



INFORME ESTADÍSTICO

Gerencia de *Tarifas*



2021



2021-2022





INFORME ESTADÍSTICO

Gerencia de *Tarifas* 2021

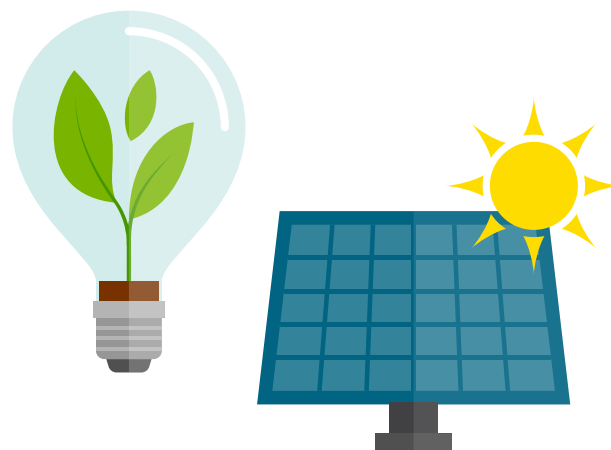


2021-2022



Idea, Diseño y Diagramación
UNICOMS

Derechos Reservados®
Comisión Nacional de Energía Eléctrica



Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Presidente

Licenciado Rodrigo Estuardo Fernández Ordóñez

Director

Ingeniero José Rafael Argueta Monterroso

Director

Ingeniero Ángel Jesús García Martínez

Elaboró la Gerencia de Tarifas

Gerente de Tarifas

Ingeniero Marvin Barreto Villeda

Jefe del Departamento de Ajustes Tarifarios

Ingeniero Bryan Estuardo Interiano de la Cruz

Jefe del Departamento de Estudios Tarifarios

Ingeniero Mauro Fernando Oroxom Popa

Equipo de trabajo

Ingeniera Julissa Anawaleska Barrios Robles

Ingeniera Marilia Macbeth Pérez Teni

Ingeniero Julio Andrés Gaitán Alvarez

Ingeniero Emerson Antonio Zarceño Orellana

Ingeniero Carlos Alfredo Boj de León

Ingeniero Luis Adolfo Chinchilla Juárez

Ingeniero Giancarlo Alexander Guerrero Isém

Ingeniero Fredy Alexander Lepe Milán

Giovani Alexander Carrera Galván

Marvin Eduardo de León Ortíz

INTRODUCCIÓN

La definición de las tarifas, es parte medular del mandato legal de esta Comisión, y su adecuada realización garantiza al usuario que las tarifas que paga por el servicio que recibe, son las correspondientes de acuerdo a lo que establecen la Ley General de Electricidad y su Reglamento, dicha definición de tarifas debe asimismo reflejarse en valores económicamente sustentables, que aseguren la adecuada operación del sistema, tal como se ha venido dando desde la implementación de la Ley General de Electricidad.

Dentro del presente informe se presentan los resultados fundamentales del cálculo tarifario efectuado en el año 2021, se puede señalar dentro del contenido del mismo, la visualización que se le puede dar a los incrementos en los costos de generación en el segundo semestre del 2021, impulsada en buena medida por los incrementos de costos de los combustibles utilizados en la generación de energía eléctrica, y en general por la inflación resultante de la recuperación económica en curso durante dicho periodo, así como registros del último quinquenio para poder visualizar las tendencias que han sido dominantes durante este periodo de tiempo, tanto en la distribuidoras de mayor tamaño (Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima y Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, como en el caso de las otras 16 distribuidoras.

Por otra parte también se exponen variables tales como los costos de generación de las distribuidoras que abastecen a la gran mayoría de los usuarios finales del servicio de distribución final a nivel nacional, exponiendo de manera gráfica las componentes fundamentales de dichos costos, para poder explicar su comportamiento y visualizar las tendencias fundamentales de los mismos, que como se podrá ver del análisis de las mismas, se explica desde un modo de vista multifactorial, incluyendo estacionalidades, tendencias internacionales de costos de combustibles, fluctuaciones en la demanda, etc.

Finalmente se presentan datos estadísticos, concernientes a tasas de alumbrado público, dichos datos son básicamente referenciales, ya que en los mismos esta Comisión, no tienen competencia de acuerdo a las facultades que le otorga la Ley General y su Reglamento, para su regulación, sin embargo como parte de su labor periódica, se registran datos estadísticos de dichos temas, para su monitoreo y seguimiento.

ÍNDICE INFORME ESTADÍSTICO DE LA GERENCIA DE TARIFAS

1. Tarifas Finales a Usuarios del Servicio Eléctrico.....	7
1.1. Evolución Histórica de la Tarifa Social y No Social del 2016 al 2021	7
1.2. Composición de la Tarifa Social y No Social del 2016 al 2021	17
2. Usuarios, Consumos y Facturación del Servicio.....	21
2.1. Distribución de usuarios por Departamento año 2021	21
2.2. Consumo de energía y potencia año 2021	25
2.3. Consumo promedio mensual de energía y potencia por tipo de tarifa año 2021	27
2.3.1. Consumo promedio de energía de usuarios sin medición de demanda (kWh/mes)	27
2.3.2. Consumo medio de energía, usuarios en tarifas de Baja Tensión con Demanda (kWh/mes)	30
2.3.3. Consumo medio de energía, usuarios en tarifas de Media Tensión con Demanda (kWh/mes)	32
2.4. Monto Facturado por consumo de energía y potencia	33
2.4.1. Montos facturados por Ventas de Energía y Potencia máxima 2021, EEGSA (GTQ)	33
2.4.2. Montos facturados por Ventas de Energía y Potencia 2021, DEOCSA (GTQ)	34
2.4.3. Montos facturados por Ventas de Energía y Potencia 2021, DEORSA (GTQ) 35	
3. Aporte INDE.....	36
3.1. Monto Total de Aporte Social INDE en el 2021 por departamento en MQ	38
3.2. Usuarios Beneficiados por el Aporte Social INDE	39
4. Tasa Municipal de Alumbrado Público	41
4.1. Tasas Municipales de Alumbrado Público a nivel República	42
4.1.1. Zona Central EEGSA.....	42
4.1.2. Zona Occidente, DEOCSA.....	43
4.1.3. Zona Oriente, DEORSA.....	48
4.2. Participación del cobro de AP en la facturación de los usuarios	51

5. Costos de Generación Traslados a Tarifas	53
5.1. Costos correspondientes a EEGSA	53
5.2. Costos correspondientes a EEGSA	54
5.2.1. Compras de energía	54
5.2.2. Compras de potencia.....	56
5.2.3. Consolidado	57
5.3. Costos correspondientes a DEOCSA.....	58
5.3.1. Compras de energía	58
5.3.2. Compras de potencia.....	60
5.3.3. Consolidado	61
5.4. Costos correspondientes a DEORSA	62
5.4.1. Compras de energía	62
5.4.2. Compras de potencia.....	63
5.4.3. Consolidado	64
6. Empresas Eléctricas Municipales – EEMs –.....	66

1. Tarifas Finales a Usuarios del Servicio Eléctrico

Las tarifas eléctricas constituyen el precio que los usuarios pagan por la prestación del servicio de energía eléctrica. En ellas se integran los costos asociados a todas las etapas de la cadena de suministro y su evolución es un proceso dinámico que responde a la variación de los elementos que las integran.

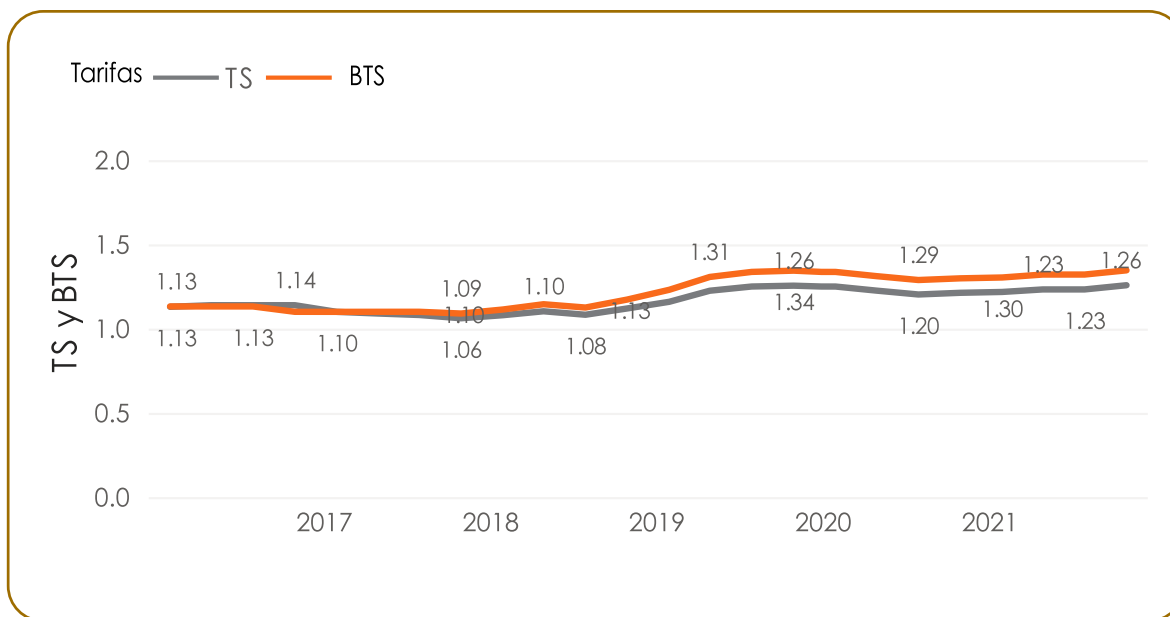
Así, las tarifas contienen la respectiva asignación de costos de producción de la electricidad (Generación), traslado desde los centros de producción hacia los grandes puntos de demanda (Transmisión), entrega de la energía a los usuarios en el lugar y condiciones de uso en que estos la necesitan (Distribución) y una componente razonable por las pérdidas de energía que se dan desde la generación hasta su entrega a lo largo de la red.

Con vista en ello, es necesario indicar que la metodología de cálculo de dichas tarifas, su formulación y los criterios técnicos para el efecto, están contenidos tanto en la Ley General de Electricidad, como en su Reglamento y en las disposiciones emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

1.1. Evolución Histórica de la Tarifa Social y No Social del 2016 al 2021

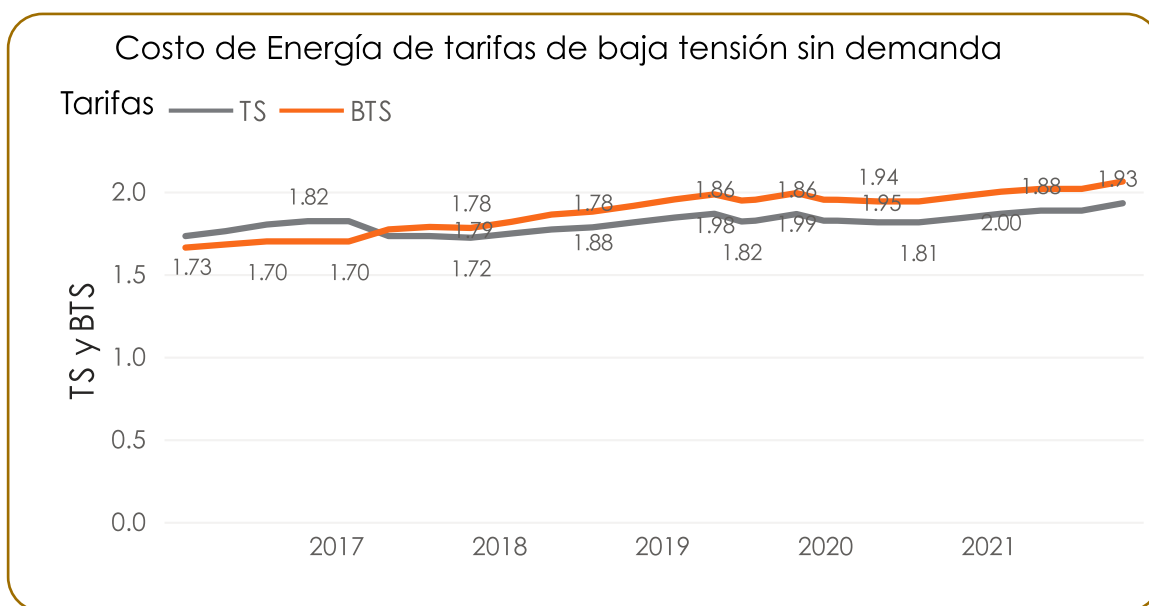
A continuación se presentan gráficas que muestran la evolución del comportamiento de la Tarifa Social y de la Tarifa BTS de las 19 distribuidoras que operan en el país:

1. EEGSA Tarifas TS y BTS Q/kWh



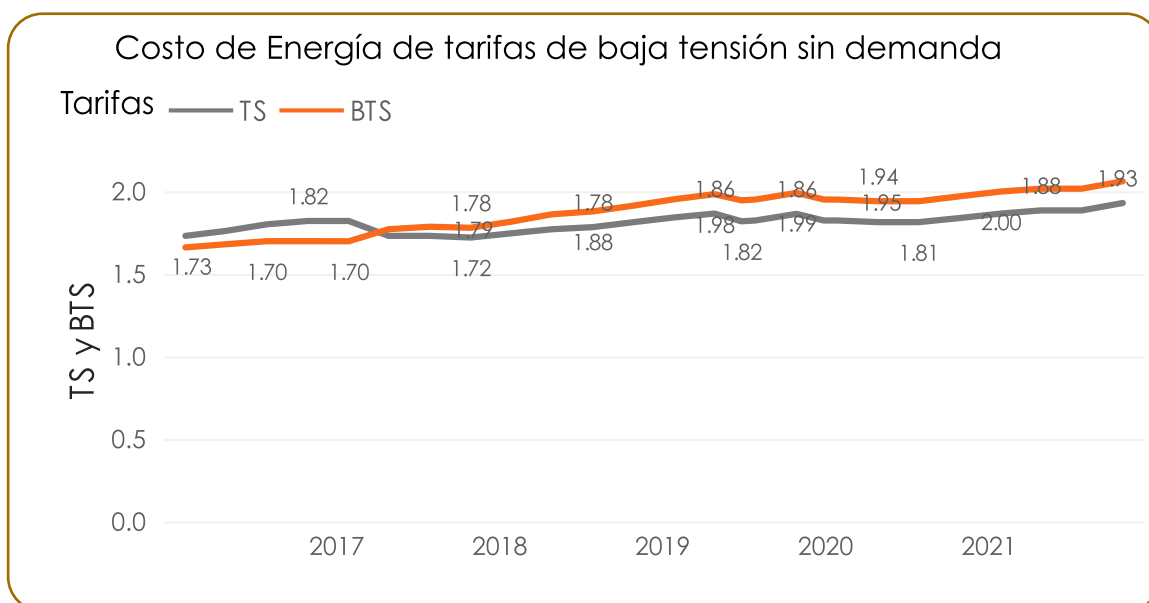
2.

