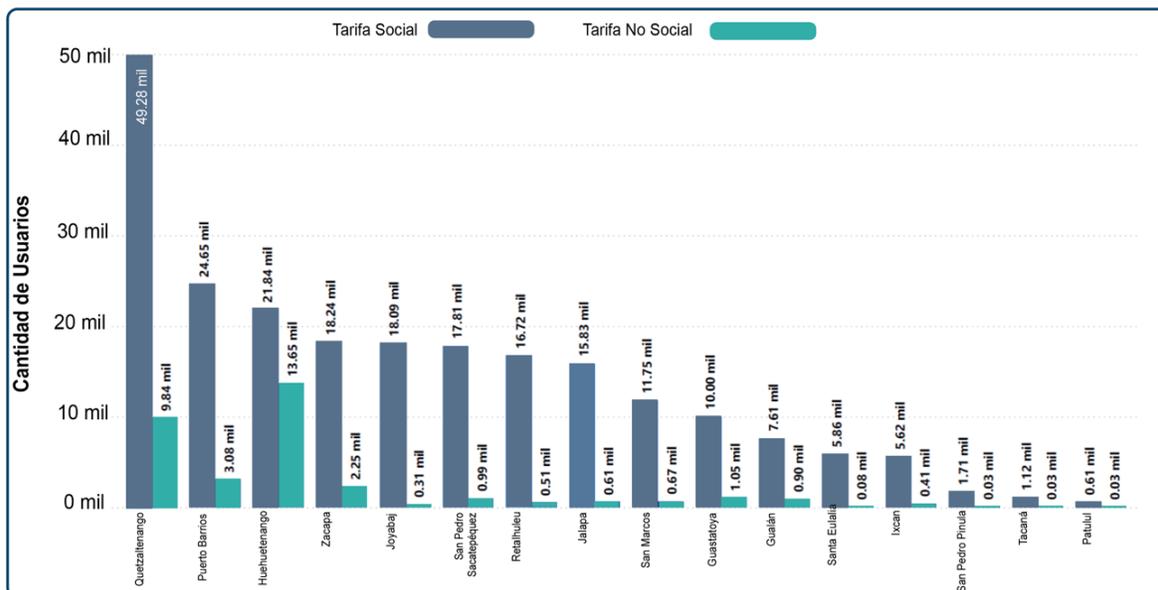


Gráfica 71. Activos de Red (Km de red y capacidad de transformación instalada), 2022

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.

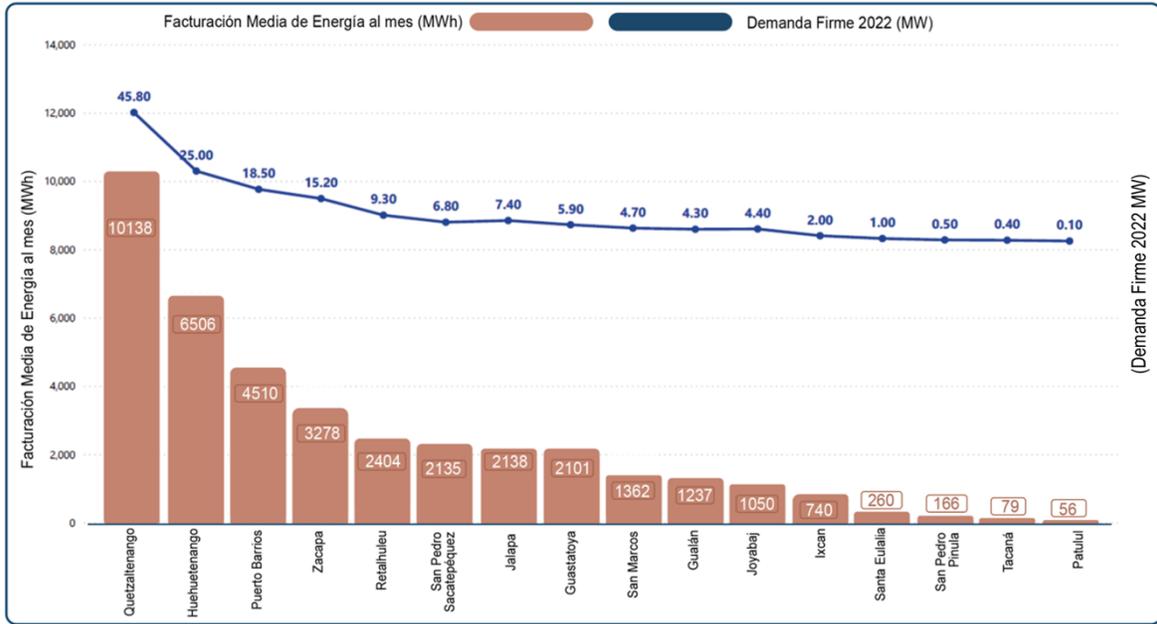
2.9. Cantidad de usuarios, demanda firme y consumo medio de energía de las Empresas Eléctricas Municipales

Se presentan una serie de gráficos que resumen de manera puntual la información más relevante de las Empresas Eléctricas Municipales: cantidad de usuarios, demanda firme y consumo medio de energía.



Gráfica 72. Cantidad de usuarios en Tarifa Social y Tarifa No Social para las Empresas Eléctricas Municipales, 2022

Fuente: Elaboración Propia, abril 2023.

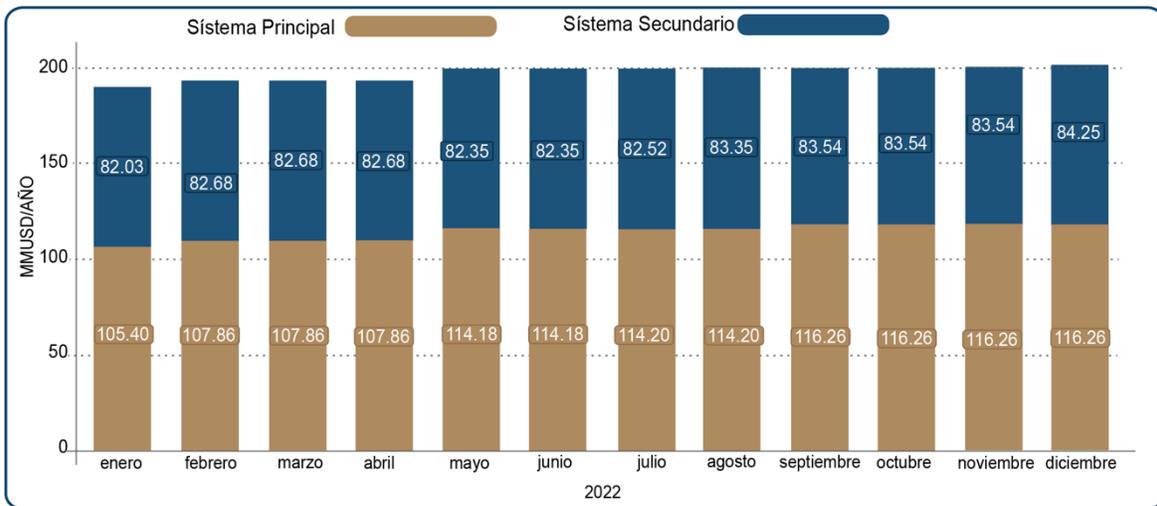


Gráfica 73. Demanda firme y facturación media de energía de las Empresas Eléctricas Municipales, 2022

Fuente: Elaboración Propia, abril 2023.

2.10. Peaje Principal y Secundario

Se presenta la evolución del Peaje Principal y Secundario durante el año 2022:

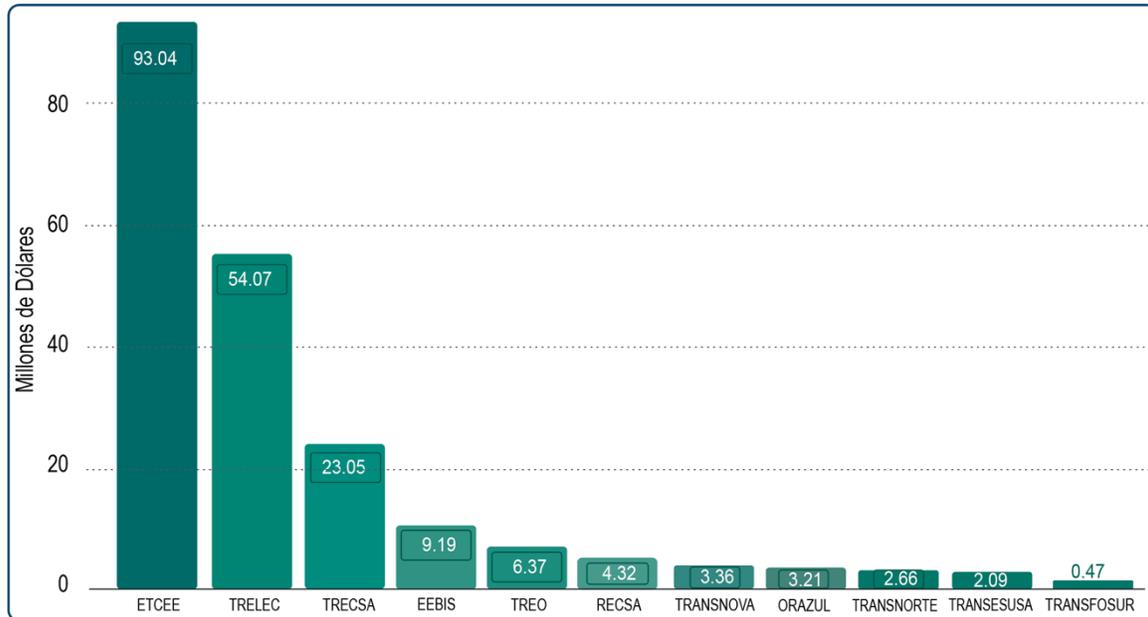


Gráfica 74. Evolución del peaje anual de transmisión del Sistema Secundario y del Sistema Principal, 2022

Fuente: Elaboración Propia, abril 2023.

Como se puede observar en la gráfica anterior, el peaje para enero 2022 presentaba para el Sistema Principal un valor de 105.4 MUSD/año y el peaje del Sistema Secundario Global presentaba un valor de 82.03 MUSD para un total de 187.43 MUSD. Durante el año 2022 fueron atendidas un total de 37 expedientes relacionadas con solicitudes de fijación de

peaje, así como 21 expedientes relacionados con la revisión bianual del peaje establecida en el artículo 69 de la Ley General de Electricidad, para un total de 58 expedientes gestionados durante el año 2022. A continuación, se muestra la desagregación por agente interesado del peaje máximo, resultado de la gestión de expedientes durante el año 2022:



Gráfica 75. Monto de peaje máximo resultante de la gestión de expedientes (Millones de dólares de los Estados Unidos de América -MUSD-), 2022

Fuente: Elaboración Propia, abril 2023.

Se observa en la gráfica, para el mes de diciembre 2022 el peaje del Sistema Principal alcanzo un valor de 116.26 MUSD y el peaje del Sistema Secundario un valor de 84.25 MUSD para un total de 200.51 MUSD. Lo que significa una variación de un 7 % en el valor total del peaje durante el año 2022. Esta variación se debe a las nuevas adiciones de instalaciones que producto de su puesta en operación comercial tanto el Sistema Principal como en el Sistema Secundario iniciaron a prestar el servicio de transporte de energía eléctrica.

En el mes de enero 2023, fueron publicados los nuevos valores del Peaje del Sistema Principal y Sistema Secundario resultantes de la revisión bianual del peaje establecida en el artículo 69 de la Ley General de Electricidad. En cuanto al valor del peaje del Sistema Principal se fijó en 120.77 MUSD y el peaje del Sistema Secundario se fijó con un valor de 81.07 MUSD para un total de 201.84 MUSD, presentando estos nuevos valores una variación del 0.66 %, con respecto al valor de cierre del año 2022.

2.11. Estudios de valor agregado de distribución

Se emitieron los Términos de Referencia para el Estudio de Valor Agregado de Distribución (EVAD) de EEGSA en julio de 2022, por medio de la Resolución CNEE-187-2022. En cumplimiento del procedimiento se recibieron los informes de las etapas A y B, procediendo a la revisión de dicha documentación.

Además, se emitieron los términos de referencia del EVAD de la Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa en septiembre de 2022, por medio de la Resolución CNEE-219-2022. Dichos términos igual que los emitidos para la EEGSA, permiten optimizar el proceso de los estudios de distribución, incluyendo temas derivados tanto de avances tecnológicos, como mejores prácticas que se han recogido de la experiencia de la liquidación de los pliegos tarifarios vigentes. Se emitieron las resoluciones CNEE-157-2022 y CNEE-158-2022 que contienen los pliegos tarifarios de Tarifa No Social y Tarifa Social de Empresa Eléctrica Municipal Yulxac (Santa Eulalia) para el quinquenio 2022-2027.

Se emitió la Resolución CNEE-255-2022, con los precios eficientes de referencia a aplicar en el EVAD de las distribuidoras. Las revisiones que efectúa la Comisión con respecto a precios de los principales equipos y materiales utilizados dentro de redes de distribución tienen como objeto reflejar por medio de un proceso técnico la realidad de los costos de los equipos, buena parte de ellos adquiridos de manera internacional, así como las eficiencias que pueden tener las distribuidoras en sus procesos de compra masivos, para que la misma pueda ser trasladada a los costos de distribución reconocidos a las empresas.



FISCALIZACIÓN Y NORMAS



3.1. Indicadores y estadísticas de calidad

3.1.1. Generalidades del control de indicadores de calidad del servicio de energía eléctrica

La calidad del servicio eléctrico puede definirse como el nivel de cumplimiento de los estándares establecidos en norma para la prestación del servicio eléctrico. Los estándares de calidad hacen referencia a 3 aspectos: la confiabilidad del servicio (disponibilidad o indisponibilidad de la energía eléctrica), la calidad de la energía (atributos de la energía eléctrica suministrada) y el relacionamiento entre los prestatarios del servicio y los usuarios finales.

La Ley General de Electricidad (Decreto No. 93-96. El Congreso de la República) y su Reglamento (Acuerdo Gubernativo, 256-97), definen que la calidad del servicio se circunscribe a 2 etapas de la cadena de suministro: Transmisión y Distribución, definiendo regímenes específicos de calidad para ambos casos.