DEOCSA Tarifas TS y BTS Q/kWh



3.

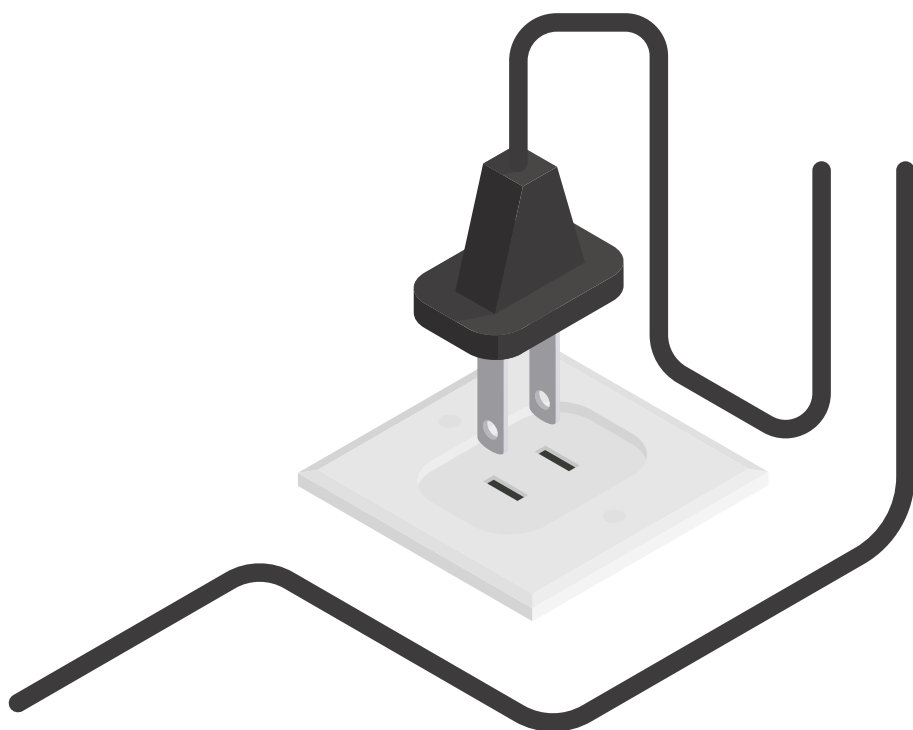
DEORSA Tarifas TS y BTS Q/kWh



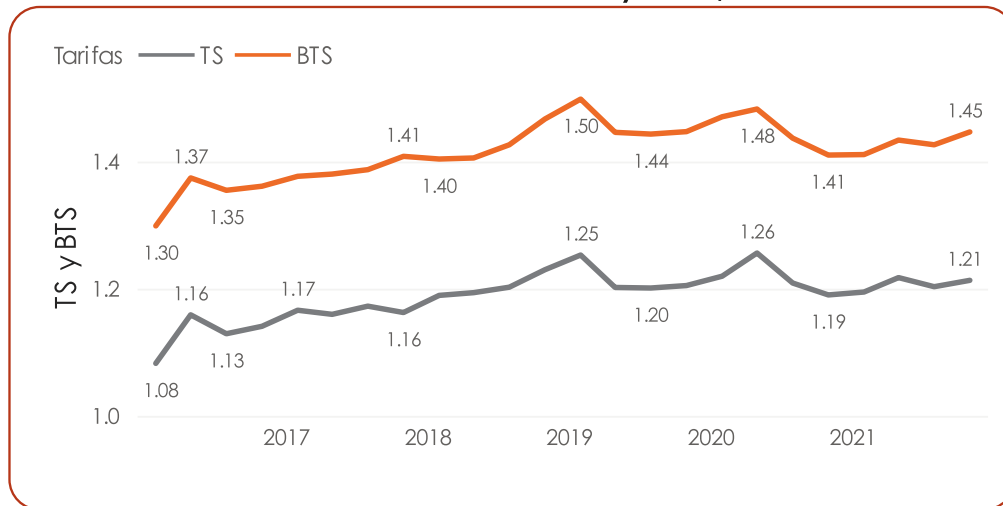
Con base en las gráficas anteriores, para estas tres Distribuidoras es posible indicar que se observa una tendencia a relativa estabilidad en el periodo graficado con algunas tendencias al crecimiento en el últimos años producto de la oscilación normal de las variables de incidencia, principalmente en sus costos de generación, donde elementos con alta volatilidad como el tipo de cambio, la estacionalidad hidrológica, los efectos de sequías y principalmente las variaciones de los precios internacionales de los combustibles presentaron alzas.

Debido a las condiciones especiales que se dieron en el año 2021, desde los cuellos de botella que sufrieron los sistemas logísticos a nivel mundial y a esto se le adiciona a la recuperación económica POST-COVID y amplificada por los distintos programas de estímulo económico y políticas monetarias implementadas por los países a nivel mundial, esto ha producido que el tejido productivo mundial sufra presión y en consecuencia, un notable incremento en los precios de productos tales como los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica y servicios relacionados al sector eléctrico.

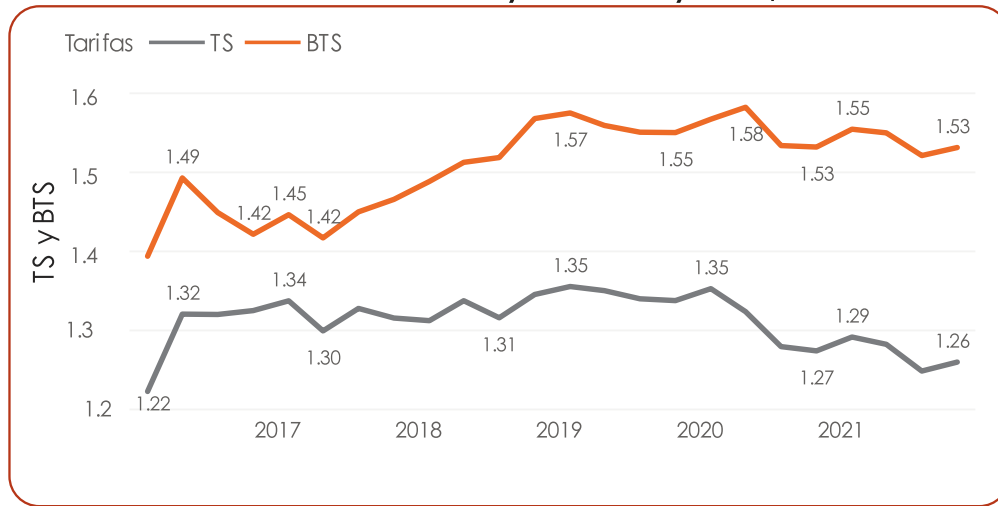
Este incremento es especialmente notable en todo el año 2021 en las tres principales empresas de distribución (EEGSA, DEORSA y DEOCSA), alcanzando a diciembre del año 2021 un incremento de la tarifa eléctrica en un 4.42 % en promedio, siendo DEORSA la empresa de distribución que mayor incremento ha alcanzado con 4.98 %, seguida de DEOCSA con un 4.61 % y EEGSA con 3.65 %.



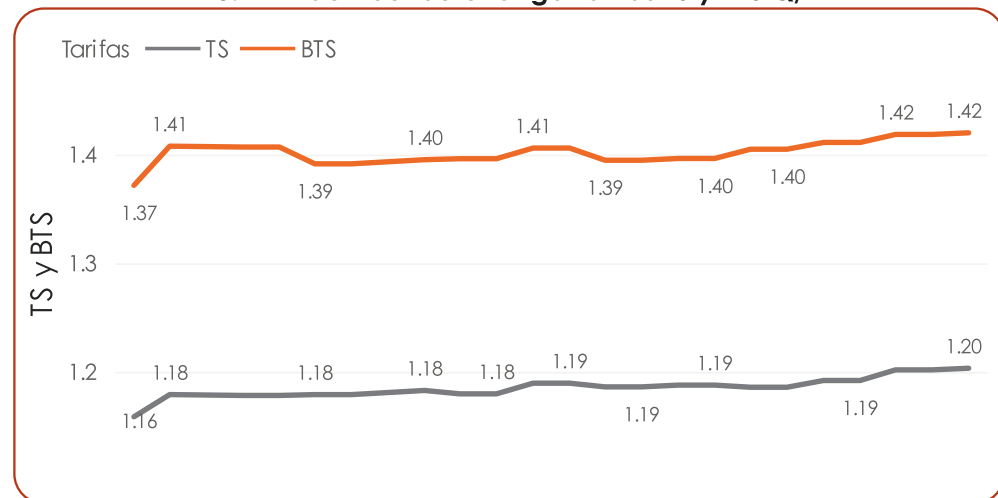
1. EEM de Gualán Tarifas TS y BTS Q/kWh



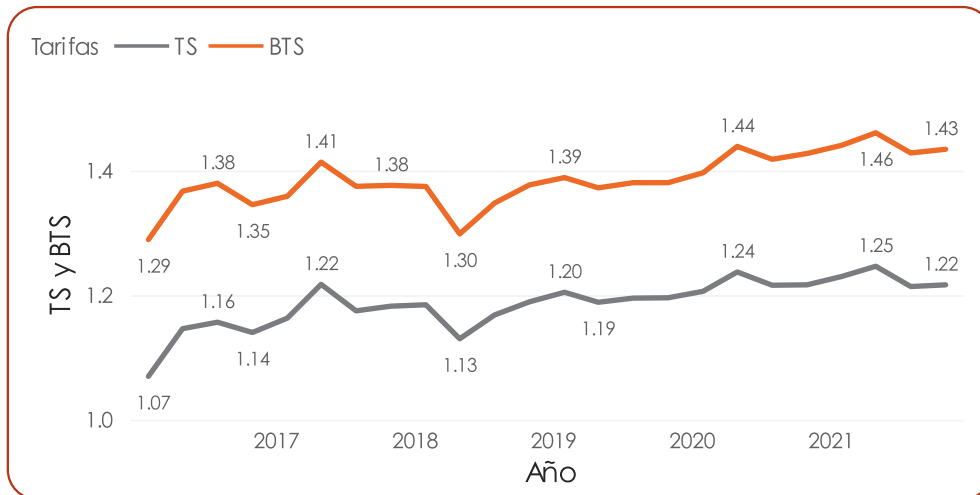
2. EEM de Guastatoya Tarifas TS y BTS Q/kWh



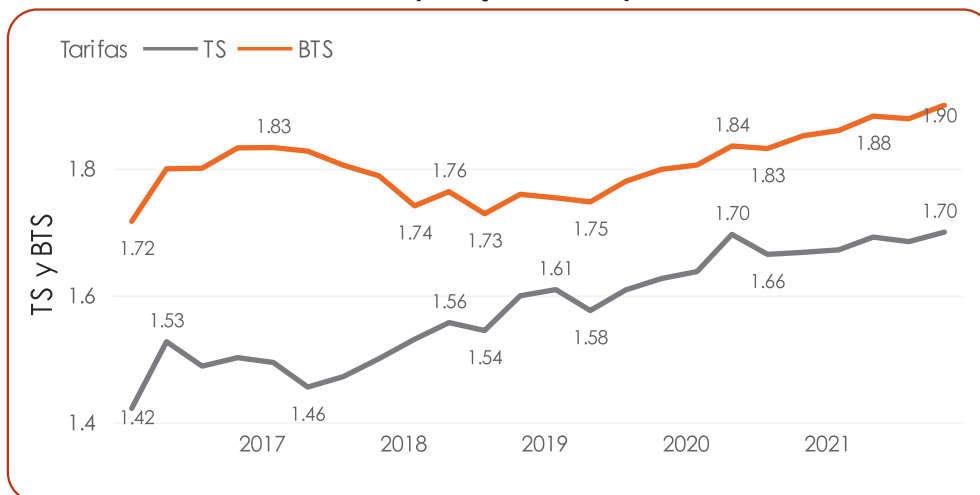
3. EEM de Huehuetenango Tarifas TS y BTS Q/kWh



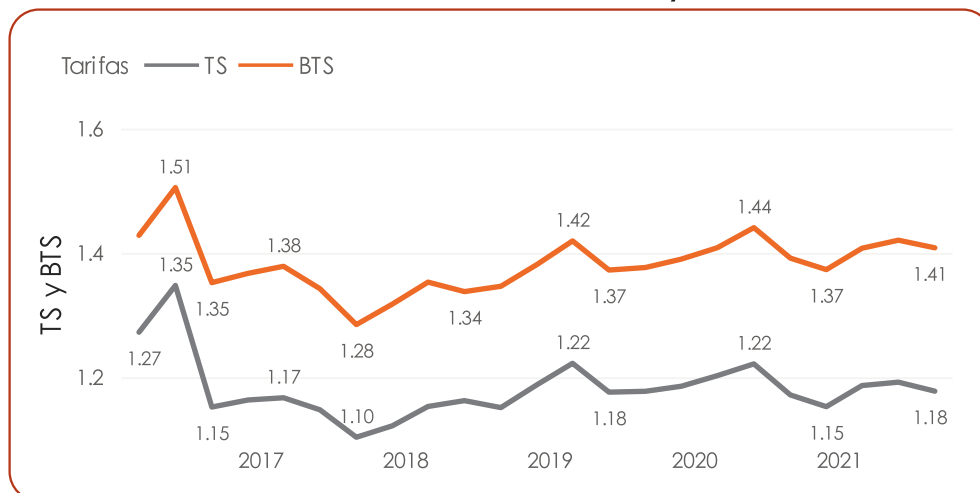
4. EEM de Jalapa Tarifas TS y BTS Q/kWh



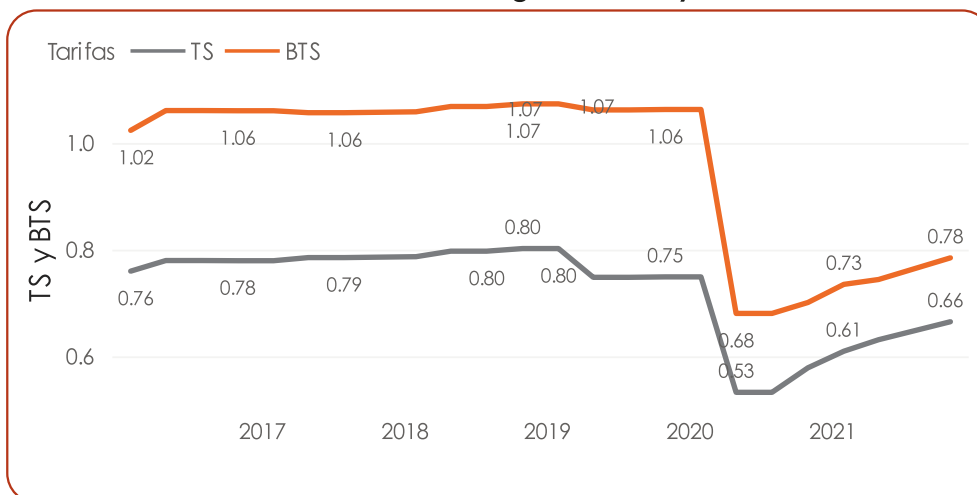
5. EEM de Joyabaj Tarifas TS y BTS Q/kWh