Derivado de ello, las disposiciones específicas para el control de los niveles de calidad (parámetros, tolerancias y procedimientos de verificación) en Transmisión y Distribución están recogidas en dos cuerpos normativos denominados Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTSCST) (Resolución CNEE-50-99 y sus modificaciones) y Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD) (Resolución CNEE-09-99 y sus modificaciones).

En la Comisión Nacional de Energía Eléctrica existe la dependencia denominada Gerencia de Fiscalización y Normas, la cual tiene asignadas las labores de control, verificación y seguimiento del cumplimiento de los estándares de calidad definidos en la normativa antes referida.

3.1.2. Calidad del Servicio de Transporte

Las NTCSTS, en su artículo 2 establecen que la calidad del servicio de transporte se evalúa de acuerdo con los siguientes parámetros:



Ilustración 5. Parámetros para evaluar el servicio de transporte

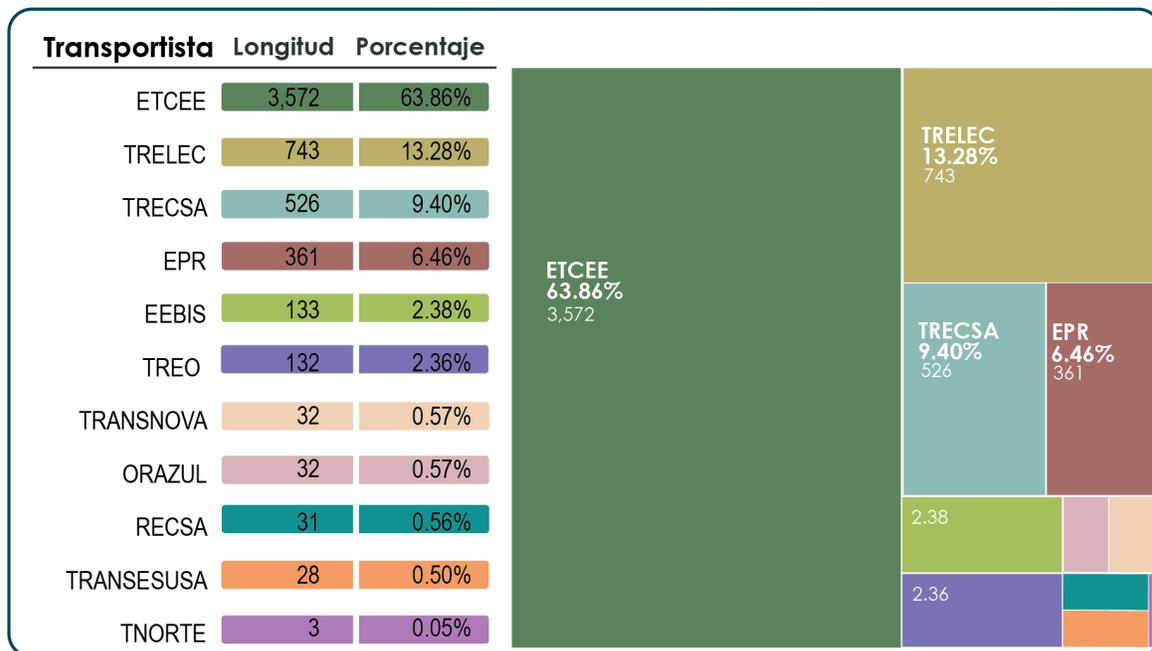
Fuente: Elaboración propia con base en lo dispuesto en las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTSCST).

3.1.2.1. Producto Técnico

Las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS), establecen los índices de referencia para calificar la calidad con que se provee la energía eléctrica en el sistema de transporte en el punto de entrega.

El Administrador del Mercado Mayorista realiza estudios de flujo de carga para determinar los niveles de tensión en cada nodo de la red y evaluar las acciones a efectuar para corregir dichas transgresiones, a efecto de llevar el voltaje a los niveles óptimos.

Se muestra a continuación, el peso ponderado por transportista considerando los kilómetros de red de transmisión primaria y secundaria. Esta gráfica es relevante debido a que al considerar el peso ponderado de cada transportista se cuenta con el debido contexto para analizar sus indicadores.

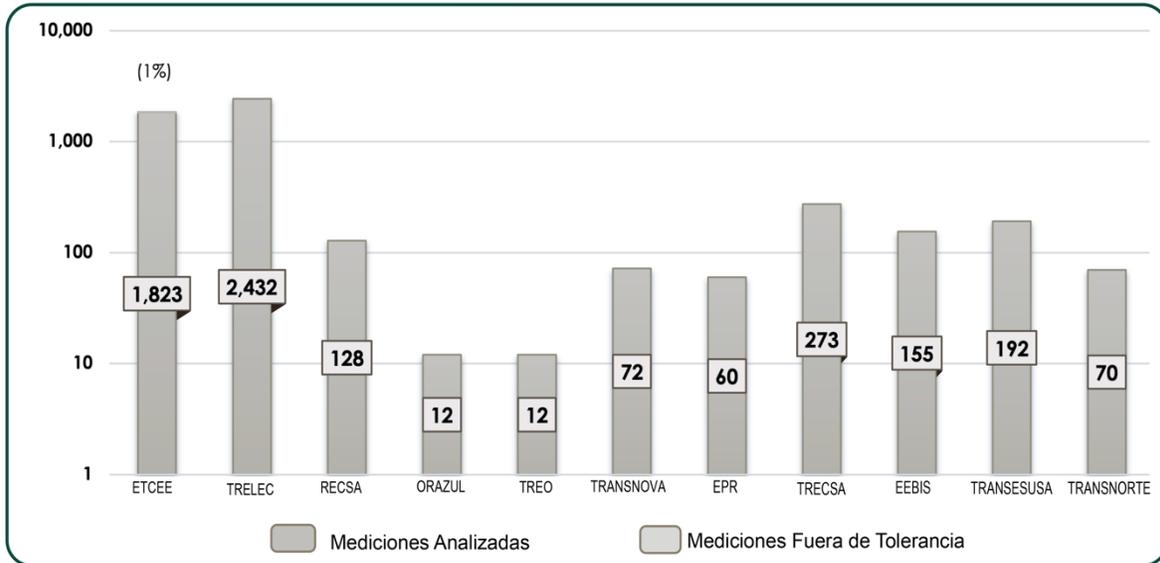


Gráfica 76. Peso ponderado de transportistas por longitud de líneas de transmisión

Fuente: Elaboración propia, abril 2023.

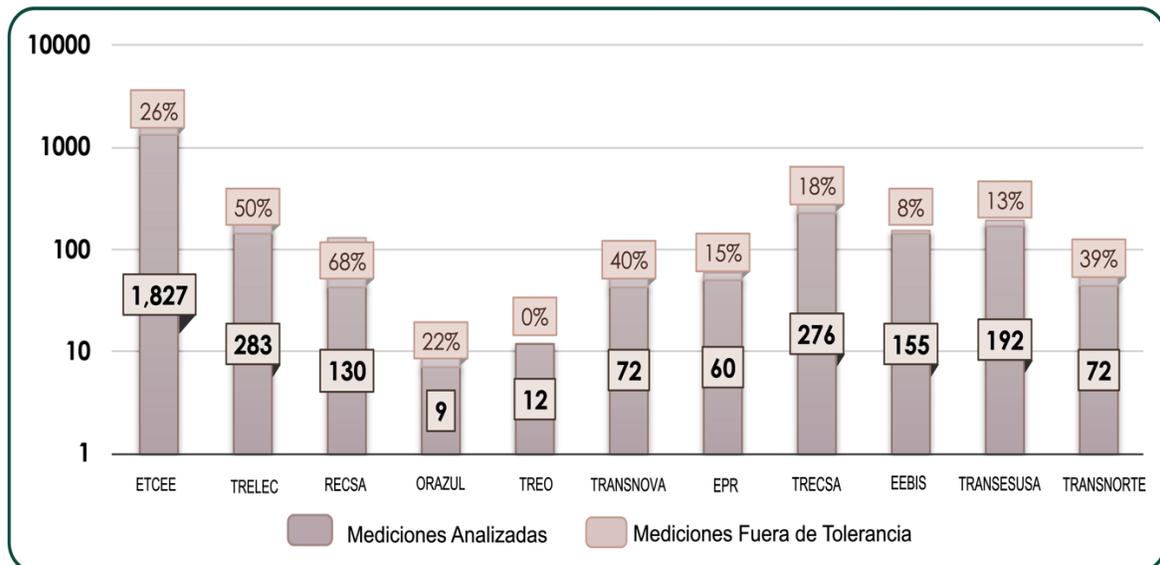
Como se observa, ETCEE, TRELEC y TRECSA cuentan con el mayor peso respecto de la longitud de líneas, de donde eventualmente puede ser más complejo mantener los indicadores dentro de tolerancia.

A continuación, se muestra gráficamente los principales resultados del análisis efectuado.



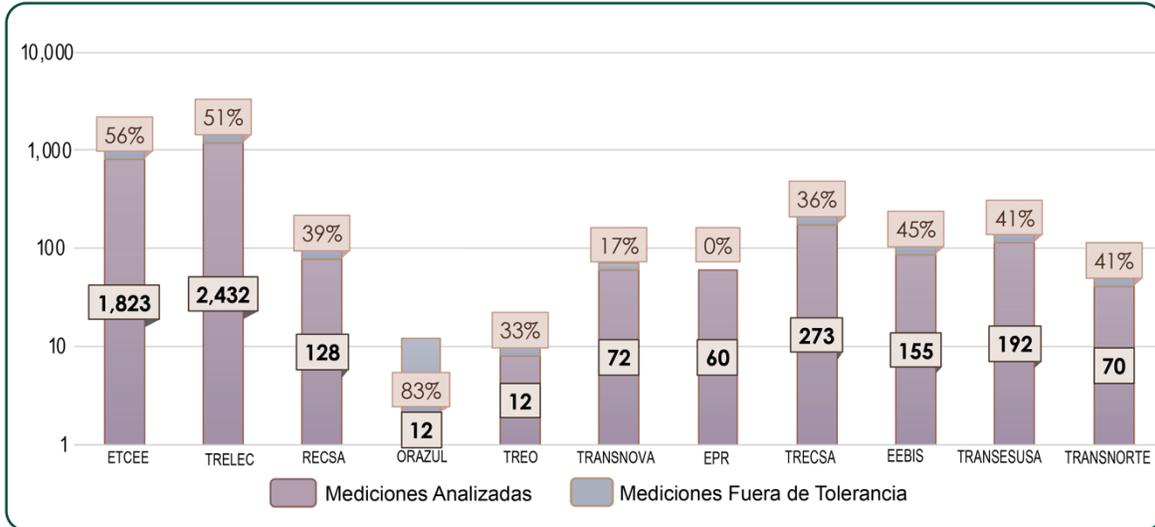
Gráfica 77. Puntos fuera de tolerancia – regulación de tensión, 2022

Fuente: Cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes. Abril, 2023.



Gráfica 78. Puntos fuera de tolerancia – desbalance de corriente, 2022

Fuente: Cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes. Abril, 2023.

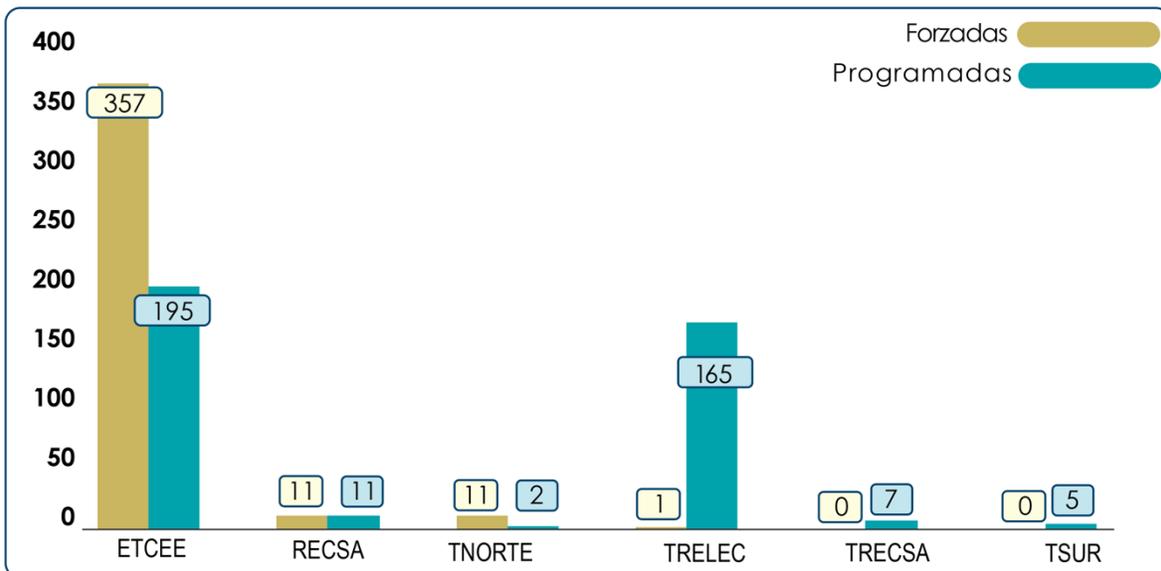


Gráfica 79. Puntos fuera de tolerancia – factor de potencia, 2022

Fuente: Cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes. Abril, 2023.

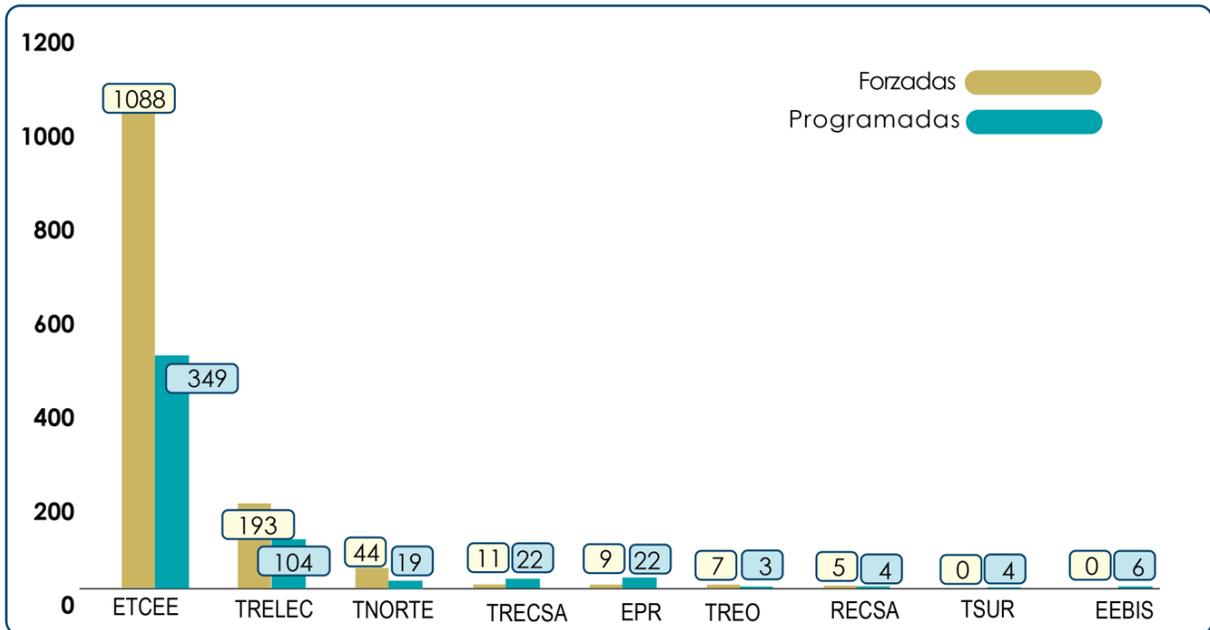
3.1.2.2. Servicio Técnico

La calidad del servicio técnico de los sistemas de transmisión tiene por objeto evaluar el desempeño de los sistemas de transmisión en función de la continuidad del suministro eléctrico, y para ello debe controlarse la disponibilidad de los equipos que conforman los sistemas de transmisión en periodos anuales. A continuación, se presentan, de forma gráfica, los resultados más relevantes del cálculo de indicadores servicio técnico en transmisión, correspondientes al año 2022.



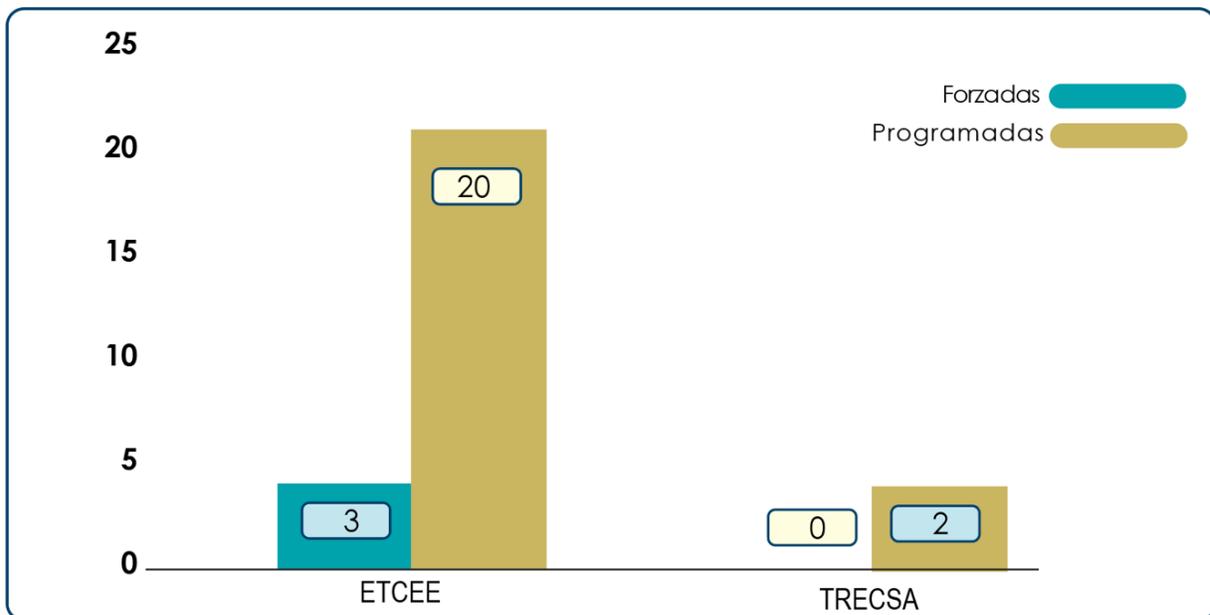
Gráfica 80. Indisponibilidades Forzadas y Programadas de Equipo de Transformación, 2022

Fuente: Cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes. Abril, 2023.



Gráfica 81. Indisponibilidades Forzadas y Programadas de Líneas de Transmisión, 2022

Fuente: Cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes. Abril, 2023.



Gráfica 82. Indisponibilidades Forzadas y Programadas de Equipo de Compensación Reactiva, 2022

Fuente: Cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes. Abril, 2023.

3.1.3. Calidad de Servicio de Distribución

Las NTSD establecen en su artículo 2 que la calidad del servicio de distribución se evalúa de acuerdo con los siguientes parámetros:

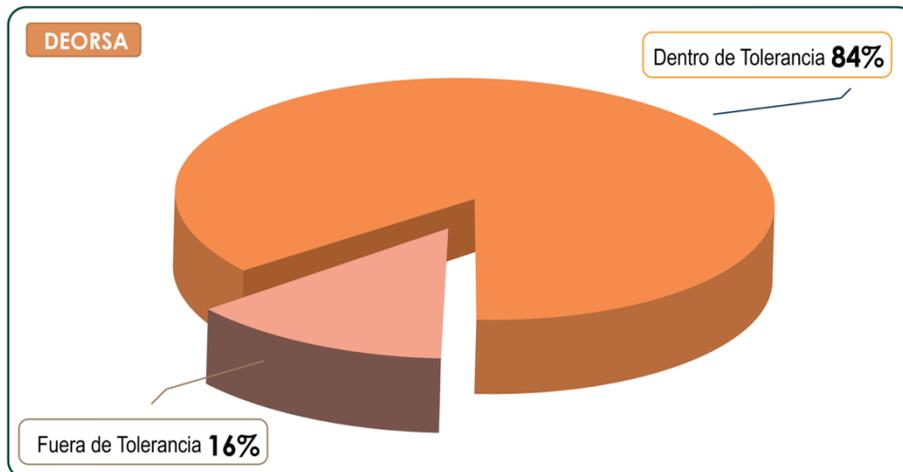
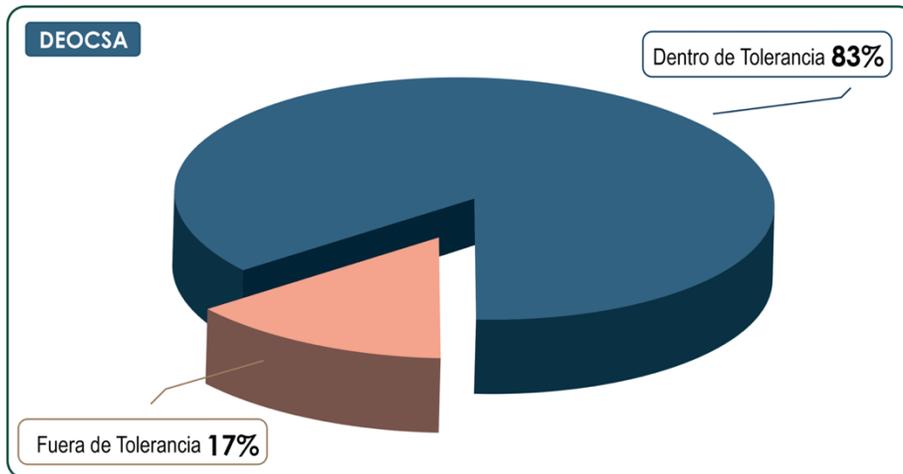
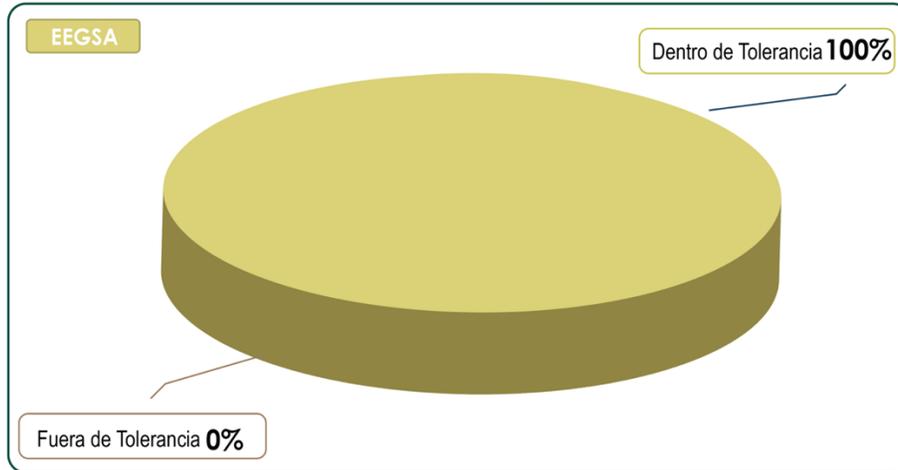


Ilustración 6. Parámetros para evaluar el servicio de distribución

Fuente: Elaboración propia con base en lo dispuesto en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD). Abril, 2023.

3.1.3.1. Producto Técnico

En cumplimiento de lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD) para verificar la calidad de producto suministrada a los usuarios finales, CNEE evaluó y analizó las mediciones que fueron presentadas por los distribuidores durante el año 2022, determinando el cumplimiento de los valores de tolerancia establecido en norma. Los resultados relevantes de dicho análisis se muestran en las gráficas siguientes:



Gráfica 83. Resultado de las mediciones de Regulación de Tensión realizadas por los distribuidores, 2022

Fuente: Cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes.

3.1.3.2. Servicio Técnico

La calidad del servicio técnico del distribuidor se determina en función de la continuidad del suministro eléctrico. Es decir, se mide la cantidad de interrupciones y la duración de las mismas. La duración de dichas interrupciones se cuantifica por el tiempo en horas de las interrupciones. Asimismo, la normativa excluye aquellas interrupciones que fueron calificadas como causa de Fuerza Mayor y las menores a 3 minutos. A continuación, se muestran gráficamente los resultados más destacados del análisis efectuado.

3.1.3.3. Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU)

Este índice representa la cantidad de tiempo en horas que un usuario estuvo sin suministro de energía eléctrica durante un semestre. La siguiente ilustración presenta un mapa con detalle por municipio y mediante escala de colores la frecuencia promedio de interrupciones individuales en la red de las empresas distribuidoras durante los semestres del año 2022:

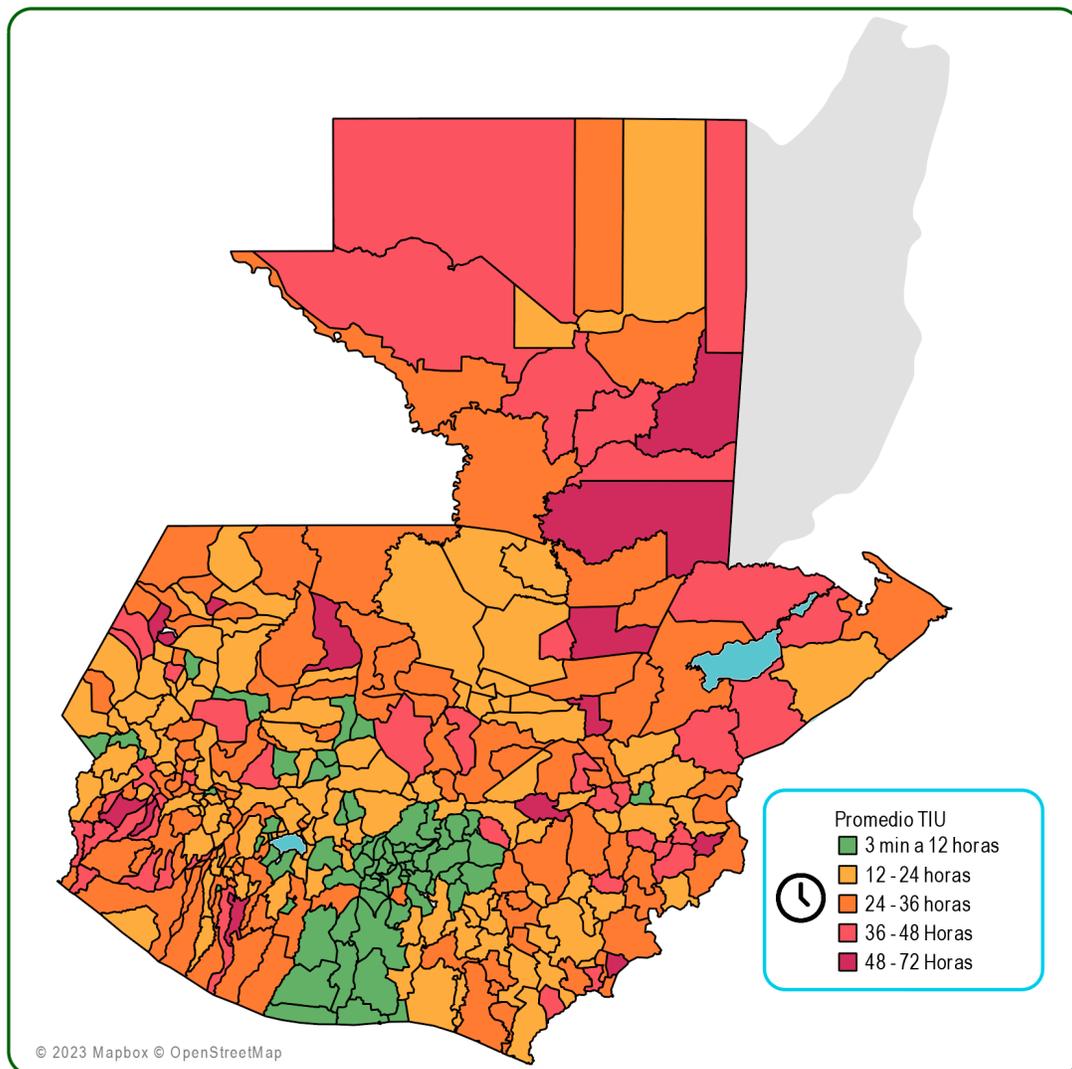


Ilustración 7. Duración promedio en horas de interrupciones, 2022

Fuente: Cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes.