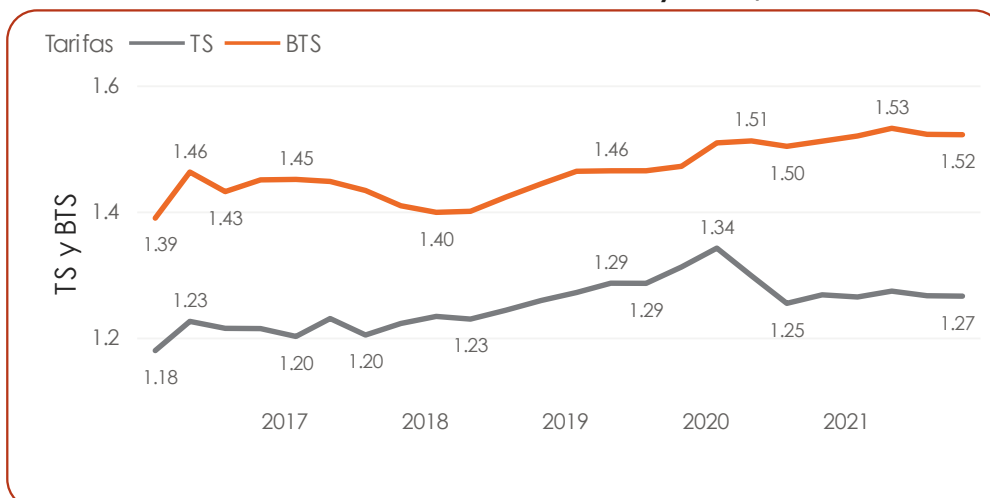
6. EEM de Puerto Barrios Tarifas TS y BTS Q/kWh



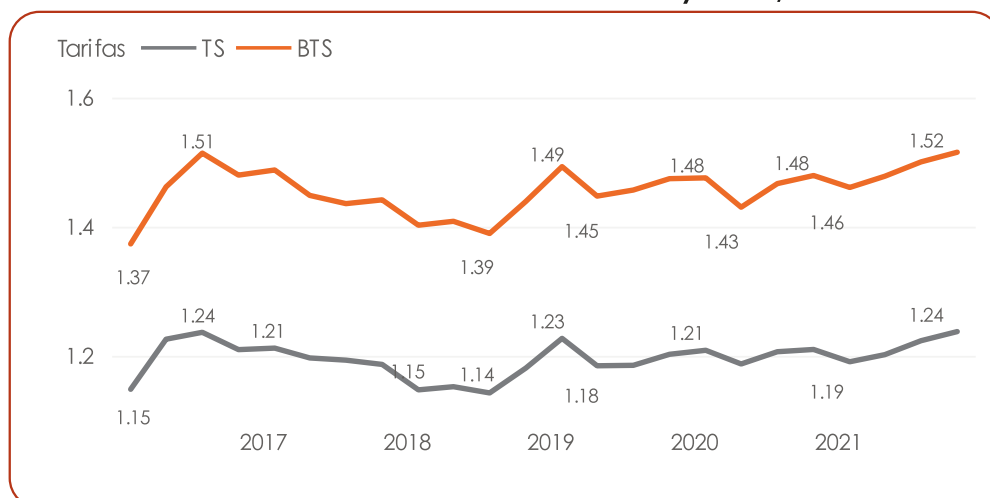
7. EEM de Quetzaltenango Tarifas TS y BTS Q/kWh



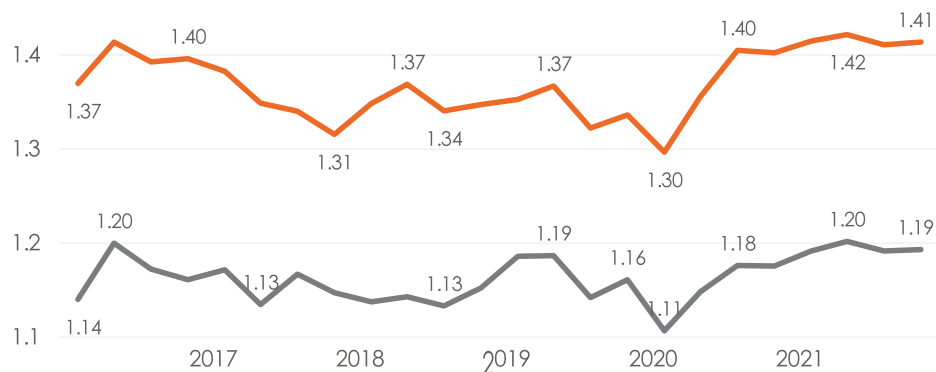
8. EEM de San Marcos Tarifas TS y BTS Q/kWh



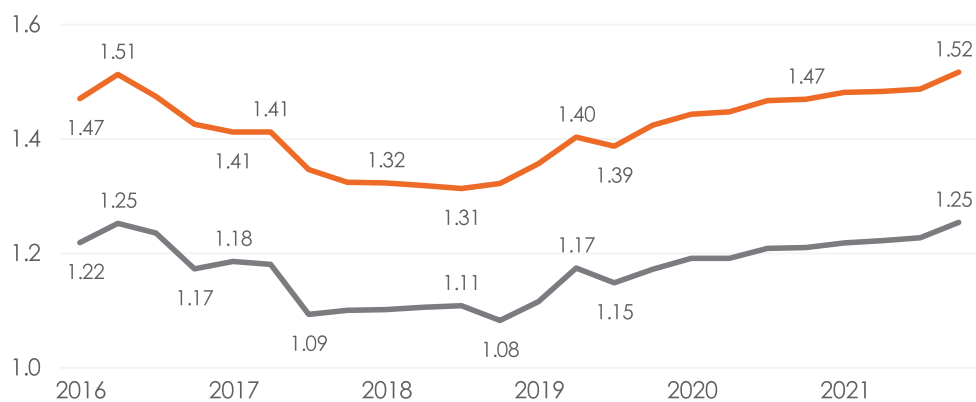
9. EEM San Pedro Pinula Tarifas TS y BTS Q/kWh



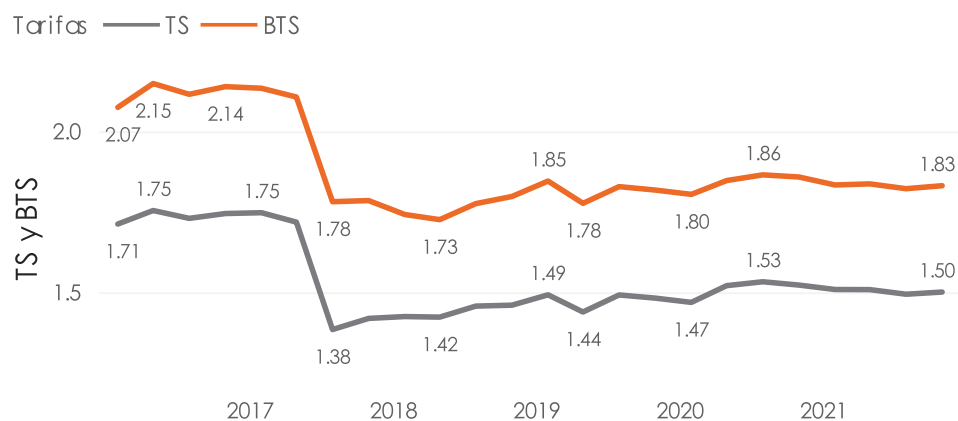
10. EEM San Pedro Sac. Tarifas TS y BTS Q/kWh



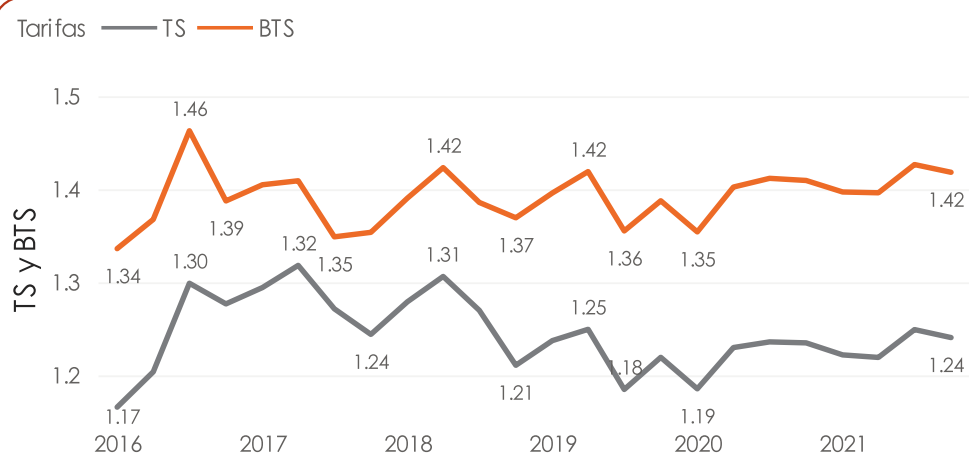
11. EEM de Tacaná Tarifas TS y BTS Q/kWh



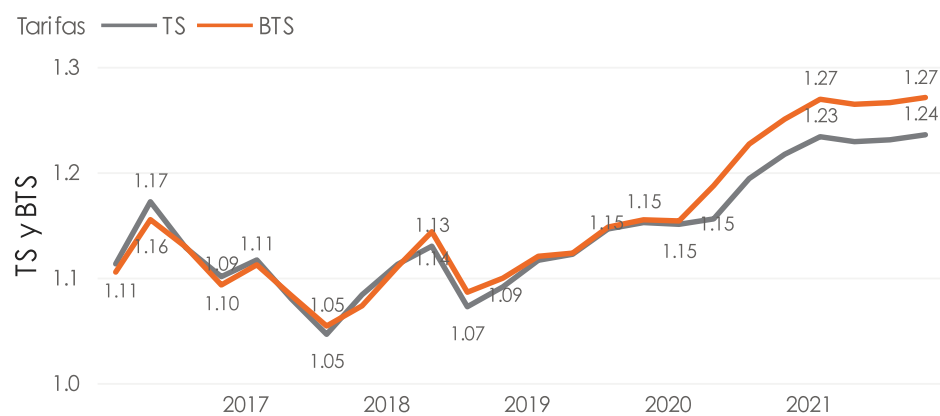
12. EEM de Santa Eulalia Tarifas TS y BTS Q/kWh



13. EEM de Zacapa Tarifas TS y BTS Q/kWh



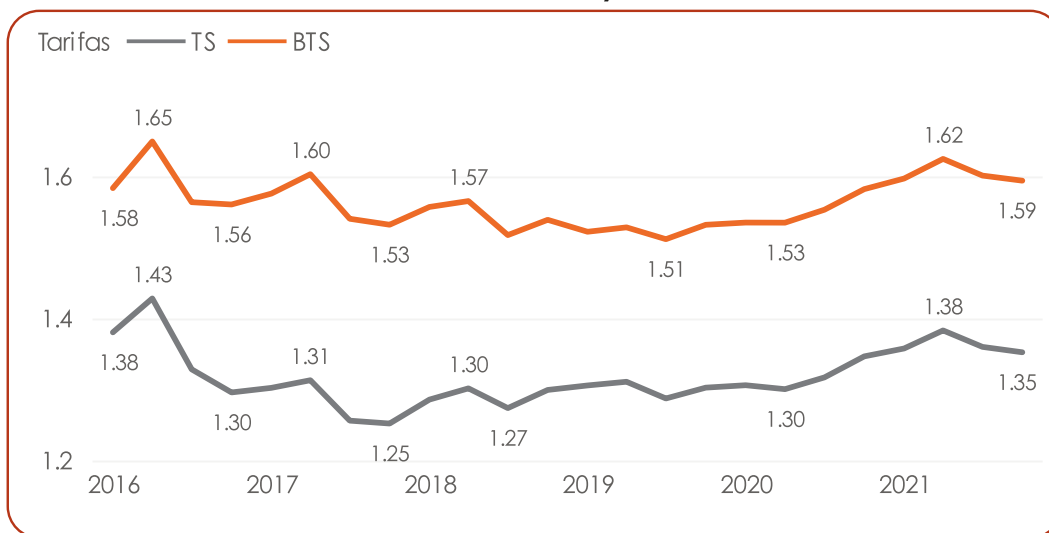
14. EE de Patulul Tarifas TS y BTS Q/kWh



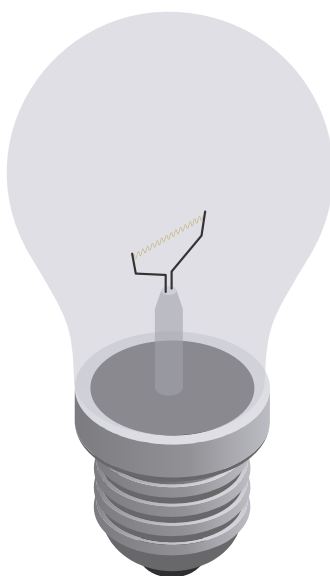
15. EEM de Retalhuleu Tarifas TS y BTS Q/kWh



16. EEM de Ixcán Tarifas TS y BTS Q/kWh



4. Para el caso de las Empresas Eléctricas Municipales, salvo excepciones, se observa un comportamiento estable para las tarifas de estas Distribuidoras, fundamentado en que tiene suscritos con su suministrador que es el INDE, contratos con precios de energía y potencia que no varían durante la vigencia de los mismos, siendo remarcables los casos de dicha estabilidad para empresas como San Pedro Pinula, Ixcán, San Marcos y San Pedro Sacatepéquez, en las cuales la variación de sus tarifas se ha mantenido en el orden de ± 3 centavos como puede observarse en las respectivas gráficas. En el caso de Quetzaltenango se observa una baja en el año 2020 derivado de los precios del nuevo contrato de compra de energía suscrito con INDE.