3.1.3.4. Frecuencia de Interrupción por Usuario (FIU)

Este índice o indicador muestra la cantidad de interrupciones que durante un semestre tuvo el usuario. La siguiente ilustración presenta un mapa con detalle por municipio y mediante escala de colores la frecuencia promedio de interrupciones individuales en la red de las empresas distribuidoras durante los semestres del año 2022:

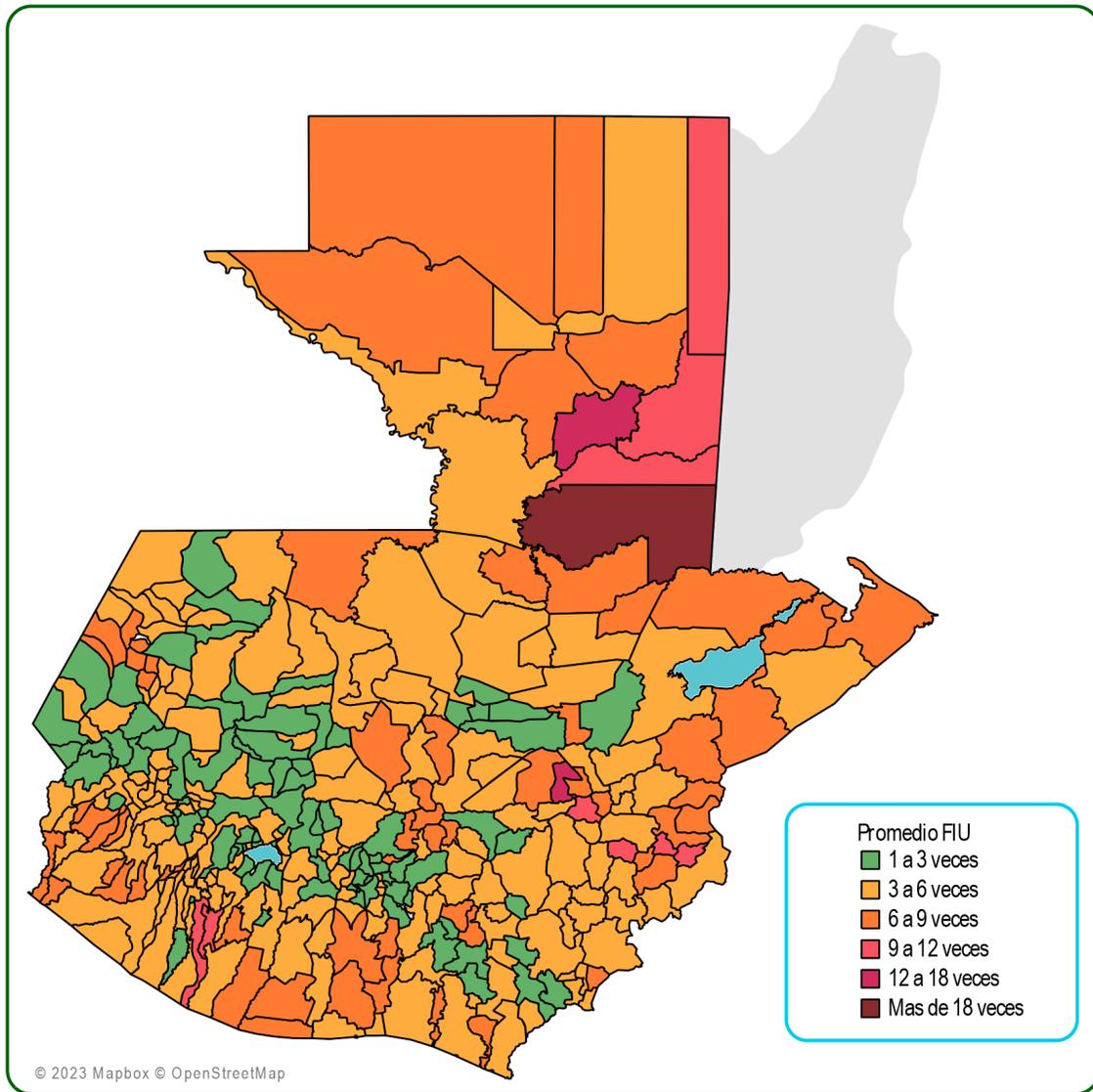


Ilustración 8. Frecuencia promedio en cantidad de veces de interrupciones, 2022

Fuente: Cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes.

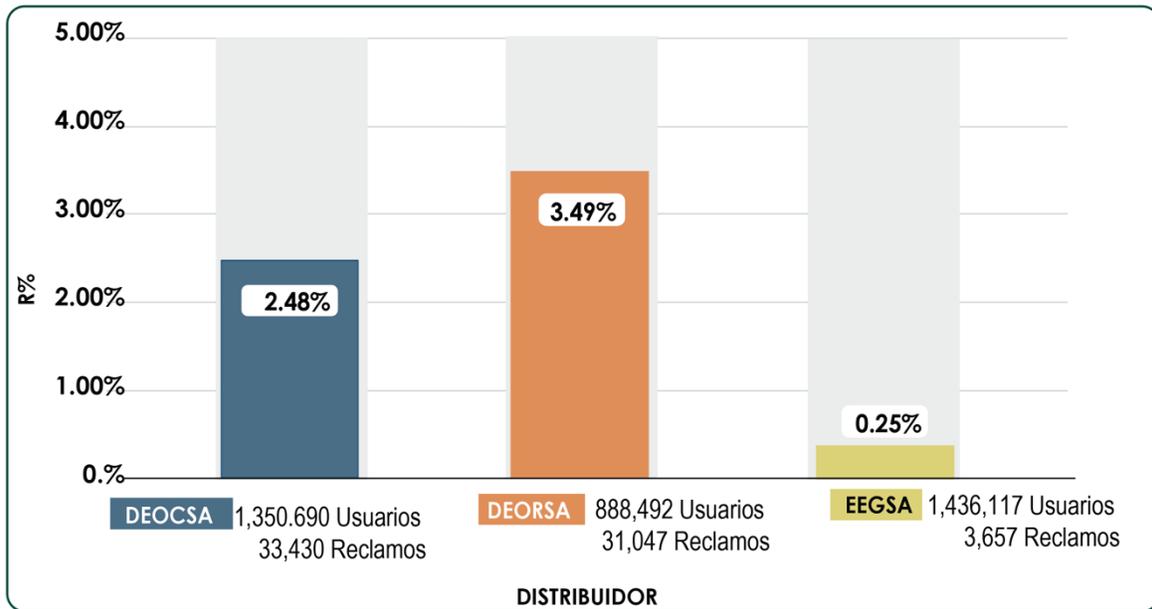
3.1.4. Calidad del Servicio Comercial

La Calidad Comercial según el artículo 103 del Reglamento de la Ley General de Electricidad se refiere a la atención al consumidor en sus gestiones, atención de reclamos y facturación de los usuarios, además, las Normas Técnicas del Servicio de Distribución indican que la medición de la Calidad Comercial tiene por objeto "garantizar que el

Distribuidor preste al Usuario una atención pronta y adecuada a sus requerimientos, quejas o reclamos". Los resultados más remarcables de este parámetro de calidad se muestran a continuación:

3.1.4.1. Porcentaje de Reclamos (R %)

Este indicador mide la cantidad de usuarios que reclamaron durante un semestre determinado, con relación a la cantidad de usuarios de cada distribuidor; para su cálculo es necesario contar con el total de reclamos del semestre y el total de usuarios, el porcentaje máximo admitido (tolerancia) es del 5 %.



Gráfica 84. Porcentaje de reclamos recibidos por distribuidor para el segundo semestre, 2022

Fuente: Cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes.

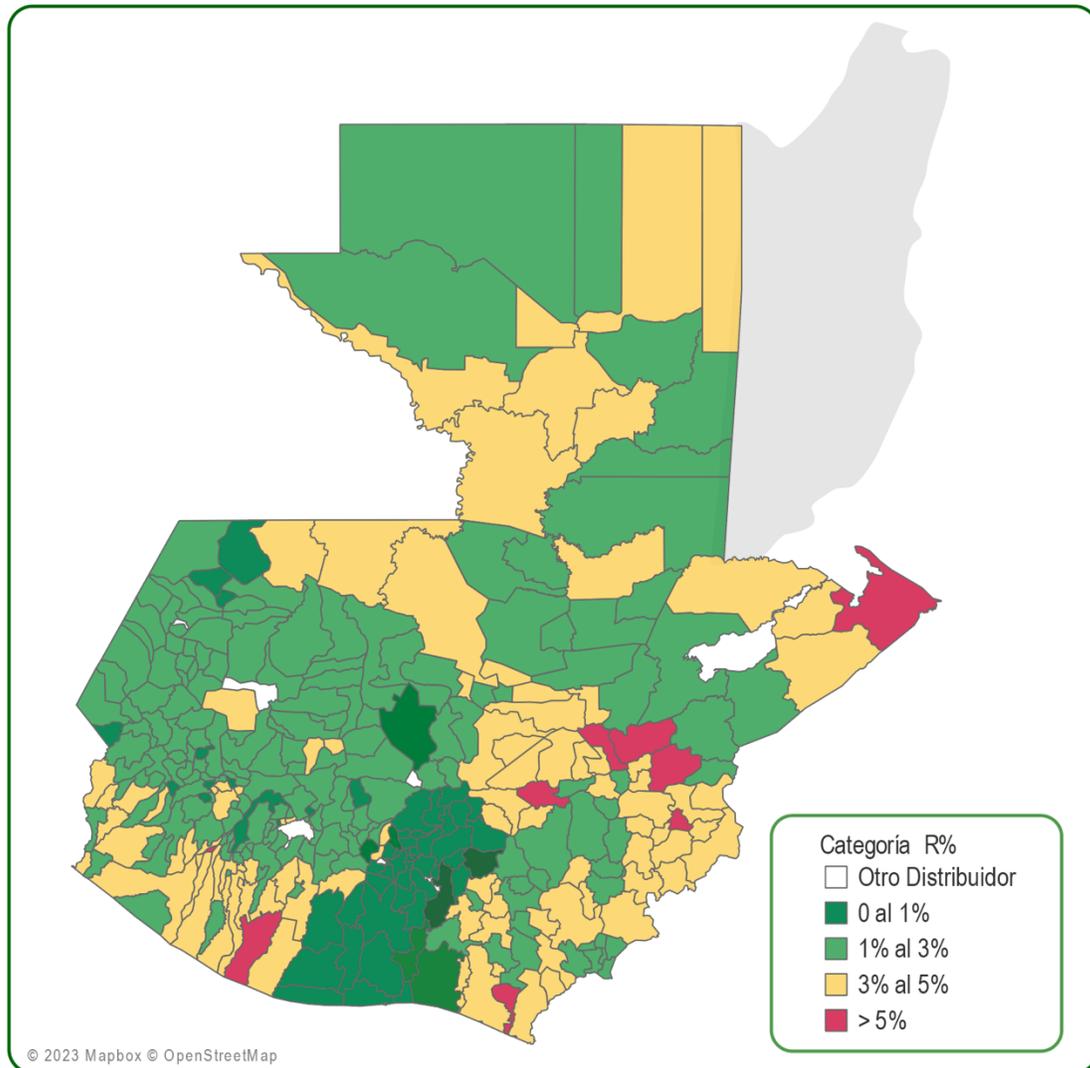
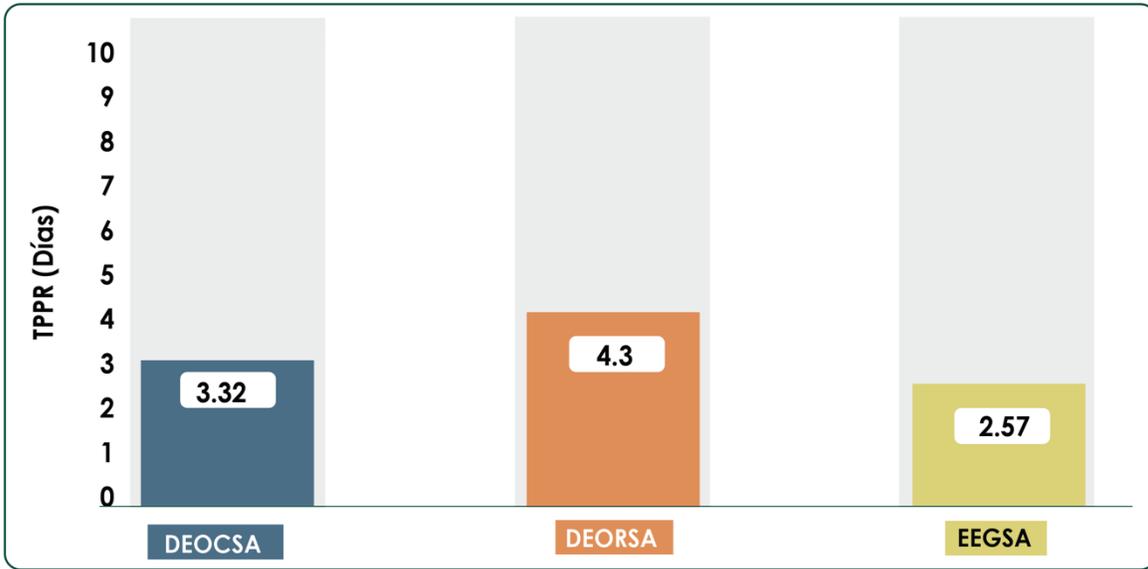


Ilustración 9. Porcentaje de reclamos recibidos en EEGSA, DEOCSA y DEORSA por municipio para el segundo semestre, 2022

Fuente: Cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes.