1. Comportamiento de la Tarifa Eléctrica en las distribuidoras de Energía Eléctrica del país

Empresa de Distribución	Variación interanual Diciembre 2020 - 2021
Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.	3.65%
Distribuidora Eléctrica de Occidente	4.61%
Distribuidora Eléctrica de Oriente	4.98%
Empresa Eléctrica Municipal de Gualán	2.58%
Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya	-0.04%
Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa	0.48%
Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pínula	2.44%
Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj	2.61%
Empresa Eléctrica de Patulul	1.64%
Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu	-3.81%
Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos	0.68%
Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez	0.81%
Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios	2.56%
Empresa Municipal Rural Eléctrica de Ixcán	0.75%
Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa	0.62%
Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango	11.94%
Empresa Eléctrica Municipal de Huehuetenango	0.63%
Empresa Eléctrica Municipal de Yulxak Santa Eulalia Huehue	-1.46%
Empresa Eléctrica Municipal de Tacaná	3.23%

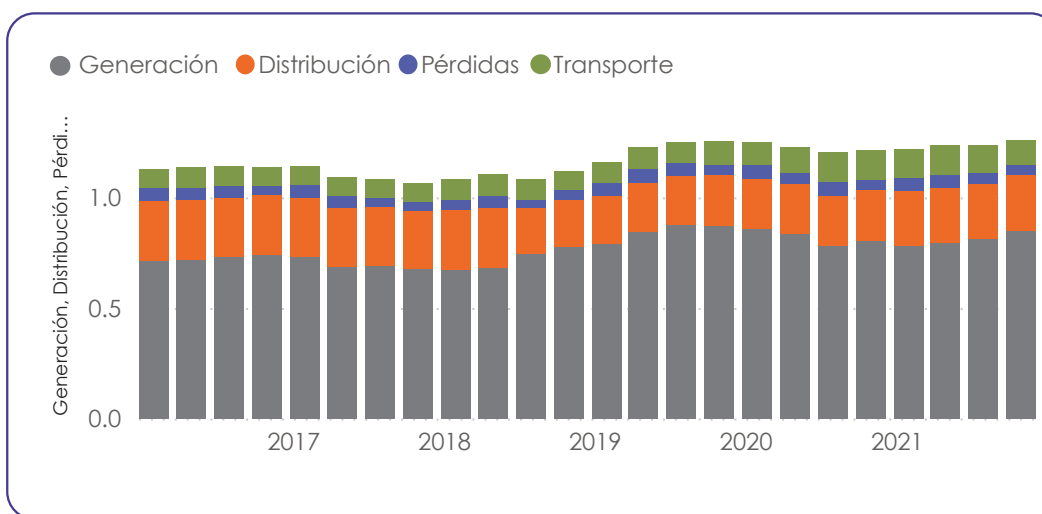
Como puede observarse en la tabla anterior, 8 empresas de distribución tuvieron variaciones interanuales inferiores a ± 3 centavos; esto demuestra en gran medida la estabilidad alcanzada en los pliegos tarifarios; por otro lado, para 3 empresas de distribución, se alcanzó una leve reducción de la tarifa eléctrica, especialmente para la Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu que obtuvo una reducción del 3.81 %.

En el caso para las empresas distribuidoras Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya, Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pínula, Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj, Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios y Empresa Eléctrica Municipal de Tacaná, muestran incrementos por encima de los 3 centavos por kWh, especialmente por las condiciones económicas desarrolladas durante el año 2021.

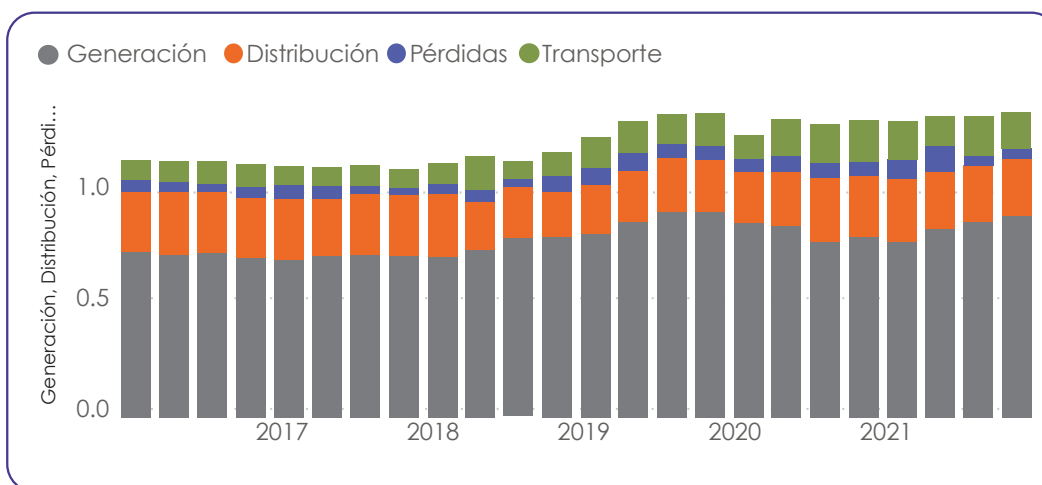
1.2. Composición de la Tarifa Social y No Social del 2016 al 2021

Como se indicó en párrafos anteriores, las tarifas eléctricas integran los costos de cada etapa de la cadena de suministro y una componente razonable de pérdidas ocasionadas durante el traslado de la energía eléctrica a través de las redes. A continuación se presenta la evolución histórica de estas componentes de las tarifas eléctricas.

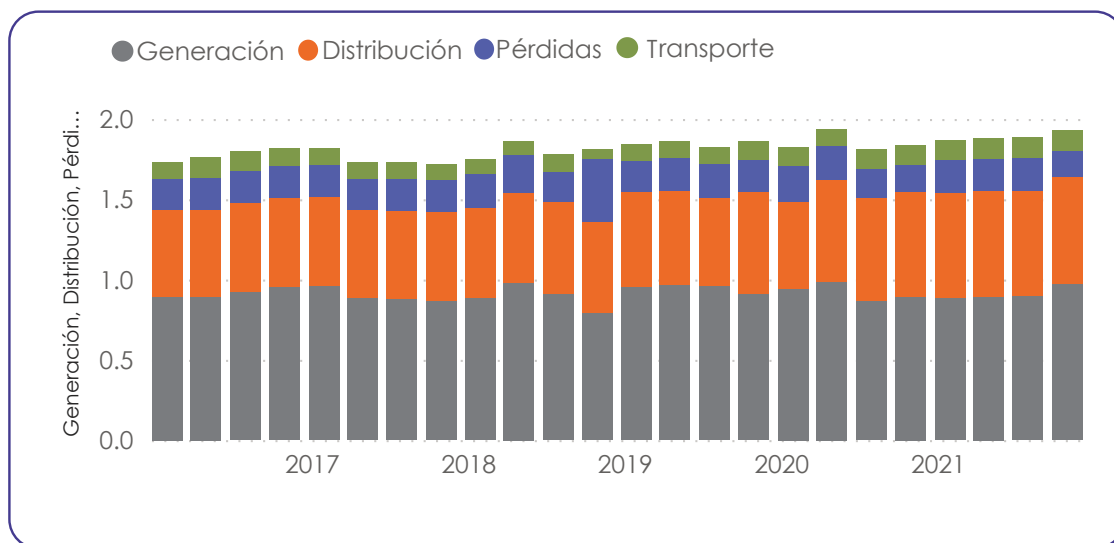
17. Desagregación de Tarifa TS de EEGSA del 2016 al 2021, Q/kWh



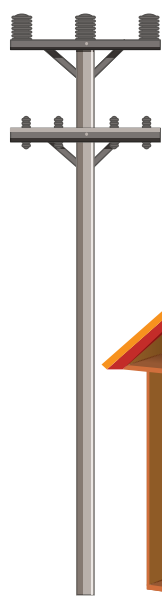
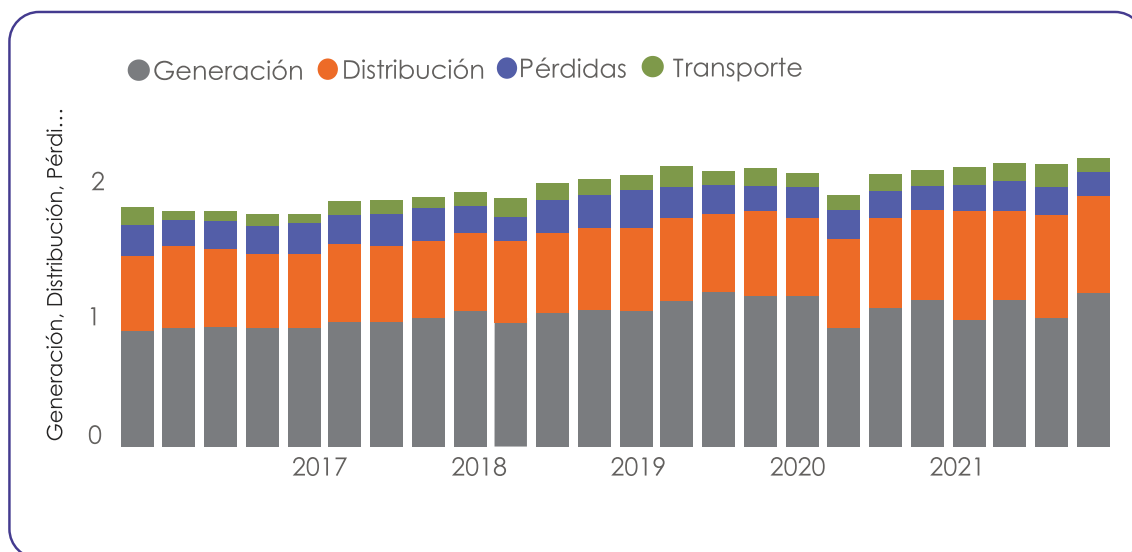
18. Desagregación de Tarifa BTS de EEGSA del 2016 al 2021, Q/kWh



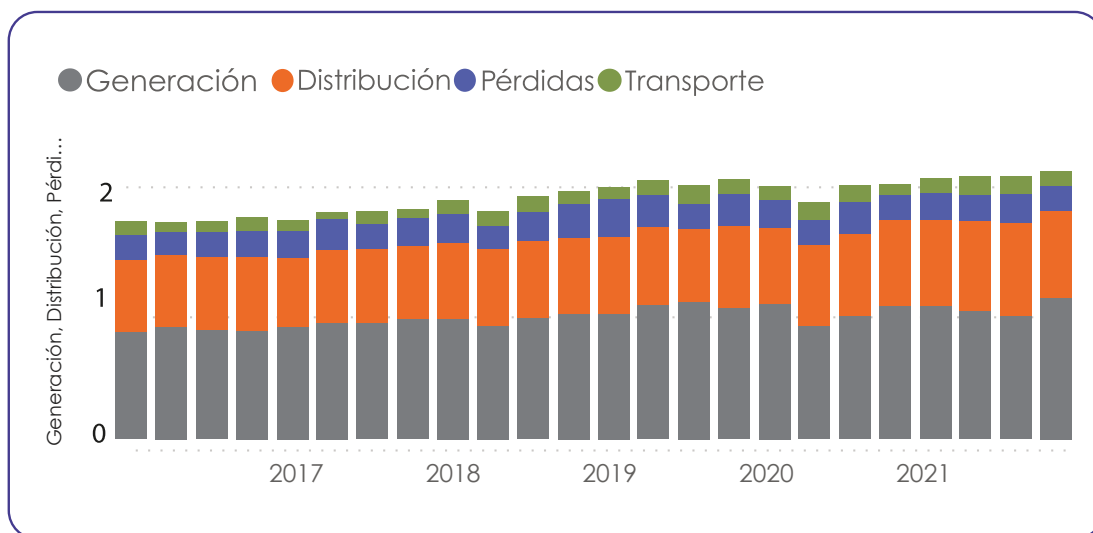
19. Desagregación de Tarifa TS de DEOCSA del 2016 al 2021, Q/kWh



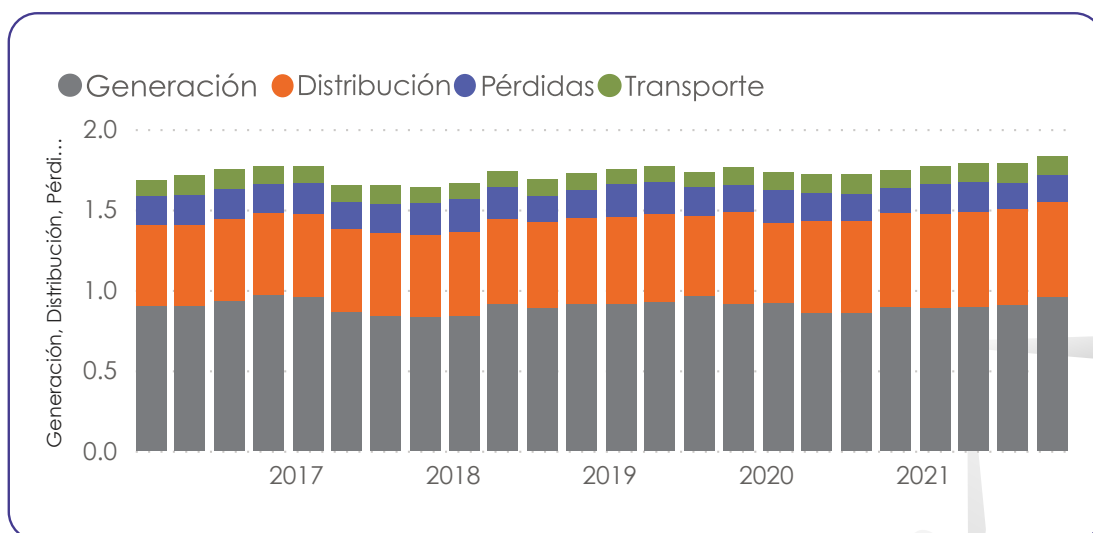
20. Desagregación de Tarifa BTS de DEOCSA del 2016 al 2021, Q/kWh



21. Desagregación de Tarifa TS de DEORSA del 2016 al 2021, Q/kWh



22. Desagregación de Tarifa BTS de DEORSA del 2016 al 2021, Q/kWh



De las anteriores gráficas, es posible resaltar lo siguiente:

- Se observa que entre todas las componentes de costos, la que mayor peso y variabilidad muestra a lo largo del tiempo son los costos de generación, siendo esta componente la que origina las variaciones más significativas en el valor final de las tarifas y que para el segundo semestre del año 2021 muestra una tendencia al alza, principalmente por el tema del incremento de costos de combustibles.
- Sobre estos es posible indicar que, en mayor o menor medida para cada distribuidora, a partir del 2016 mostraron una tendencia a la reducción derivado de la transformación de la matriz de generación del país derivada de los procesos de licitación que se llevaron a cabo.
- Las demás componentes de costo tienen una participación relativamente menor y las mismas han mantenido un comportamiento estable a lo largo del tiempo, aunque es posible observar cómo entre distribuidoras existen algunas diferencias en la participación de las variables. Basta observar para ello la representatividad de las componentes de Transporte y Pérdidas, las cuales son distintas entre las tres distribuidoras.