3.1.4.2. Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos (TPPR)

El indicador del tiempo promedio de procesamiento de reclamos mide el promedio de días que utilizó el distribuidor para resolver el total de reclamos de un semestre; para su cálculo es necesario conocer el total de reclamos del semestre y la sumatoria de todos los tiempos, el tiempo medio permitido es de 10 días. La siguiente gráfica presenta los resultados del indicador TPPR por distribuidora para el segundo semestre 2022:

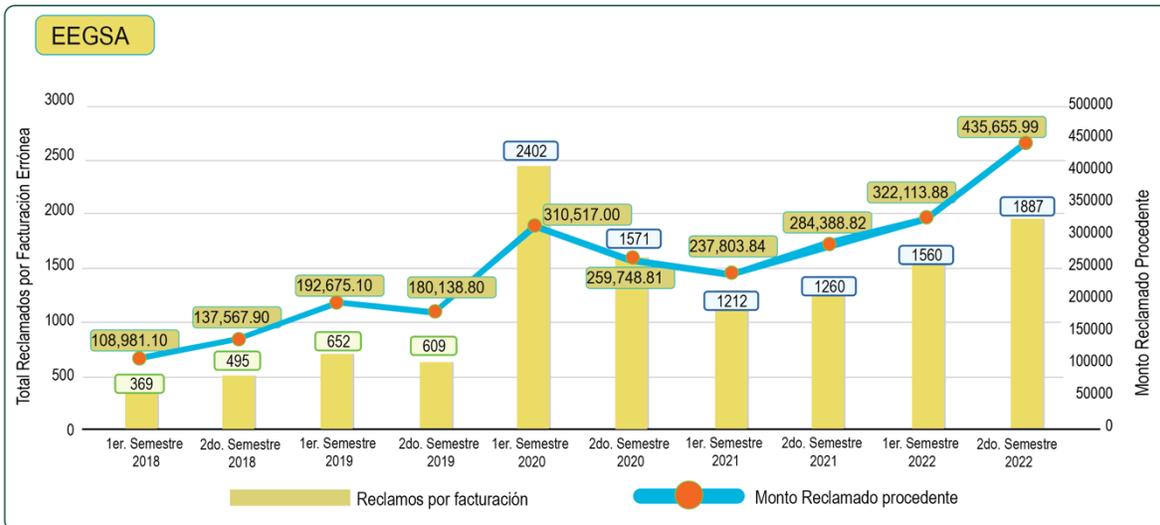


Gráfica 85. Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos durante el segundo semestre, 2022

Fuente: Cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes.

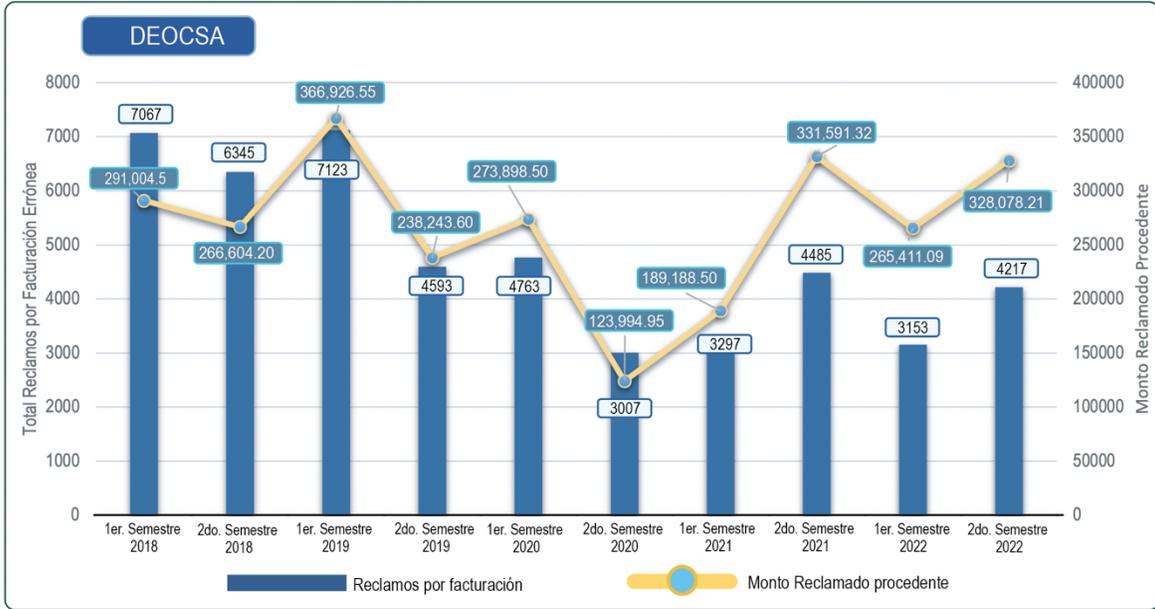
3.1.4.3. Facturación Errónea

Este indicador está definido en el artículo 68 de las NTSD como un índice de Calidad de la Atención al Usuario; cuando los distribuidores determinan un reclamo de facturación errónea como procedente, consecuentemente aplican una indemnización al usuario afectado. A continuación, se presenta la evolución histórica del periodo comprendido de 2018 a 2022:



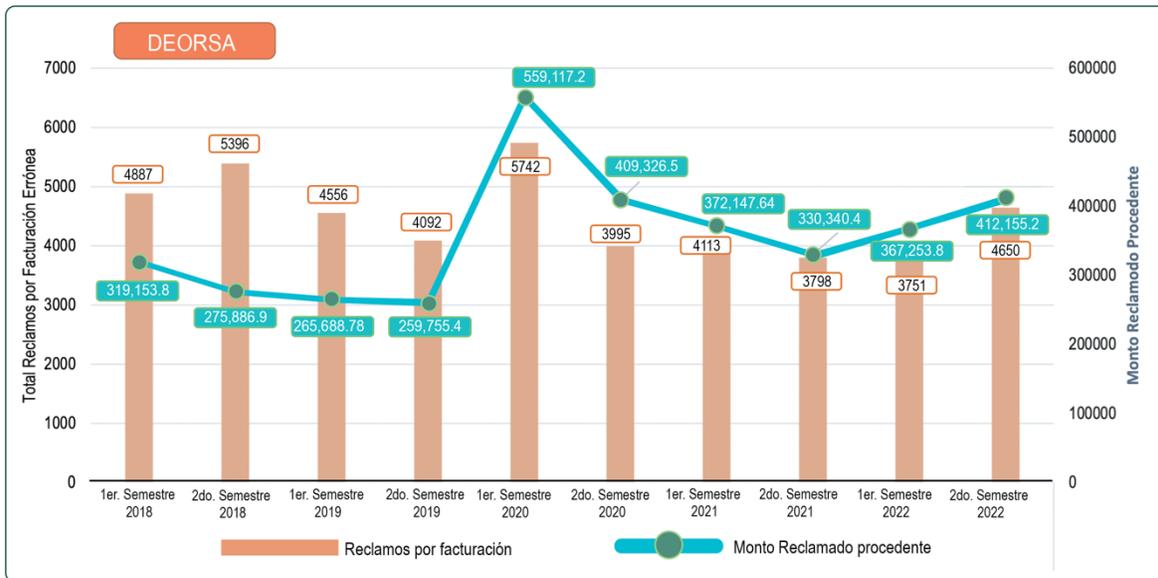
Gráfica 86. Facturación errónea 2018 - 2022

Fuente: Cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes.



Gráfica 87. Facturación errónea 2018 – 2022

Fuente: Cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes.

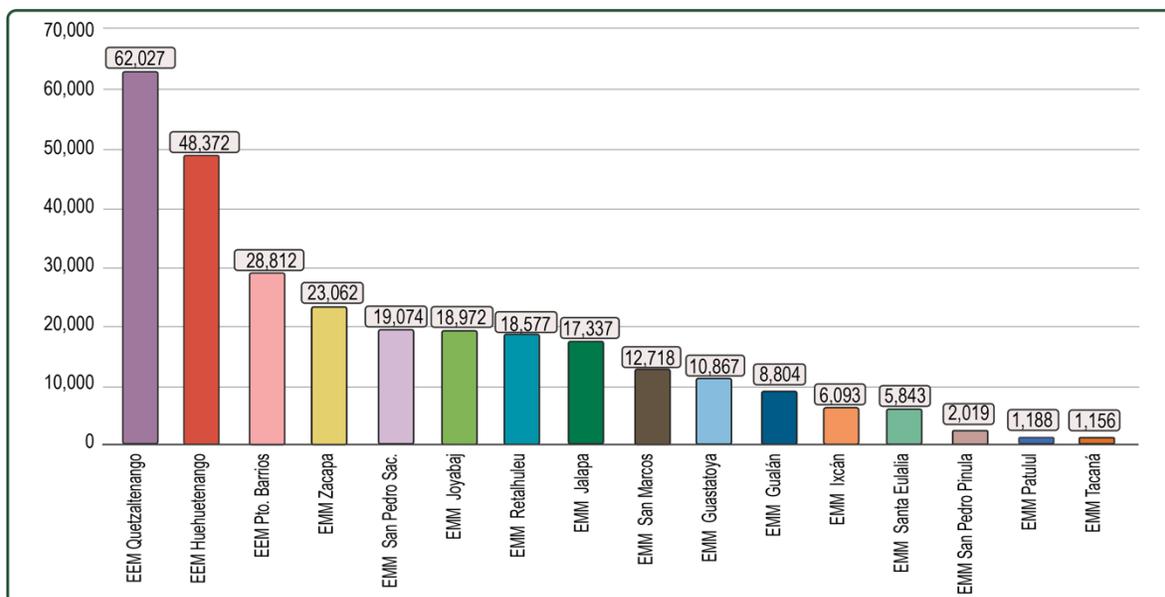


Gráfica 88. Facturación errónea 2018 – 2022

Fuente: Cálculos con base en Información regulatoria remitida por agentes.

3.1.5. Volumen de usuarios por Empresa Eléctrica Municipal

Atendiendo a la cantidad de usuarios a los que prestan servicio, a continuación se presenta la clasificación de las Empresas Eléctricas Municipales según el volumen de usuarios:



Gráfica 89. Empresas Eléctricas Municipales clasificadas por cantidad de usuarios atendidos, 2022

Fuente: Cálculos realizados con información regulatoria remitida por las EEMs, 2023.

En tal sentido, es posible clasificarlas en 3 grupos:

Tabla 5. Clasificación de las Empresas Eléctricas Municipales por cantidad de usuarios

Categorías	EEMs
EEMs de 1 a 10,000 usuarios	EEMs Gualán, Ixcán, Santa Eulalia, San Pedro Pinula, Patulul y Tacaná
EEMs de 10,001 a 20,000 usuarios	EEMs San Pedro Sac., Joyabaj, Retalhuleu, Jalapa, San Marcos y Guastatoya
EEMs con más de 20,000 usuarios	EEMs Quetzaltenango, Huehuetenango, Pto. Barrios y Zacapa

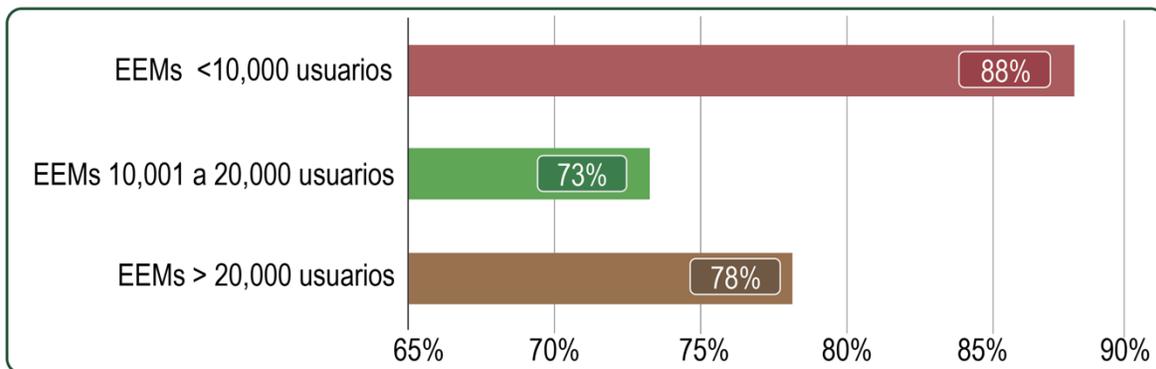
Fuente: Elaboración propia con información regulatoria remitida por las EEMs, 2023.

3.1.5.1. Datos sobre calidad de las EEMs, año 2022:

A continuación, se presentan datos relativos a los indicadores de calidad disponibles para estas empresas. Para facilitar su presentación, los datos consignados corresponden a los valores promedio de las categorías indicadas en la tabla anterior.

- Calidad de la Energía:

En relación con este parámetro, que está vinculado principalmente al nivel del voltaje suministrado, se pueden observar los siguientes resultados para el año 2022:



Gráfica 90. Porcentaje promedio de mediciones de producto técnico de las EEMs, 2022

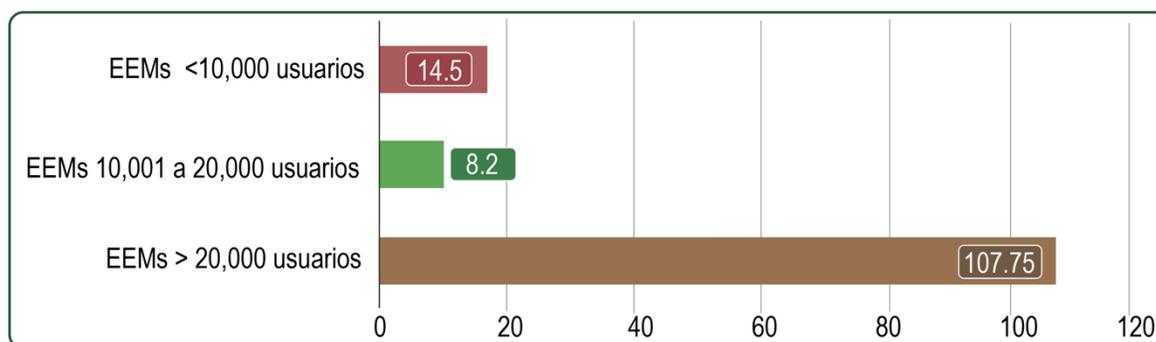
Fuente: Cálculos con información regulatoria remitida por las EEMs, 2023.

En la gráfica anterior, se muestra el nivel de calidad del voltaje suministrado a los usuarios. Es notable que las EEMs con menor cantidad de usuarios tienen un mayor porcentaje de mediciones dentro de la tolerancia, lo que significa que el producto técnico servido es más estable. De esto se infiere que, ante una demanda baja y/o concentrada, es más accesible mantener controlados los niveles de voltaje.

Por otro lado, las empresas con más usuarios presentan valores ligeramente más bajos en cuanto al porcentaje de mediciones dentro de la tolerancia. De esto se deduce que los niveles de voltaje en empresas con mayor cantidad de usuarios, redes más extensas y complejas, y una demanda heterogénea son más difíciles de mantener en niveles estables.

- Fallas en circuitos de Media Tensión (interrupciones):

En relación con este parámetro, que se vincula con la cantidad de fallas o incidencias en los circuitos de Media Tensión, se pueden observar los siguientes resultados para el año 2022:



Gráfica 91. Cantidad promedio de fallas en la red de Media Tensión de las EEMs, 2022

Fuente: Cálculos con información y reportes de salidas de circuitos conectados a subestaciones de transmisión como parte de la Información regulatoria proporcionada por ETCEE-INDE, 2023.

En la gráfica anterior, se evidencia la disparidad en la cantidad de fallas entre redes pequeñas y concentradas geográficamente en comparación con redes más extensas y complejas que atienden demandas heterogéneas.

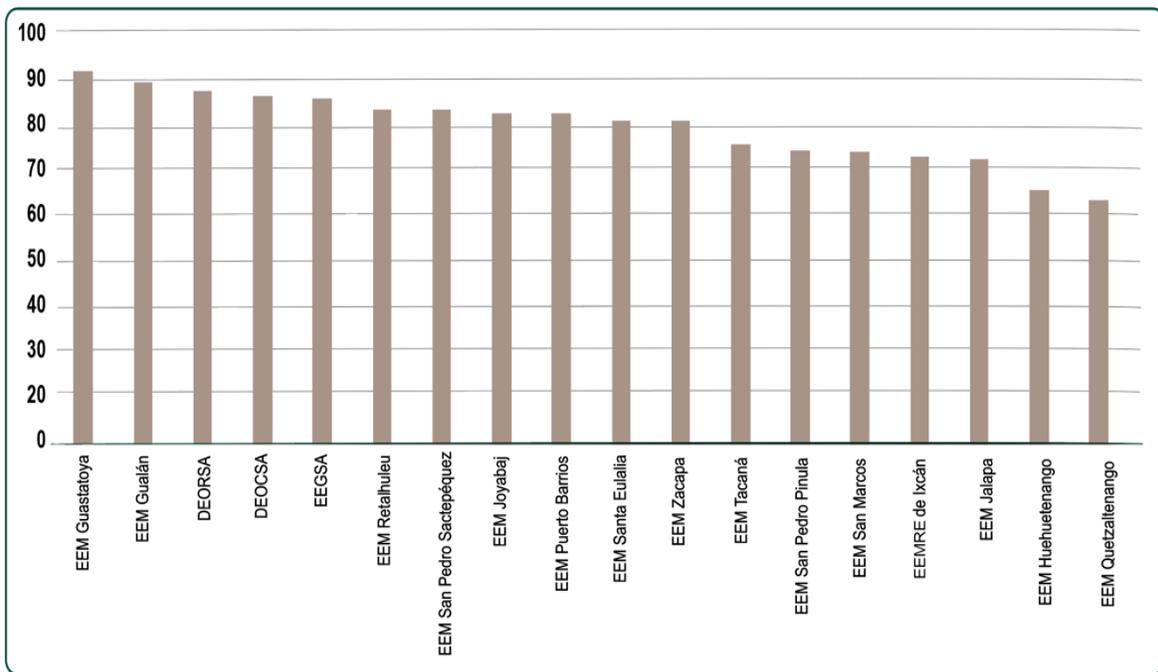
Esto se refleja en el volumen de incidencias registradas en las EEMs con más de 20,000 usuarios y cuyas redes abarcan áreas rurales significativas alrededor de los núcleos urbanos

(Quetzaltenango, Huehuetenango, Pto. Barrios y Zacapa), en contraste con el resto de empresas cuyas redes son predominantemente urbanas y con menor cantidad de usuarios.

Lo anterior corrobora que la confiabilidad de las redes tiende a ser menor cuando su extensión y ruralidad aumentan, incrementando su vulnerabilidad y la dificultad para gestionar contingencias que puedan ocasionar fallas.

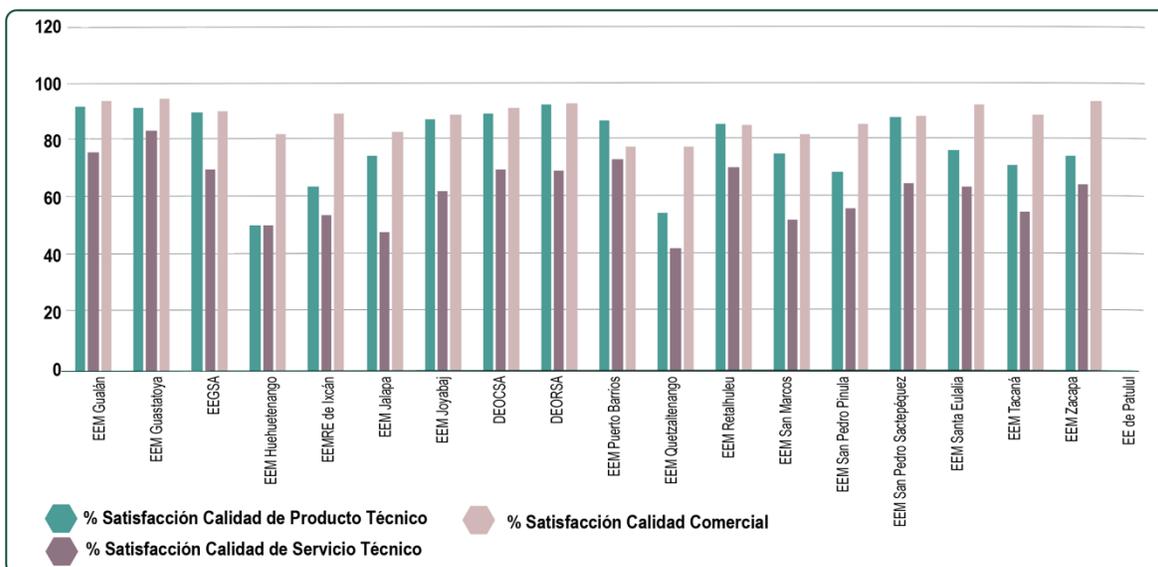
3.1.6. Encuesta Anual de Calidad

En cumplimiento del artículo 114 del Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE), la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, coordinó el proceso de la Encuesta Anual de Calidad con las 19 distribuidoras del país. Los resultados de la misma fueron publicados en el mes de diciembre 2022.



Gráfica 92. Resultados Generales de la calificación de los usuarios sobre el servicio prestado por las distribuidoras, 2022

Fuente: Reporte técnico de la Gerencia de Fiscalización y Normas



Gráfica 93. Resultados de la calificación de los usuarios sobre el servicio, detallados por áreas de calidad evaluadas, 2022

Fuente: Reporte técnico de la Gerencia de Fiscalización y Normas

3.2. Fiscalización y control de la calidad en campo

3.2.1. Generalidades de la fiscalización y control de la calidad en campo

El trabajo de fiscalización de campo es la herramienta de verificación que permite identificar las causas técnicas de los problemas de calidad directamente en las instalaciones de los transportistas y distribuidores. Sus objetivos principales son:

- Verificar el cumplimiento de los aspectos normados sobre diseño y operación de instalaciones de transporte y distribución.
- Evidenciar las causas de las deficiencias técnicas de calidad en la prestación del servicio eléctrico.

La fiscalización de calidad en campo fundamentan su accionar en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOD) (Resolución CNEE-47-99 y sus modificaciones) y las Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica – NTDOST) (Resolución CNEE-49-99 y sus modificaciones), así como en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD), las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS) y otras.

Las actividades de fiscalización en campo implican el desplazamiento de personal de CNEE a distintos puntos del interior de la república con la finalidad de realizar inspecciones técnicas del estado de la red de transmisión y distribución, así como de las subestaciones

de transformación, corroborando que los agentes responsables de estas instalaciones cumplan con lo dispuesto en norma.

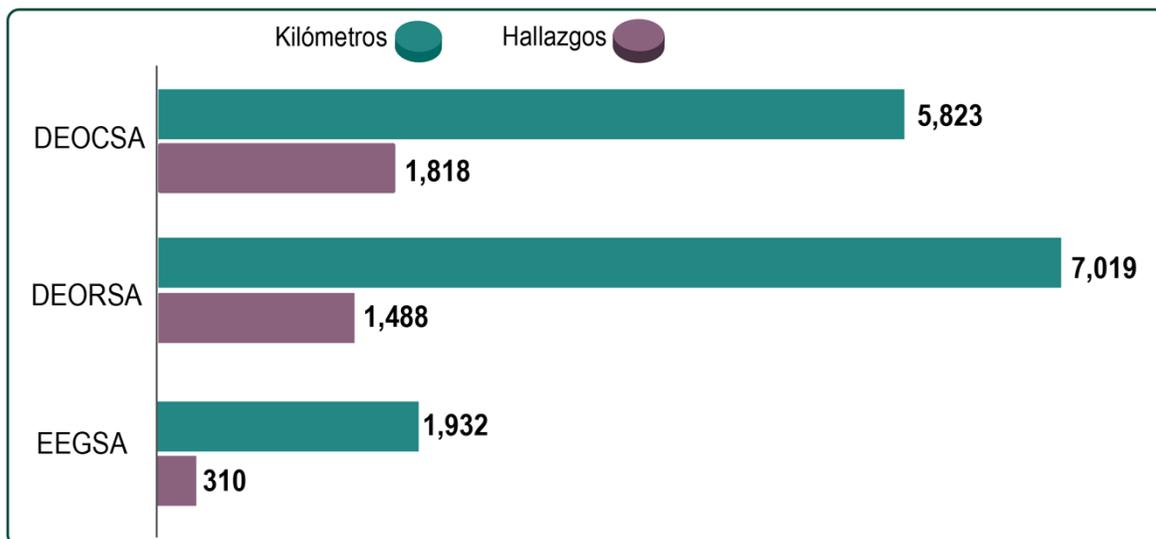
Los principales aspectos verificados en los trabajos de fiscalización en campo han sido:

- Mantenimiento de las redes (poda, reemplazo de componentes en mal estado, aplomado de postes, entre otros).
- Mantenimiento de subestaciones.
- Cumplimiento de distancias de seguridad para prevenir riesgos en contra de las personas, sus bienes y la continuidad del servicio eléctrico.
- Sobrecarga en transformadores de redes de distribución

3.2.2. Estadísticas y resultados, 2022

A continuación, se presentan los resultados más relevantes de las labores de fiscalización y control de la calidad en campo.

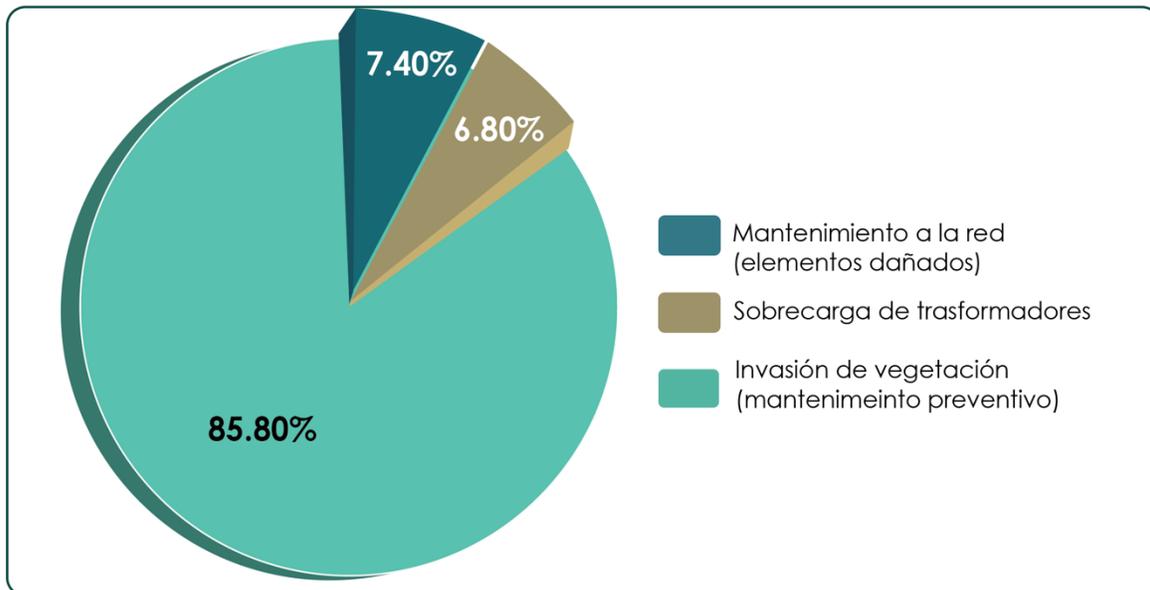
3.2.2.1. Inspección de instalaciones de distribución.



Gráfica 94. Hallazgos por kilómetro fiscalizado, 2022

Fuente: Elaboración propia con resultados de trabajo de campo

Se verificó *in situ* el cumplimiento de las normas técnicas de instalaciones de distribución y transporte, recorriéndose alrededor de 15 mil kilómetros de red, en búsqueda de irregularidades en el cumplimiento de las normas respectivas. Los hallazgos fueron reportados al responsable de las instalaciones para su respectiva atención y corrección.