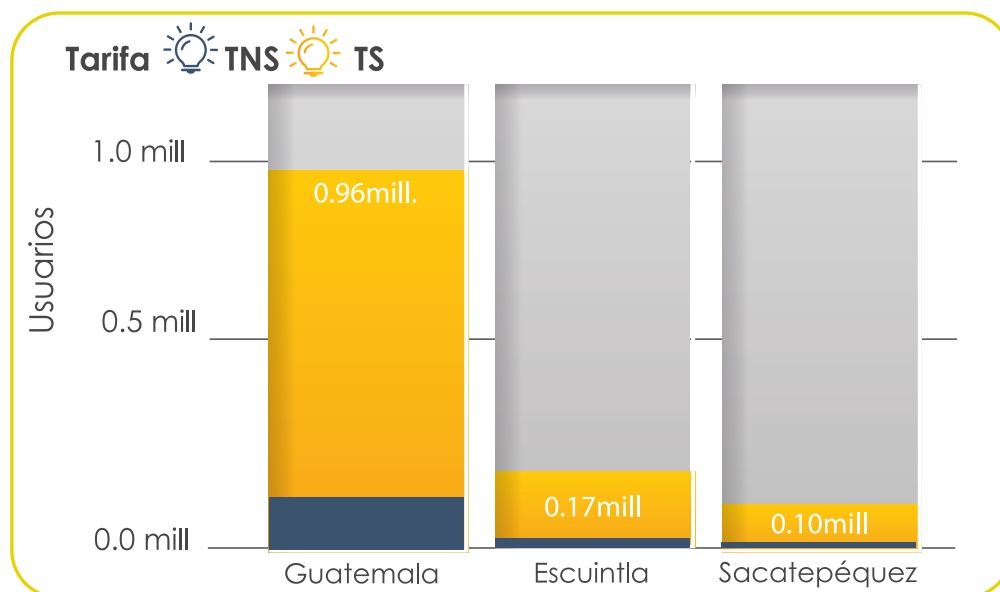


2. Usuarios, Consumos y Facturación del Servicio

En el siguiente apartado se mostrarán estadísticas relacionadas con la cantidad de usuarios del servicio eléctrico atendidos por las Distribuidoras EEGSA, DEOCSA y DEORSA, las cantidades y montos facturados por su consumo de energía y potencia y valores medios de consumo de dichos usuarios.

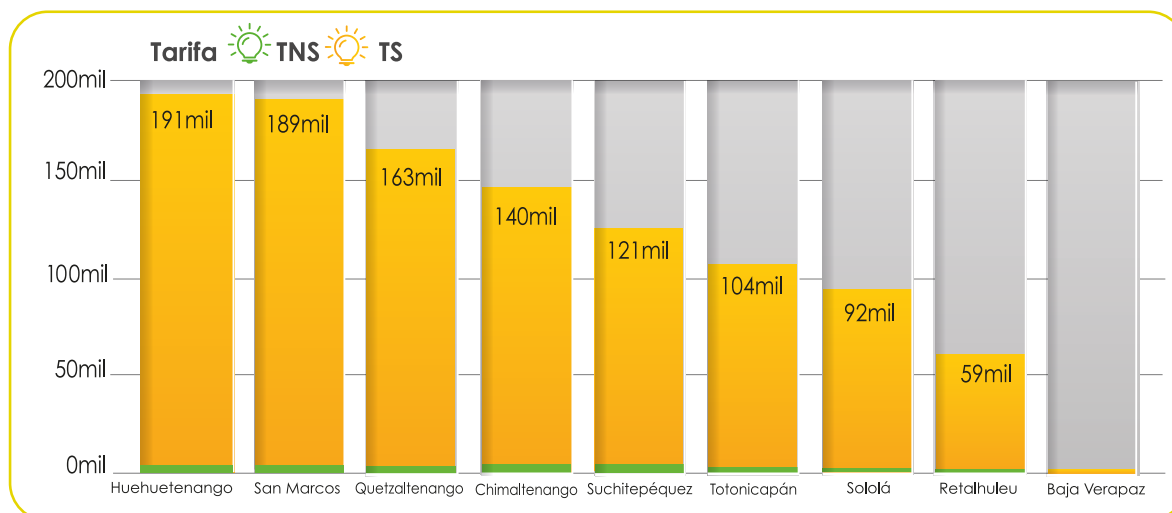
2.1. Distribución de usuarios por Departamento año 2021

23. Distribución de Usuarios por Departamento por tarifa TS/TNS, EEGSA



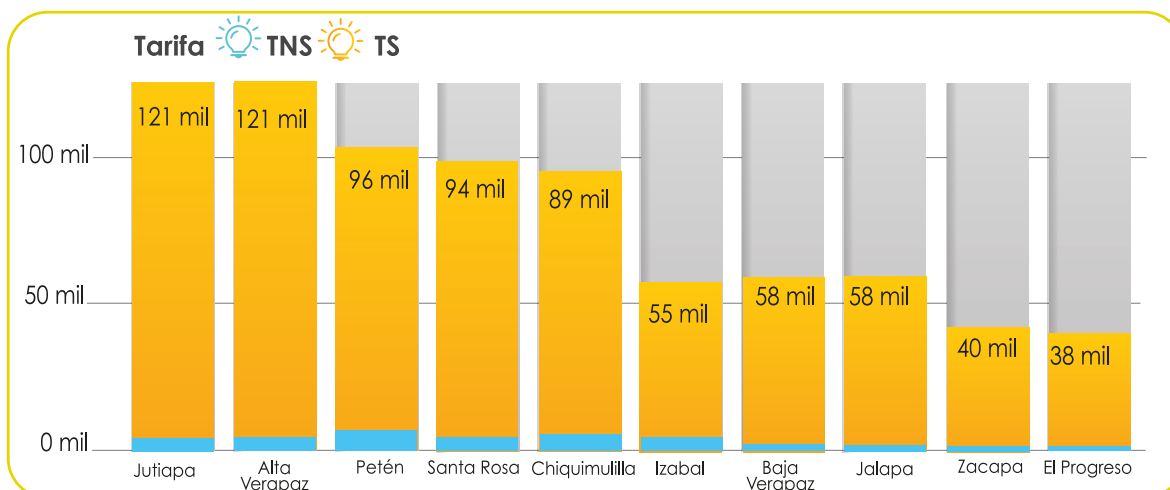
Se destaca el hecho que el Departamento de Guatemala ya rebasa el millón de usuarios para el caso de EEGSA.

24. Distribución de Usuarios por Departamento por tarifa TS/TNS, DEOCSA



Conviene resaltar que los departamentos fronterizos con México (San Marcos y Huehuetenango) sean por mucho los que tienen la mayor concentración de usuarios en el área de DEOCSA.

25. Distribución de Usuarios por Departamento por tarifa TS/TNS, DEORSA

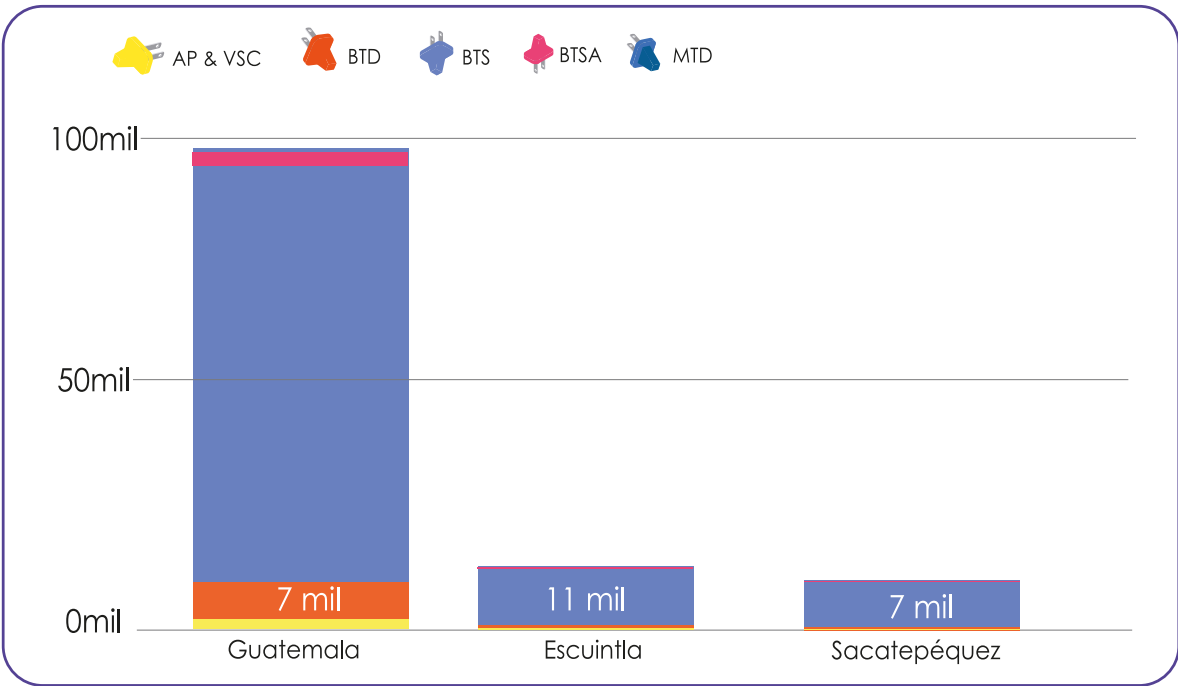


Para DEORSA es interesante considerar que dos de los departamentos con menor densidad poblacional del país (Alta Verapaz y Petén), sean el segundo y tercer departamento con mayor cantidad de usuarios para esta Distribuidora. Finalmente, las gráficas de las 3 distribuidoras corroboran el hecho que la gran proporción de usuarios del país (94%), corresponde a usuarios de Tarifa Social, es decir con consumos menores o iguales a 300 kWh al mes.

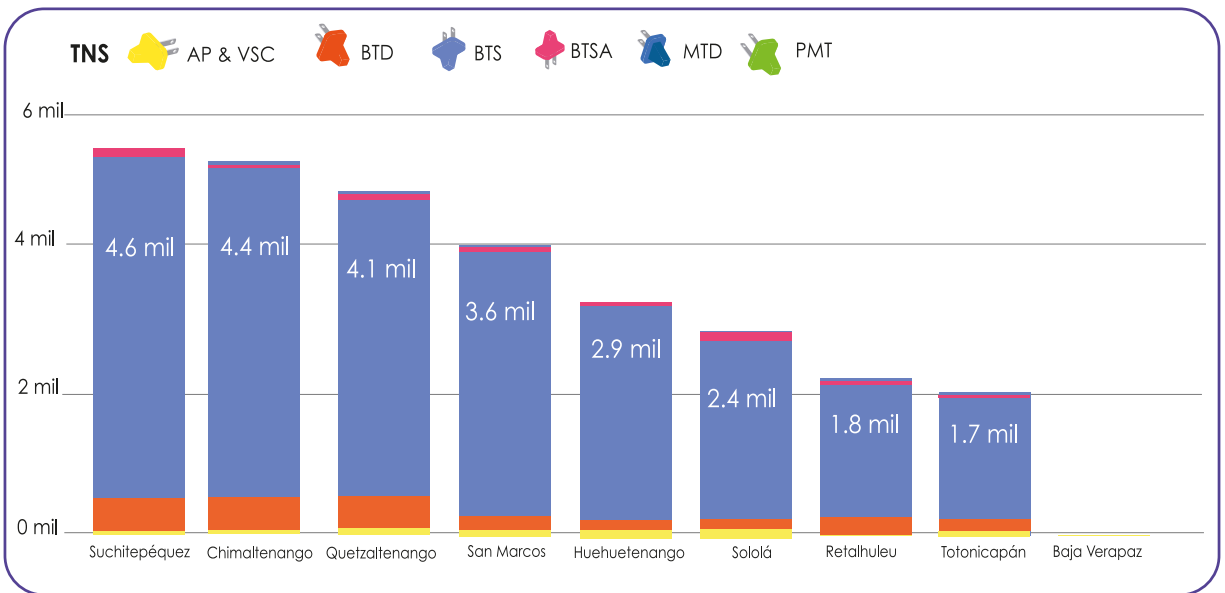


A continuación se presenta el desglose de los usuarios de TNS por departamento.

26. Usuarios por Departamento EEGSA, tarifa TNS

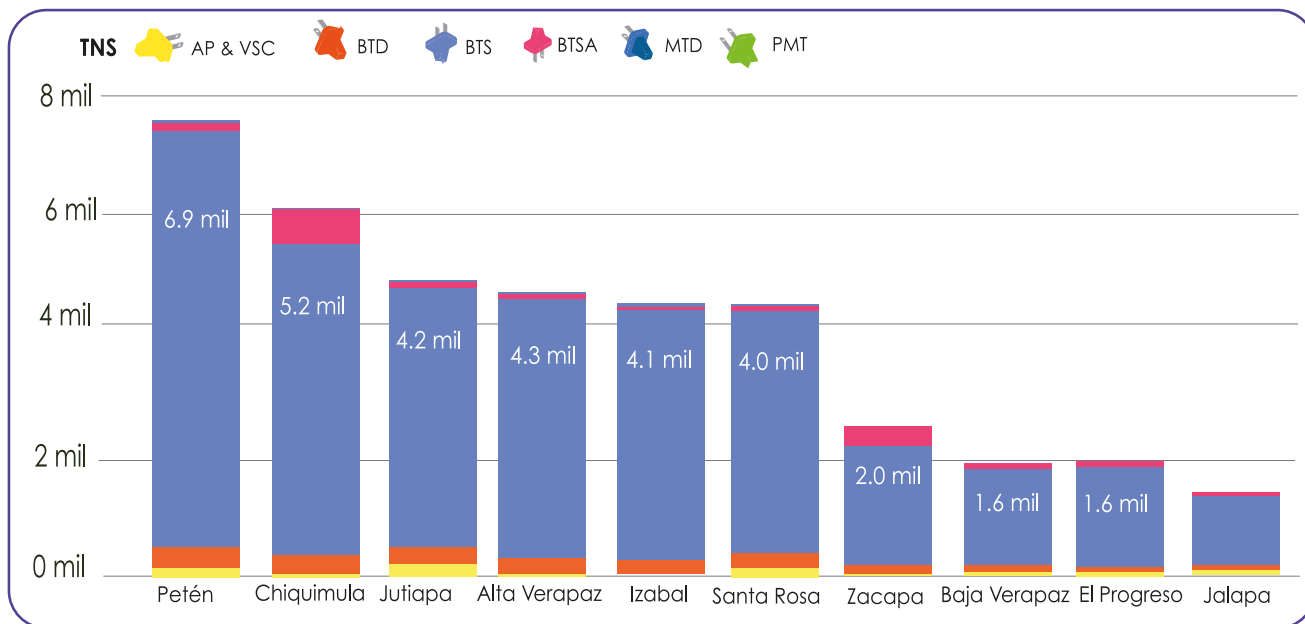


27. Usuarios por Departamento DEOCSA, tarifa TNS



28.

Usuarios por Departamento DEORSA, tarifa TNS

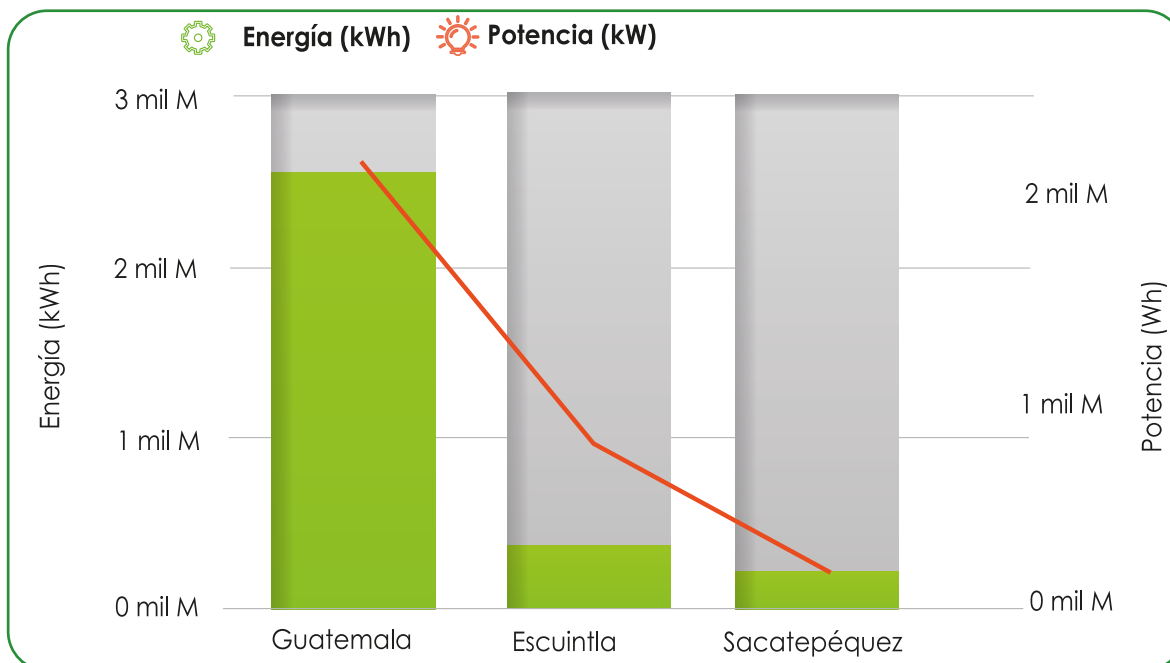


De las gráficas anteriores es posible indicar que las categorías tarifarias denominadas Tarifa No Social de manera global tienen muy poca representatividad numérica en cuanto a la cantidad de usuarios dentro del contexto global de las Distribuidoras; sin embargo, al observar a detalle estas categorías se obtienen las siguientes inferencias:

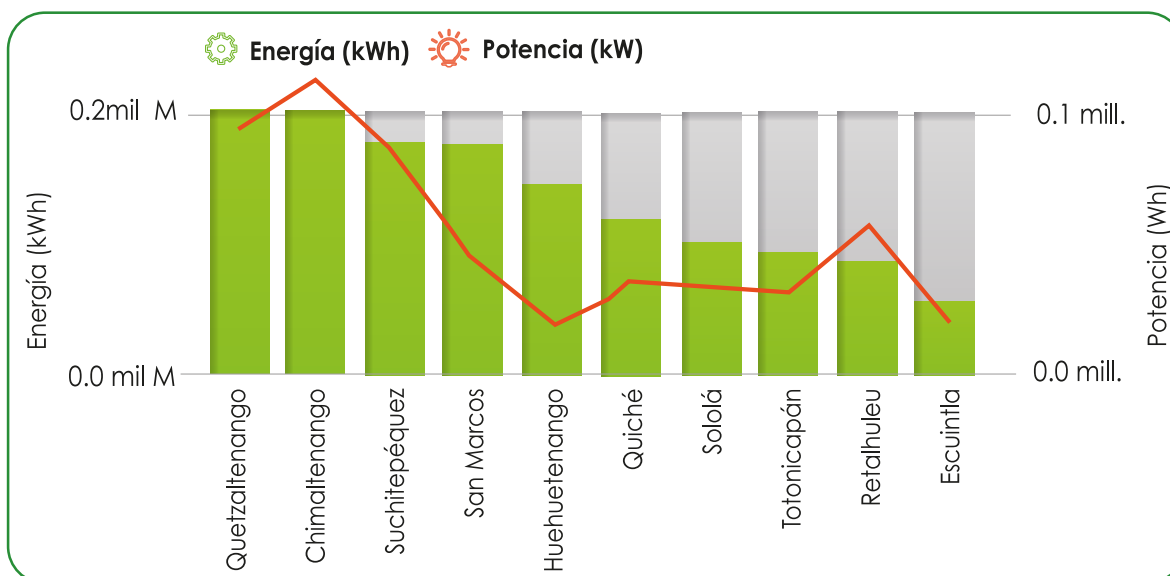
- La tarifa BTS, concentra a la mayor cantidad de usuarios.
- Le siguen en importancia las categorías de usuarios con demanda conectados en Baja Tensión (BTDP, BTDFP, BTDH, BTDA)
- Las demás categorías concentran un reducido grupo de usuarios.
- Cabe mencionar que en estas gráficas no se ha analizado aún el consumo de energía por categoría tarifaria, lo cual es objeto de análisis a continuación.

2.2. Consumo de energía y potencia año 2021

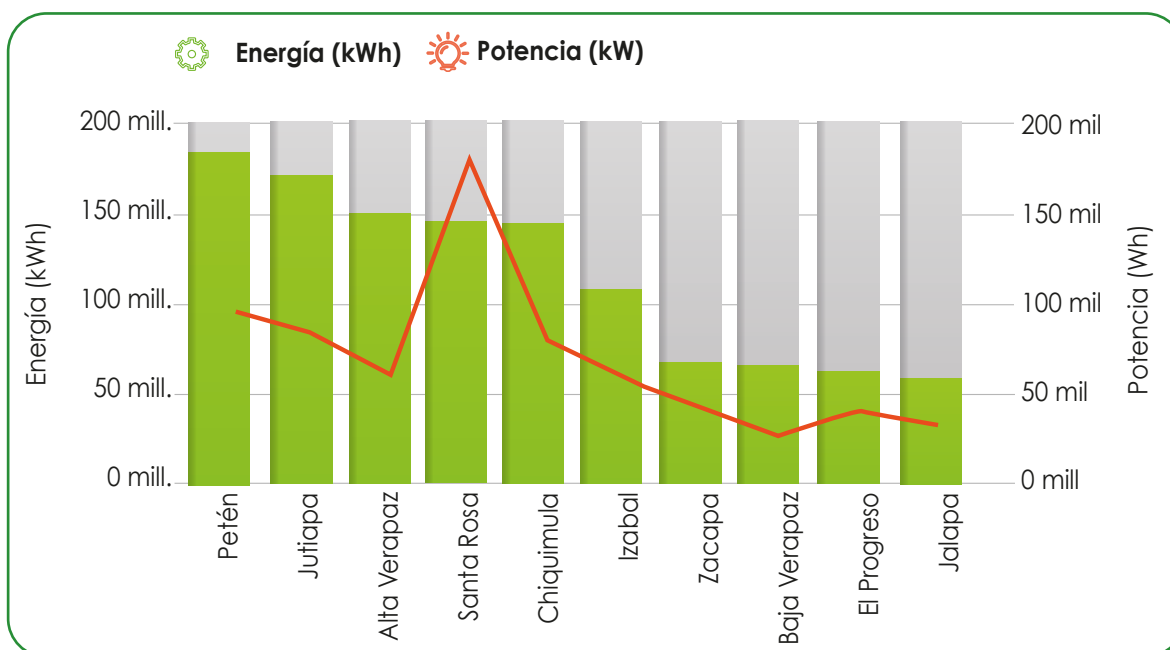
29. Consumo de Energía (kWh) y potencia máxima (kW) por Departamento, EEGSA



30. Consumo de Energía (kWh) y potencia máxima (kW) por Departamento, DEOCSA



31. Consumo de Energía (kWh) y potencia máxima (kW) por Departamento, DEORSA

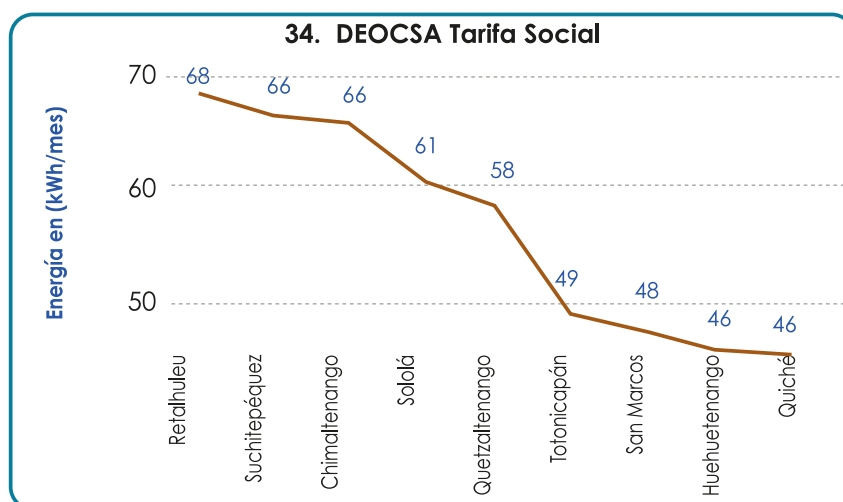
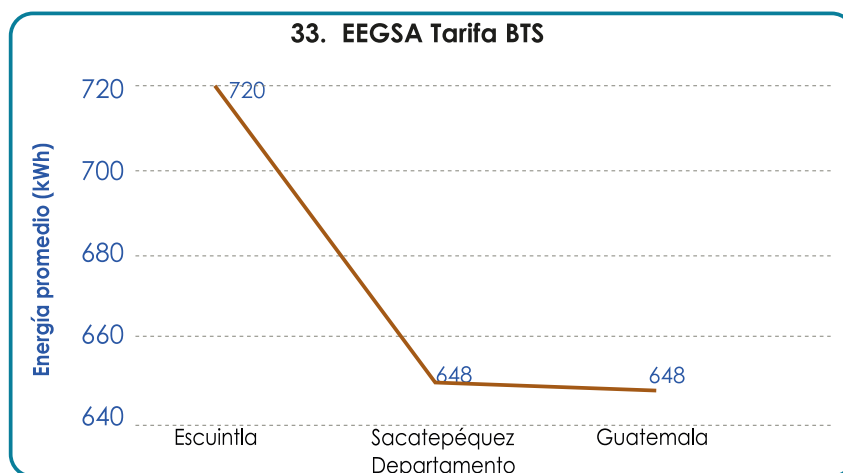
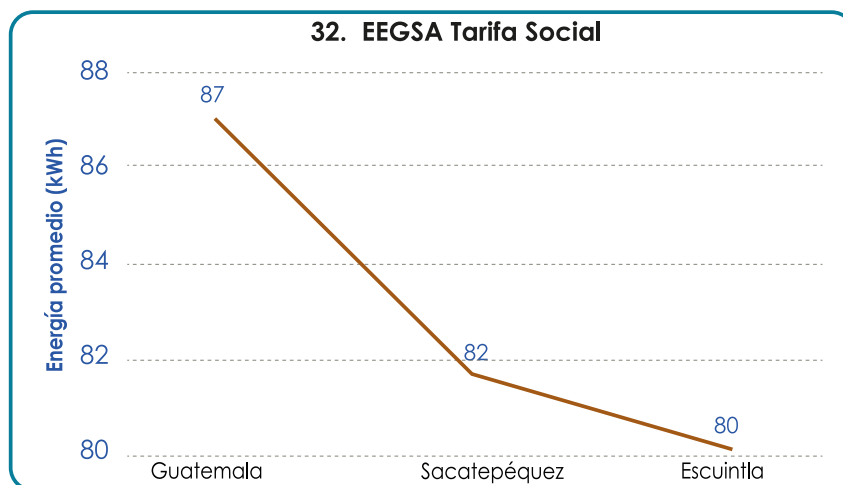


De las gráficas anteriores es posible realizar el siguiente análisis:

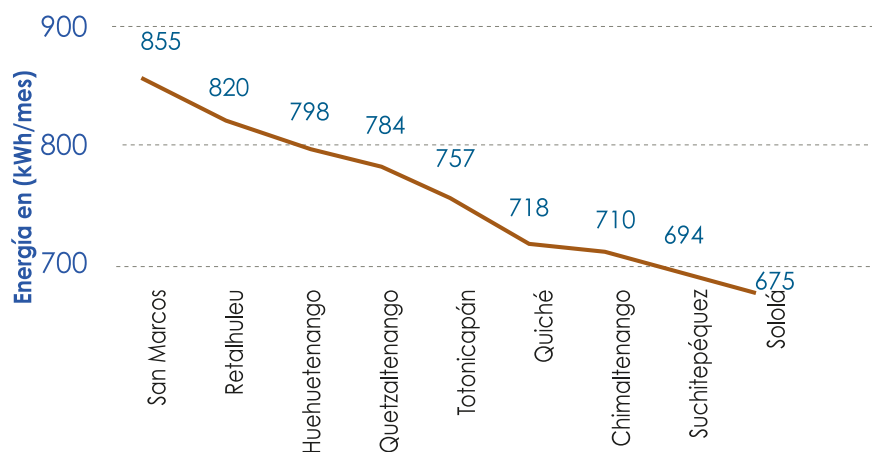
- Es evidente el nivel de concentración de demanda en el área central del país, donde la escala de consumos es bastante superior al de las áreas oriente y occidente del país.
- En la correlación de los consumos de energía y potencia es importante destacar cómo el comportamiento de la demanda de energía tiene similitud con la demanda de potencia máxima en la zona central del país; esto dado los niveles de consumos con medición de demanda (industria y comercio) que se concentran en dicha zona.
- Por otra parte, es importante destacar cómo en varios departamentos del interior esta correlación no se da (ver casos de Huehuetenango, Quiché, Sololá, Totonicapán, Jalapa), pudiendo inferirse que en dichos departamentos la escasa presencia de usuarios con medición de demanda (típico de mediana industria y comercio), se corresponde con un uso poco intensivo de la energía eléctrica y por ende un desarrollo económico menor en dichas áreas.