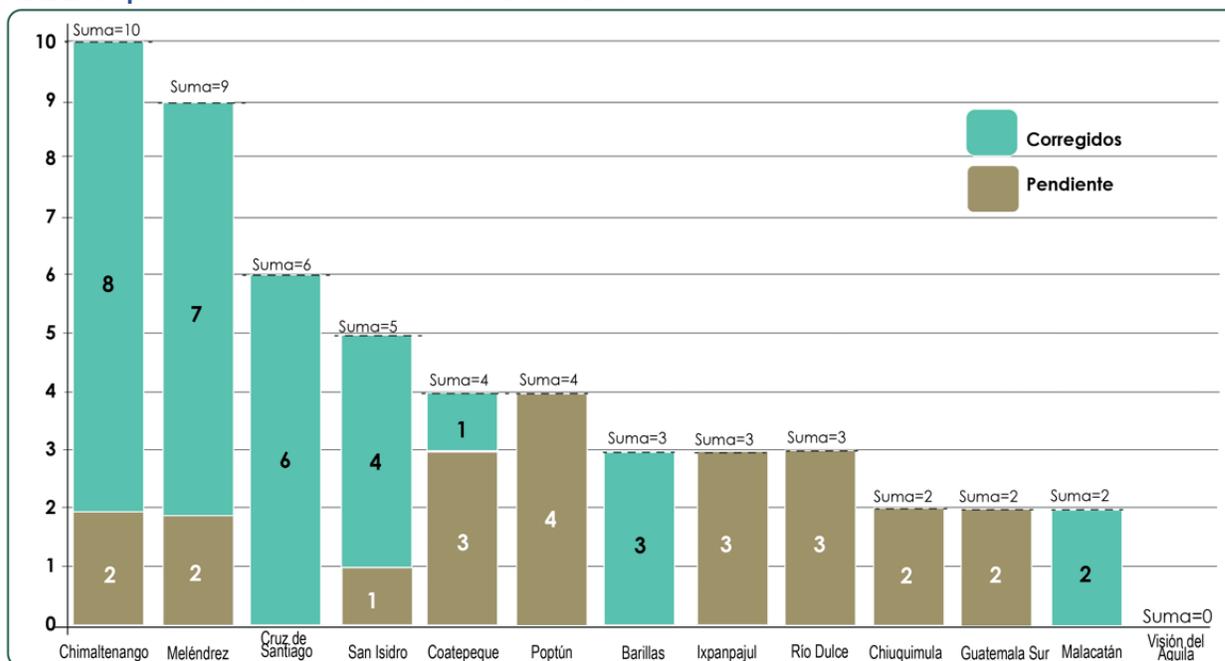
Gráfica 95. Categoría de hallazgos, 2022

Fuente: Elaboración propia con resultados de trabajo de campo

Como resultado del trabajo de campo se identificaron aproximadamente 3,700 hallazgos de irregularidades. Como ya se indicó anteriormente, estos hallazgos fueron notificados a los responsables de las instalaciones, requiriéndose los planes de trabajo para subsanarlos.

Un dato destacable es que más del 85 % corresponde a invasión o proximidad de vegetación a las redes de distribución.

3.2.2.2. Inspección de instalaciones de transmisión



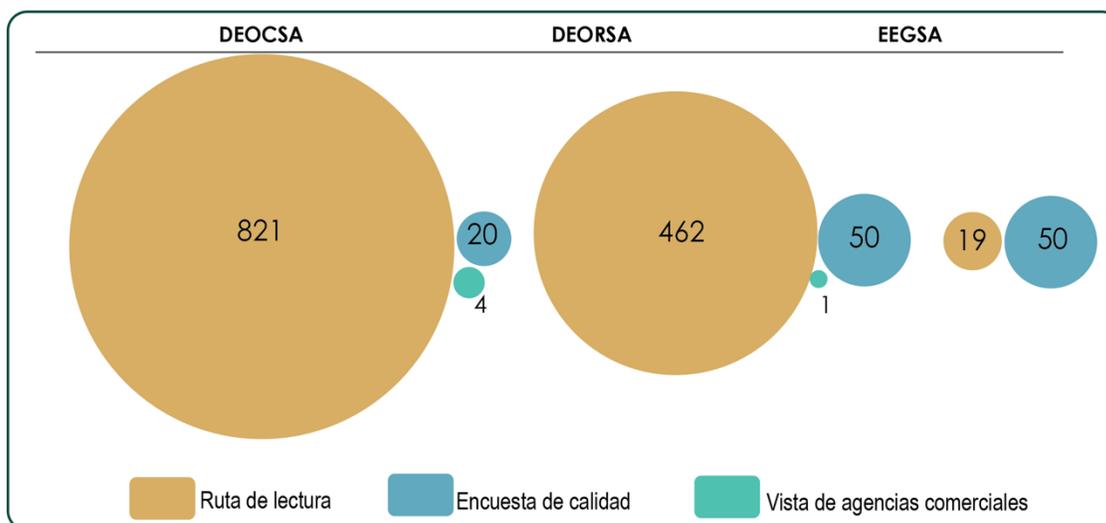
Gráfica 96. Fiscalización de Subestaciones, 2022

Fuente: Elaboración propia con resultados de trabajo de campo

Se realizaron visitas de inspección técnica a 13 subestaciones eléctricas, identificando 53 hallazgos relacionados con cumplimiento de las normas de diseño y operación.

Habiéndose notificado los hallazgos indicados, los transportistas procedieron a la corrección de aproximadamente el 60 % de los hallazgos reportados.

3.2.2.3. Procesos complementarios de fiscalización en campo



Gráfica 97. Otras fiscalizaciones, 2022

Fuente: Elaboración propia con resultados de trabajo de campo

Se realizaron:

- Procesos de verificación de la lectura y facturación. En estos procesos se efectuó la toma de lecturas de energía registrada a una muestra de medidores instalados a los usuarios de las distribuidoras del país para, posteriormente, ser validadas con la facturación y la información remitida a CNEE por dichas distribuidoras.
- Visitas a agencias comerciales verificando la atención a los usuarios en distintas localidades del país.
- Verificación de la realización de 120 encuestas dentro del proceso de la Encuesta Anual de Calidad.

3.3. Denuncias y atención al usuario

3.3.1. Generalidades de la gestión de denuncias y atención al usuario

Entre las atribuciones de CNEE, se encuentra iniciar el trámite de denuncia e investigaciones de oficio que correspondan, de conformidad con los artículos 137 y 144 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. La gestión de denuncias e investigaciones de oficio se realiza tomando en consideración lo siguiente.

- Denuncia: Cuando una inconformidad del usuario persista posteriormente a ser atendido y resuelto el reclamo por parte de la distribuidora, puede presentar la denuncia respectiva ante la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- Investigación de oficio: Si la Comisión considera que existe alguna infracción a la ley y sus reglamentos en materia de su competencia, podrá iniciar la investigación para conocer y tramitar dicha infracción.

En muchas ocasiones los usuarios acuden a la CNEE para manifestar sus inconformidades sin haber agotado la instancia de presentación de reclamo ante las distribuidoras. En este sentido, aunque la CNEE no entra a conocer estos reclamos, si cursa los mismos hacia la distribuidora correspondiente para su atención y resolución de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución CNEE-08-98 y sus modificaciones, así como la resolución CNEE-121-2013.

Adicionalmente, cuando algún usuario acude a la CNEE con consultas o dudas sobre algún posible incumplimiento de la distribuidora que le presta el servicio, se le brinda la orientación correspondiente de acuerdo con lo estipulado en el marco regulatorio y normativa vigente.

3.3.2. Gestión de denuncias e investigaciones de oficio

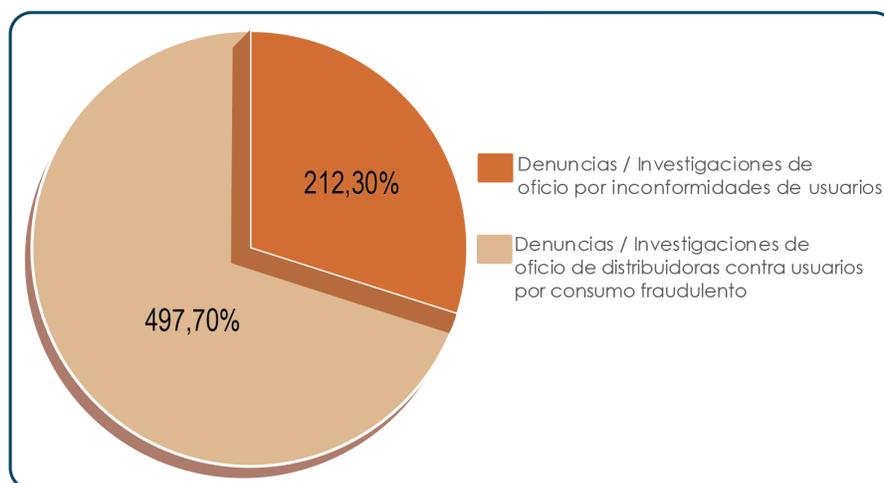
3.3.2.1. Expedientes clasificados por su origen

Durante el año 2022, la CNEE generó en total 709 expedientes por denuncias e investigaciones de oficio. Su clasificación según el origen (usuarios o distribuidoras), se muestra en la siguiente tabla y gráfica:

Tabla 6. Expedientes del departamento de Denuncias y Atención al Usuario abiertos durante 2022 clasificados por su origen

Concepto	Cantidad	%
Denuncias / Investigaciones de oficio por inconformidades de usuarios	212	30
Denuncias / Investigaciones de oficio de distribuidoras contra usuarios por consumo fraudulento	497	70
TOTAL	709	100

Fuente: Elaboración propia con base en estadísticas del departamento de Denuncias y Atención al Usuario.



Gráfica 98. Origen de las denuncias atendidas

Fuente: Elaboración propia con base en estadísticas del departamento de Denuncias y Atención al Usuario.

3.3.2.2. Finalización de expedientes

Cada expediente presentado ante CNEE (por usuarios o distribuidoras), sigue un proceso de gestión para la respectiva solución y finalización del mismo de acuerdo a lo dispuesto en el marco regulatorio y normativa vigente. En este sentido, en CNEE se dispone del procedimiento jurídico en el cual los expedientes nacen a la vida jurídica y las investigaciones se conducen a través de requerimientos con formalidades legales y plazos de ley, teniendo como fin la emisión de una resolución final del expediente.

Para agilizar la gestión de los expedientes y acortar los plazos de solución, en los casos donde su naturaleza lo permite, se han implementado mecanismos y canales de comunicación para que las distribuidoras atiendan, resuelvan y demuestren haber solventado dichos casos, sin necesidad de realizar las gestiones jurídicas que pueden llevar plazos y procesos más extensos.

En este método, denominado "Método Abreviado", se tiene como fin que las distribuidoras resuelvan las inconformidades y presenten la evidencia correspondiente para satisfacer así

el requerimiento de los usuarios. Este método se aplica únicamente para expedientes de inconformidad de usuarios, ya que las denuncias de distribuidoras por consumos fraudulentos nacen a la vida jurídica y se les da el tratamiento respectivo, derivado del motivo de la denuncia, el cual requiere las formalidades legales respectivas.

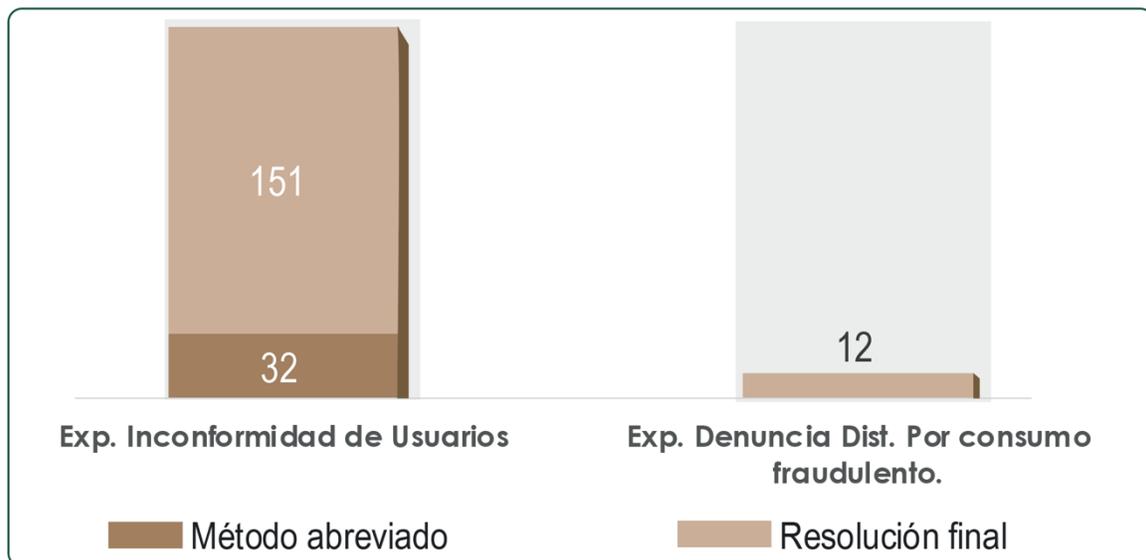
Tabla 7. Expedientes finalizados clasificados por método, 2022

Expedientes por inconformidad de usuarios	Cantidad	%
Método abreviado	32	17
Resolución final	151	83
TOTAL	183	100

Expedientes de denuncia de distribuidora por consumo fraudulento	Cantidad	%
Método abreviado*	0	0
Resolución final	12	100
TOTAL	12	100

*Las denuncias de distribuidora por consumo fraudulento no se gestionan por método abreviado debido a que el motivo de la denuncia requiere una gestión con las formalidades jurídicas.

Fuente: Elaboración propia con base en estadísticas del departamento de Denuncias y Atención al Usuario.