2.3. Consumo promedio mensual de energía y potencia por tipo de tarifa año 2021

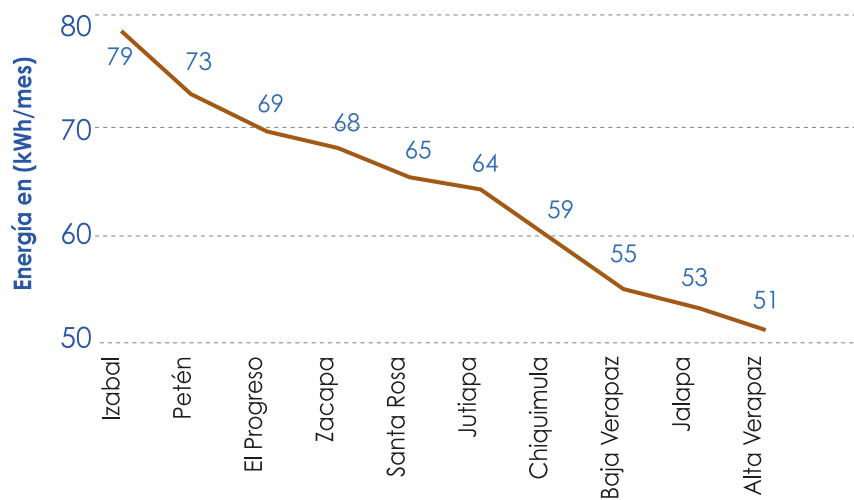
2.3.1. Consumo promedio de energía de usuarios sin medición de demanda (kWh/mes)



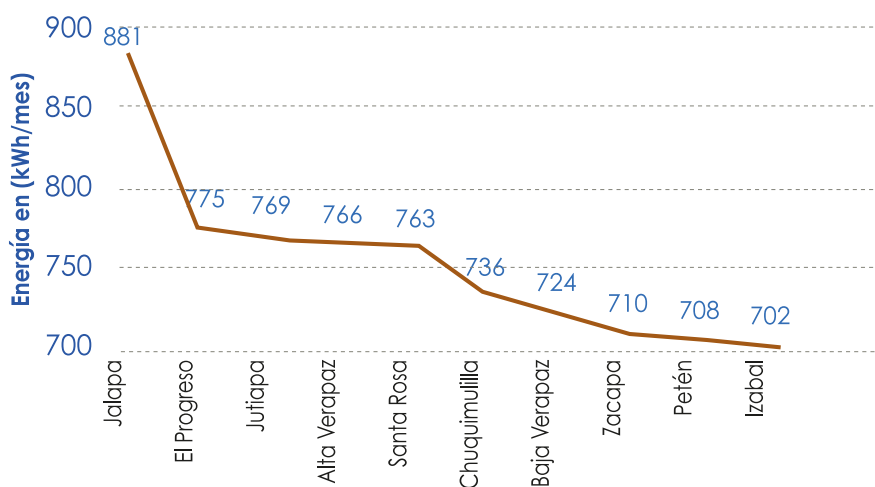
35. DEOCSA Tarifa BTS



36. DEORSA Tarifa Social

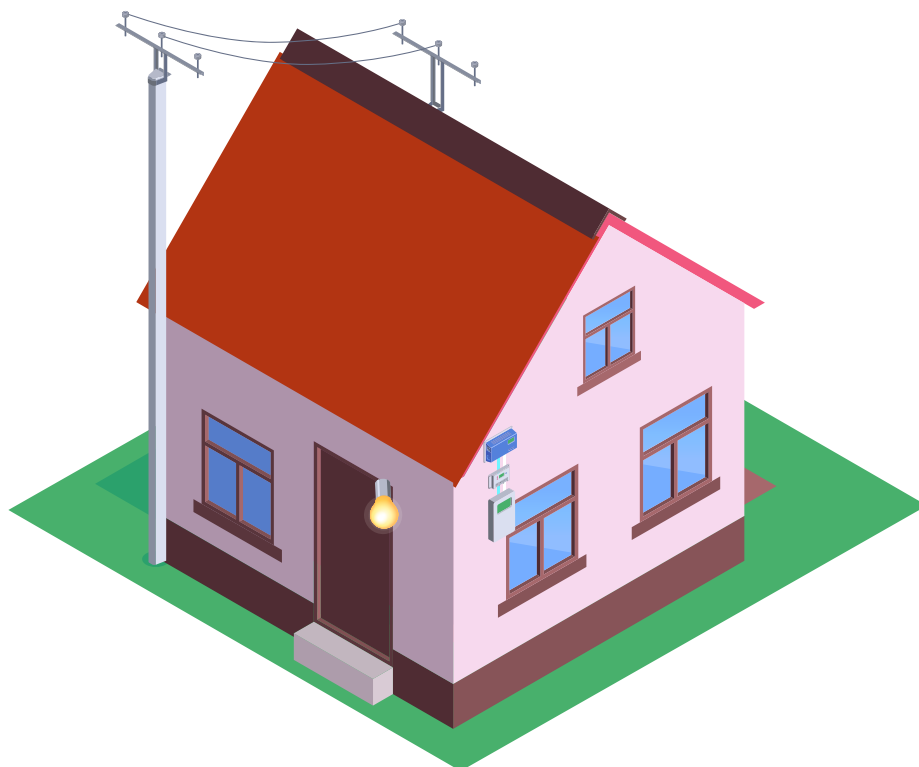


37. DEORSA Tarifa BTS

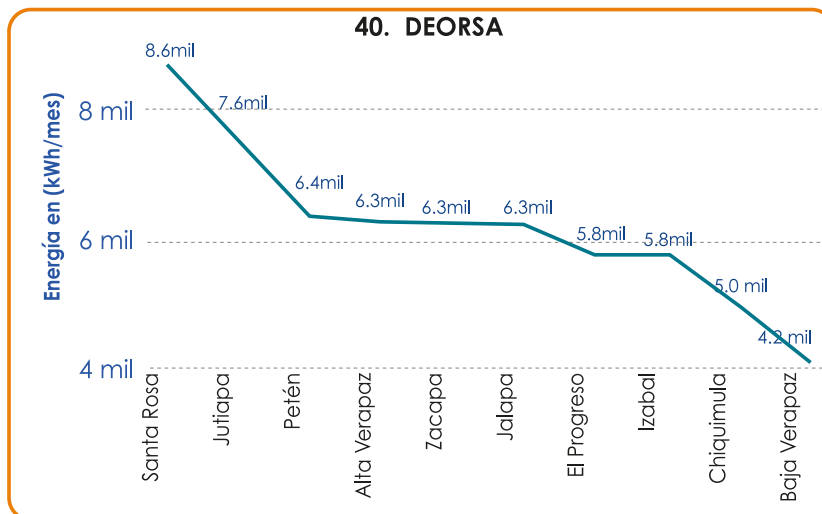
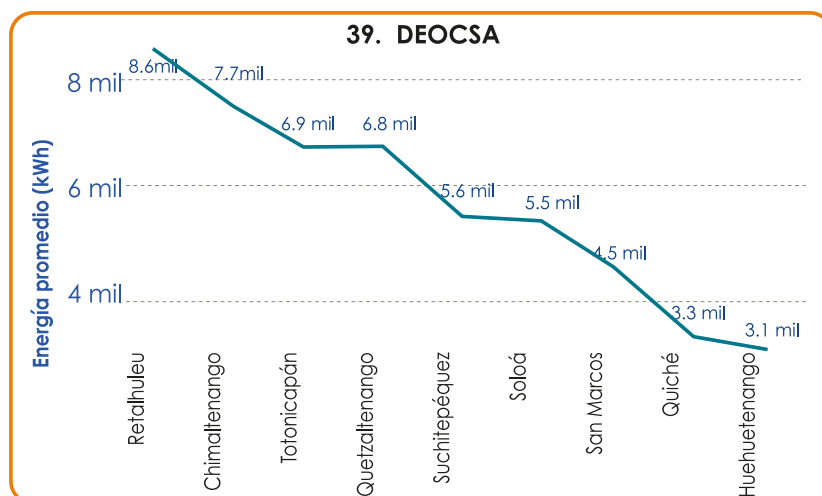
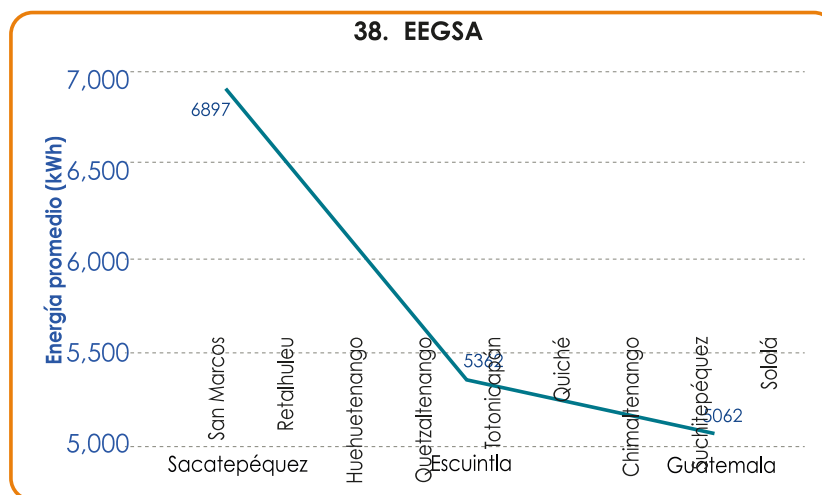


De las gráficas anteriores es posible resaltar lo siguiente:

- Con relación al consumo medio mensual de Tarifa Social, para EEGSA este valor se encuentra alrededor de 83 kWh, mientras que para DEOCSA se encuentra alrededor de 62 kWh y para DEORSA se encuentra alrededor de 64 kWh.
- Siempre con relación al consumo medio de Tarifa Social, puede inferirse que los consumos medios por departamento guardan correlación con los niveles de desarrollo económico de cada departamento y crecimiento urbano de sus comunidades.
- Para el consumo medio de los usuarios de BTS, en el caso de EEGSA el valor ronda los 672 kWh, mientras que para DEOCSA se encuentra alrededor de 757 kWh y para DEORSA se encuentra alrededor de 753 kWh. Es interesante observar cómo en las áreas rurales los usuarios de BTS tienen consumos medios más altos que en la zona central. Esto puede explicarse si se considera que los consumos de la micro-industria y comercio en el interior de la república aún pertenece al segmento de BTS, sin llegar a niveles de consumo que requieran medición de demanda.



2.3.2. Consumo medio de energía, usuarios en tarifas de Baja Tensión con Demanda (kWh/mes)



DEOCSA
EEGSA
DEORSA

De las gráficas anteriores es posible resaltar lo siguiente:



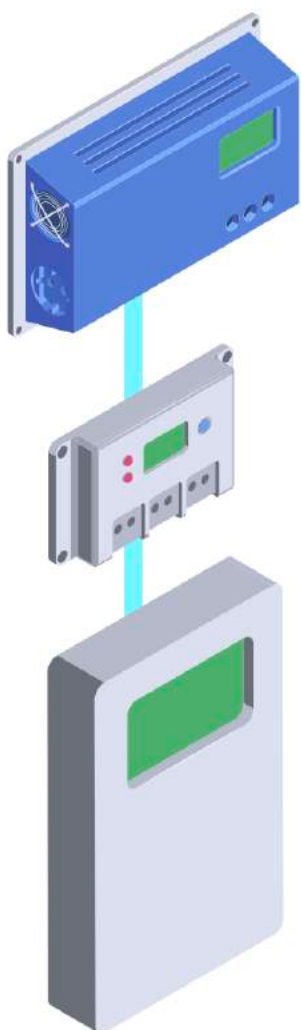
Con relación al consumo medio mensual de tarifas de Baja Tensión con Demanda, para EEGSA este valor se encuentra alrededor de 5.7 MWh mientras que para DEOCSA se encuentra alrededor de 5.6 MWh y para DEORSA se encuentra alrededor de 5.7 MWh.



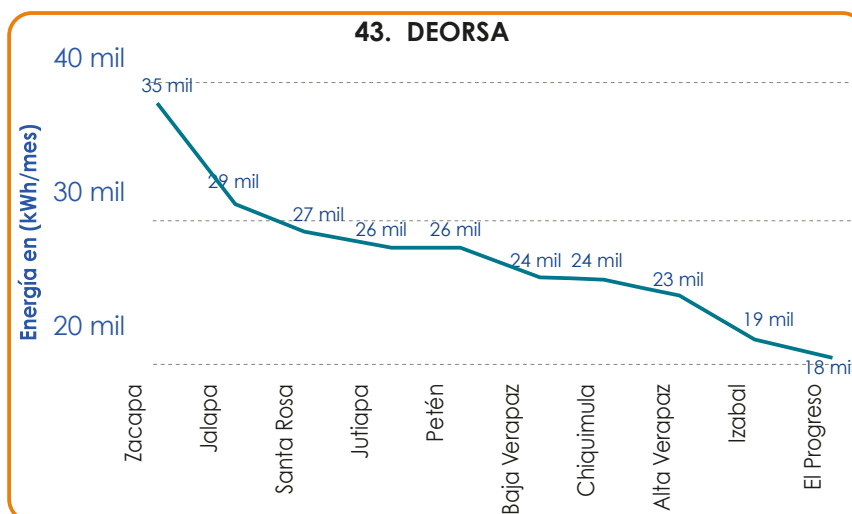
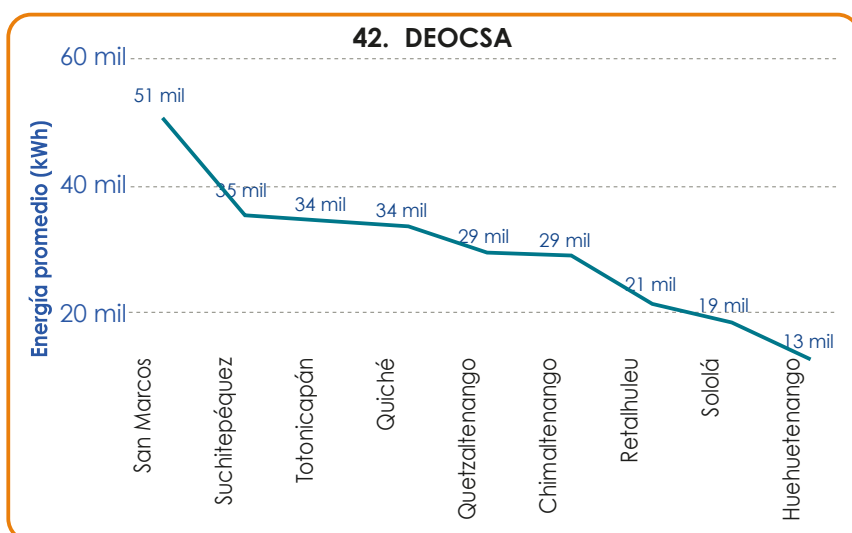
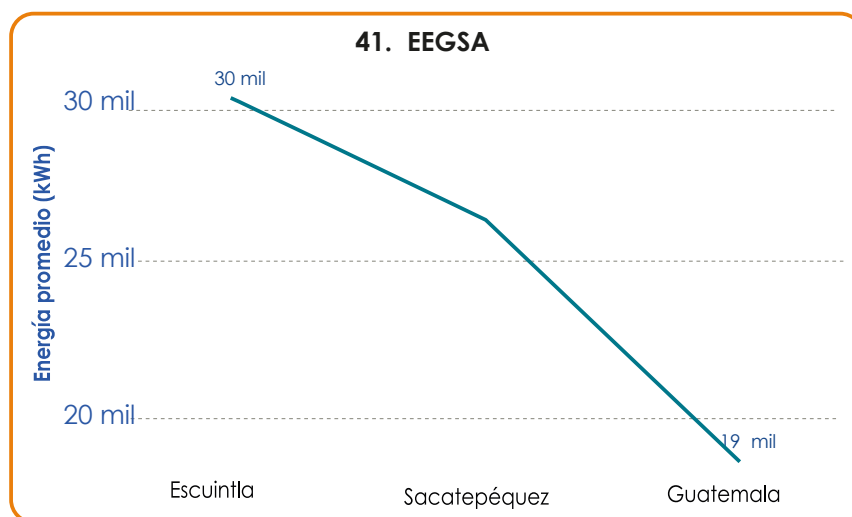
De ello se infiere que el consumo de los usuarios de la zona central es similar que en el interior de la república.



De igual forma se destaca cómo en la zona oriente los niveles de consumo de estos usuarios son mayores que en occidente, lo cual puede correlacionarse con los niveles de desarrollo económico más altos en oriente que occidente.