Gráfica 99. Expedientes finalizados clasificados por método, 2022

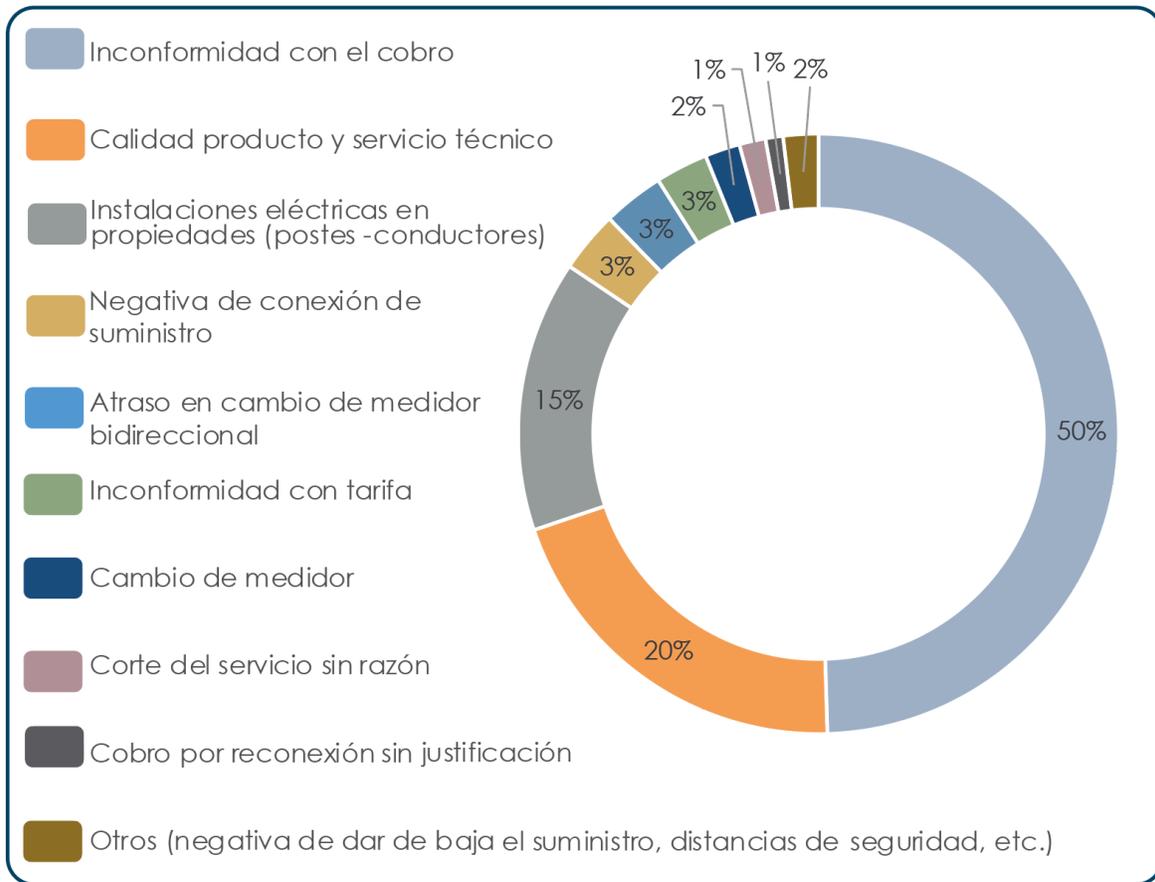
Fuente: Elaboración propia con base en estadísticas del departamento de Denuncias y Atención al Usuario.

3.3.2.3. Expedientes por inconformidad de los usuarios

Tabla 8. Motivo de denuncia/investigación de oficio por inconformidad de usuarios, 2022

Motivos	Cantidad	%
Cobros altos	105	49.53
Calidad producto y servicio técnico	43	20.28
Instalaciones eléctricas en propiedades (postes - conductores)	31	14.62
No conexión de suministro	7	3.30
Atraso en cambio de medidor bidireccional	7	3.30
Inconformidad con tarifa	6	2.83
Cambio de medidor	4	1.89
Corte del servicio sin razón	3	1.42
Cobro por reconexión sin justificación	2	0.94
Otros (negativa de dar de baja el suministro, distancias de seguridad, etc.)	4	1.8
TOTAL	212	100

Fuente: Elaboración propia con base en estadísticas del departamento de Denuncias y Atención al Usuario.



Gráfica 100. Casos de denuncia/investigación de oficio por inconformidad del usuario clasificados por motivo, 2022

Fuente: Elaboración propia con base en estadísticas del departamento de Denuncias y Atención al Usuario

3.4. Control y seguridad de presas

3.4.1. Generalidades del control y seguridad de presas

En mayo del 2022 se culminó el proceso de actualización de la Norma de Seguridad de Presas y sus Anexos (NSP) (Resolución CNEE-131-2022), las cuales establecen lineamientos generales para que el responsable de la operación de las presas orientadas a la generación hidroeléctrica defina el Programa de Seguridad, el cual está conformado por una serie de instrumentos y actividades con el fin de operar la obra de manera segura, para los trabajadores, los bienes y las personas en el área de influencia.

El Programa de Seguridad de Presas se compone de los siguientes documentos y actividades:

- Inspecciones rutinarias (Libro de inspecciones de rutina e informe de inspecciones)
- Inspecciones intermedias (Libro de inspecciones intermedias e informe de inspección)

- Inspecciones Especiales
- Inspecciones Extraordinarias
- Manual de Operación, Mantenimiento y Vigilancia
- Plan de Preparación ante Emergencias
- Examen de Seguridad de Presas

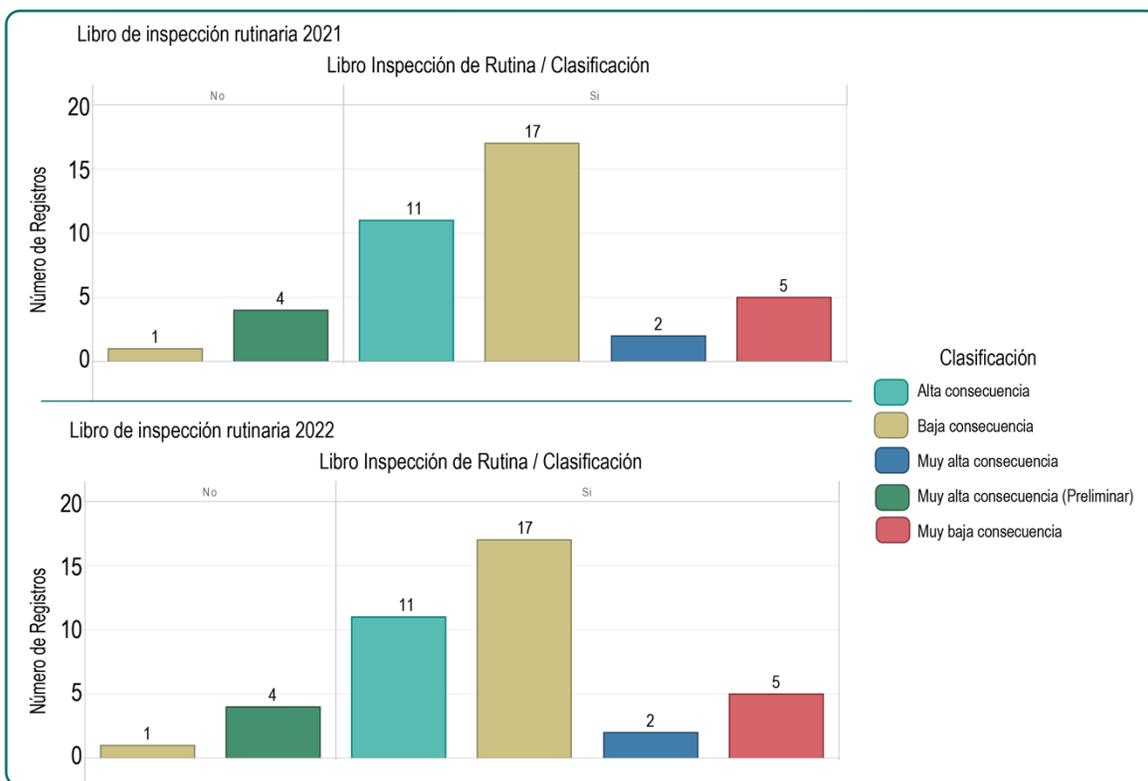
A continuación, se exponen los principales datos estadísticos del control del cumplimiento de lo dispuesto en la Norma de Seguridad de Presas y sus Anexos por parte de los responsables de las presas.

3.4.2. Inspecciones rutinarias

Las Inspecciones rutinarias representan la actividad de vigilancia primaria para monitorear el estado de las obras. La frecuencia de dicha actividad es de acuerdo con la categoría de la presa.

Para el último periodo (2022), se tiene un cumplimiento del 87.5 % de los responsables de las presas para el registro del Libro de Inspecciones Rutinarias, dato similar al periodo anterior (2021).

En cuanto a los informes de dichas inspecciones, para los trimestres primero y segundo del año 2022, se tiene un cumplimiento del 82.5 % en cuanto a la presentación de los informes, en comparación a un 80 % de cumplimiento en el año previo. Para los trimestres tercero y cuarto, se tiene un cumplimiento del 80 % y 70 % correspondientemente, para ambos años, 2021 y 2022.



Gráfica 101. Libros de inspección rutinaria clasificados por tipo de presa según su nivel de consecuencia o riesgo, 2022.

Fuente: Elaboración propia con estadísticas del departamento de Control y Seguridad de presas

3.4.3. Inspecciones intermedias

Difieren de las realizadas rutinariamente por su alcance, contando con una mayor profundidad al momento de inspeccionar los elementos por parte de un grupo multidisciplinario de ingeniería. En estas inspecciones se incluyen las pruebas operativas del equipo de control de crecidas, con el fin de garantizar su operatividad ante el aumento de caudales en el cauce del río.

En cuanto a la presentación de informes de inspección intermedia para el periodo en cuestión, se tiene un cumplimiento del 85 %, en contraste con el último semestre del año 2021 que presenta un cumplimiento del 74.36 % en la presentación del referido informe.

3.4.4. Plan ante emergencias (PAE)

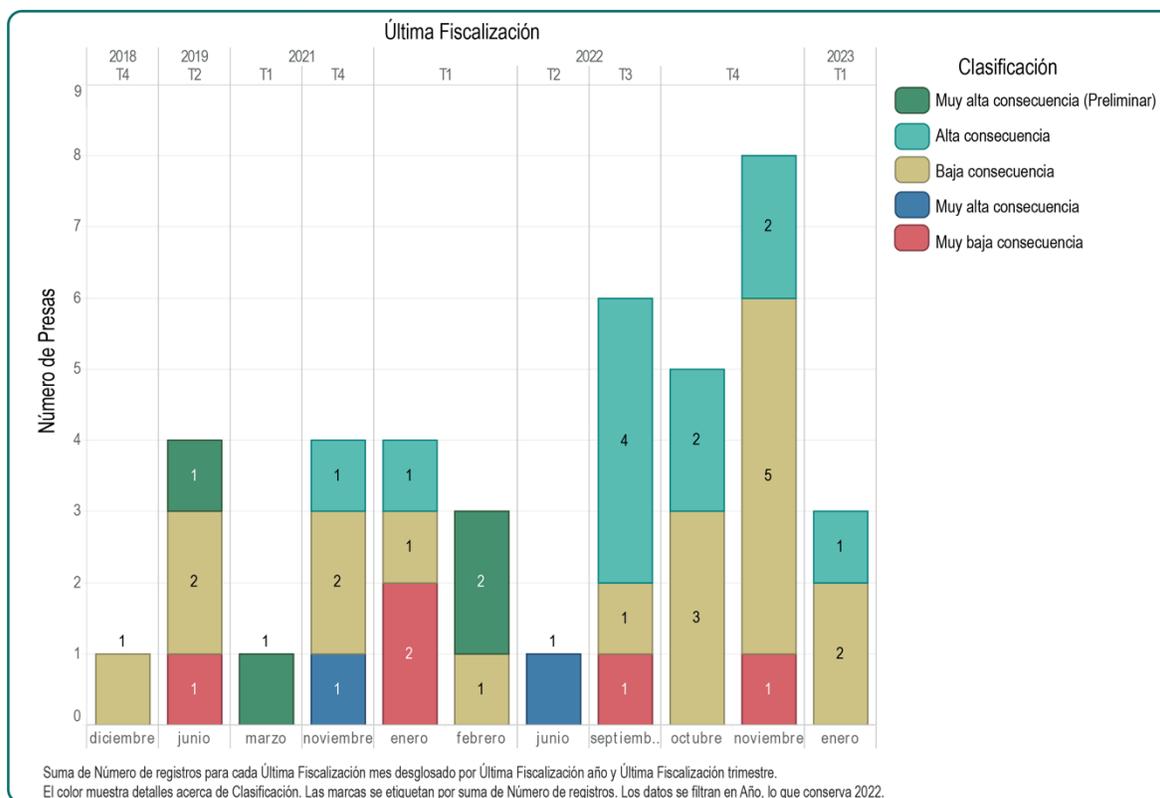
Las NSP contemplan la presentación bienal del PAE, alternando dicha presentación con el Manual de Operación, Mantenimiento y Vigilancia (MOMV). Dicho documento, debe incluir la posterior difusión, capacitación y prueba de su contenido, con el fin de preparar a los involucrados en la atención ante emergencias por la ocurrencia de cualquier evento, anticipando las posibles adversidades que puedan suceder en el sitio de la presa y sus estructuras accesorias. Para el periodo reportado, se cuenta con un cumplimiento del 85 %

en la presentación del PAE, en comparación con un 82.05 % de cumplimiento en el periodo anterior (2021).

3.4.5. Fiscalización en campo

Dentro de las responsabilidades del departamento de Control y Seguridad de Presas, se llevan a cabo labores de fiscalización en campo de las presas en cumplimiento de la Norma de Seguridad de Presas (NSP). Durante estas labores, se realiza un seguimiento de las oportunidades de mejora relacionadas con la seguridad de las presas y sus estructuras. Además, se tienen la posibilidad de hacer recomendaciones al Adjudicatario con el fin de promover el cumplimiento de las NSP y mejorar las condiciones de seguridad en las obras.

En el último periodo, se fiscalizó el 67.5 % de las presas, de las cuales 1 presa corresponde a una clasificación de muy alta consecuencia, 10 presas de alta consecuencia, 13 presas de baja consecuencia, y 4 presas de muy baja consecuencia. A continuación, se muestra un evolutivo anual de la fiscalización en campo realizada desde 2018 a la fecha, referente a las oportunidades de mejora relacionadas con la seguridad de la presa y sus obras.



Gráfica 102. Fiscalizaciones de campo a instalaciones de presas por tipo de presa según su nivel de consecuencia o riesgo, 2022

Fuente: Elaboración propia con estadísticas del departamento de Control y Seguridad de presas

www.cnee.gob.gt

cneeguatemala



4a. avenida 15-70 zona 10,
Edificio Paladium nivel 12
Ciudad de Guatemala
(502) 2290-8000