2.3.3. Consumo medio de energía, usuarios en tarifas de Media Tensión con Demanda (kWh/mes)



De las gráficas anteriores es posible resaltar lo siguiente:

- Con relación al consumo medio mensual de tarifas de Baja Tensión con Demanda, para EEGSA este valor se encuentra alrededor de 25 MWh, mientras que para DEOCSA se encuentra alrededor de 29 MWh y para DEORSA se encuentra alrededor de 25 MWh.
- De ello se infiere que el consumo de los usuarios de la zona central es significativamente mayor que en el interior de la república. Dado que este tipo de usuarios responde a consumos de gran industria, es comprensible que la mayor parte del consumo se concentre en la zona central del país.
- En esta línea, se observa un nivel medio de consumo más alto en occidente que en oriente para este tipo de usuario. Este fenómeno se explica si se observa que los pocos usuarios de alto consumo o gran industria en occidente concentran altos niveles de consumo mientras que en oriente este tipo de demanda está atomizada en un mayor número de usuarios, con lo cual los promedios reciben influencia de esta composición de usuarios y consumos.

2.4. Monto Facturado por consumo de energía y potencia

2.4.1. Montos facturados por Ventas de Energía y Potencia máxima 2021, EEGSA (GTQ)

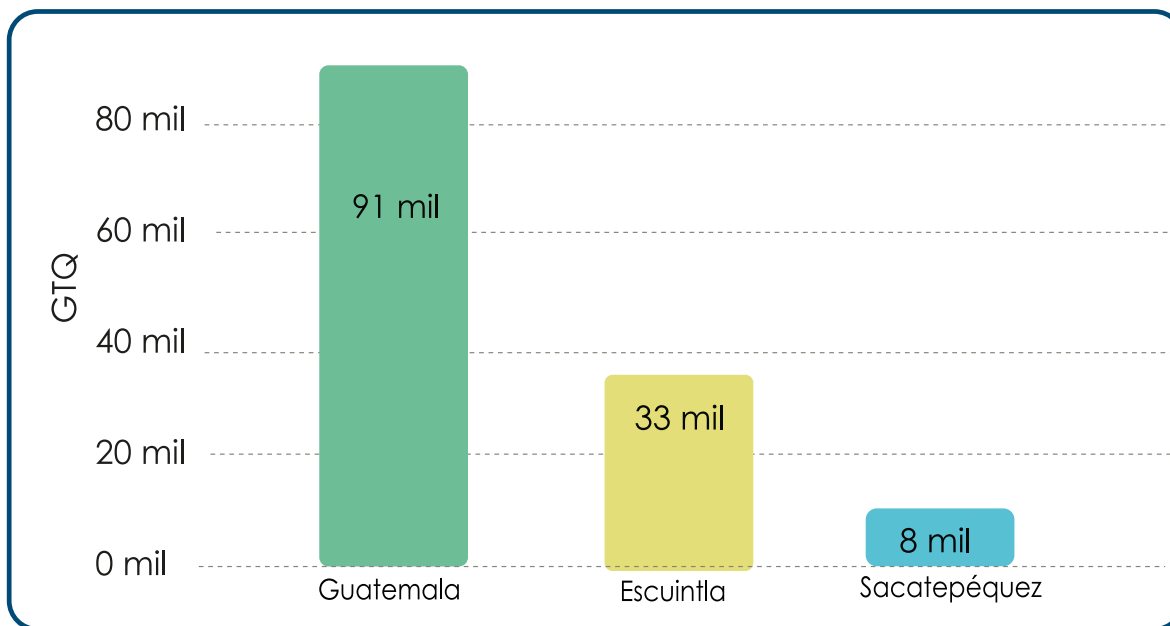
44.

Ventas de Energía [GTQ]



45.

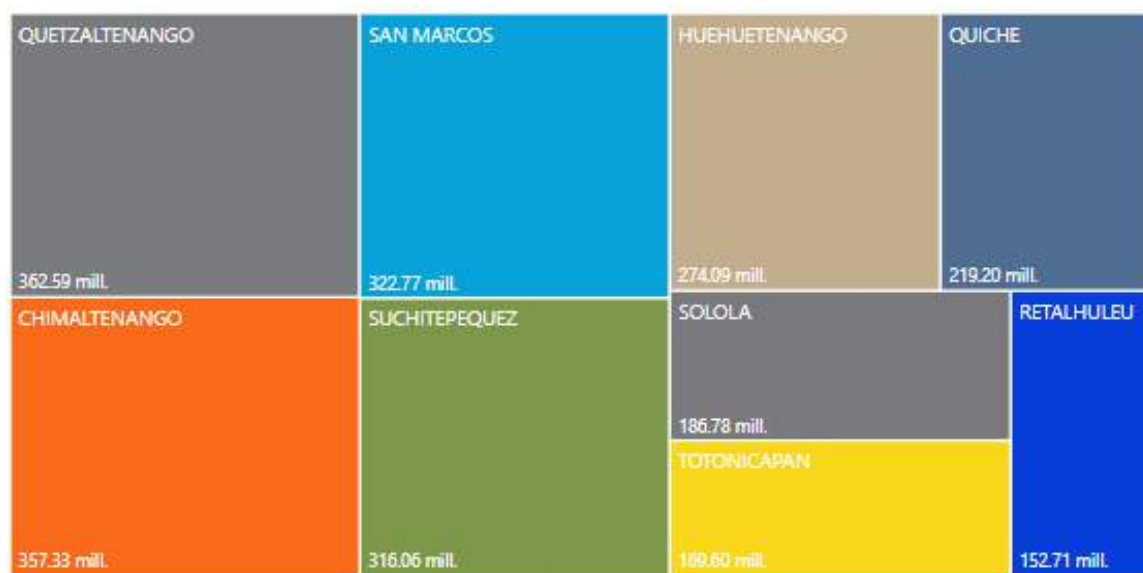
Ventas de Potencia máxima [GTQ]



2.4.2. Montos facturados por Ventas de Energía y Potencia 2021, DEOCSA (GTQ)

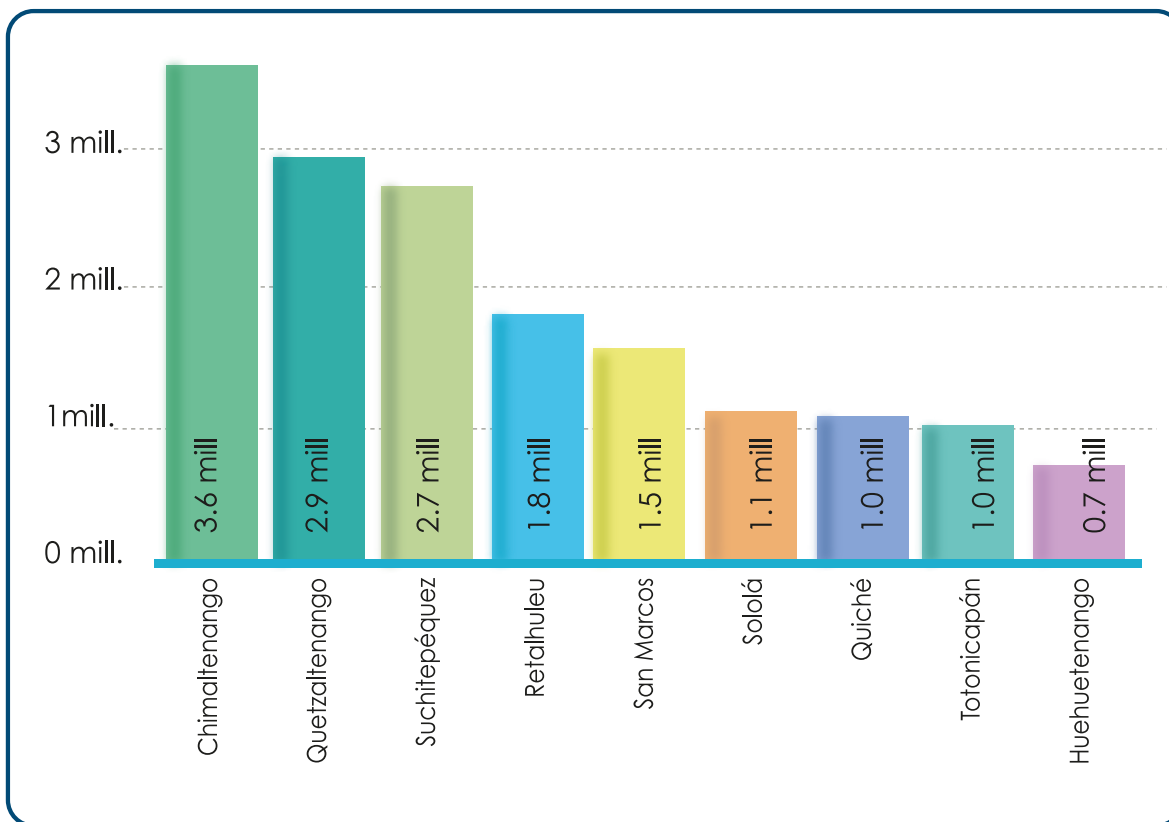
46.

Ventas de Energía [GTQ]



47.

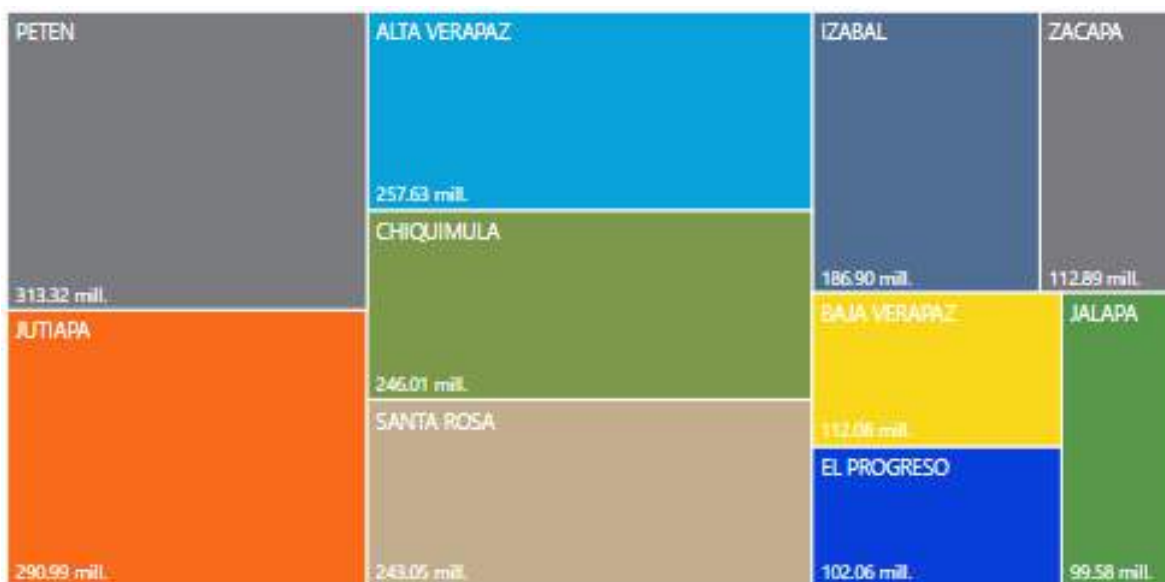
Ventas de Potencia máxima [GTQ]



2.4.3. Montos facturados por Ventas de Energía y Potencia 2021, DEORSA (GTQ)

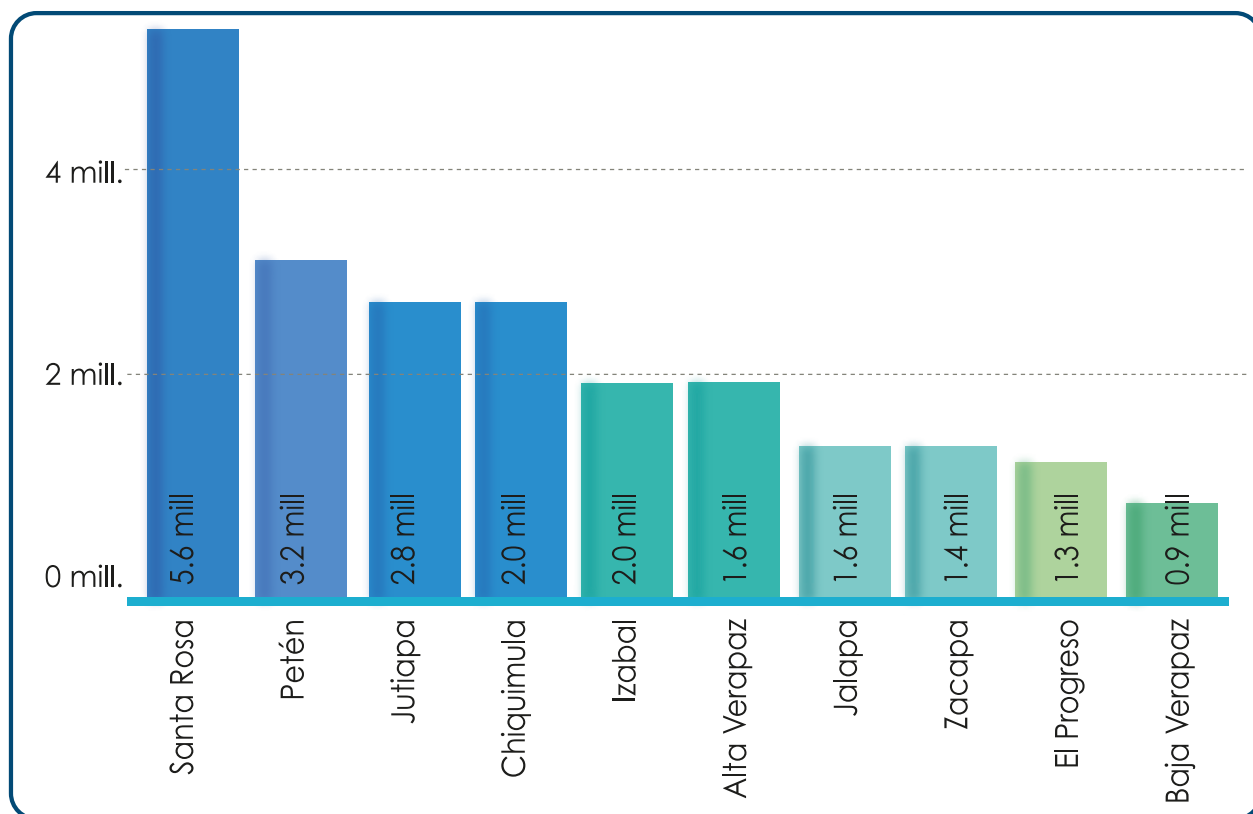
48.

Ventas de Energía [GTQ]



49.

Ventas de Potencia máxima [GTQ]



Al observar las gráficas anteriores es posible indicar que:

- Si se observan los niveles montos facturados en cada uno de dichos departamentos de las gráficas anteriores, es notoria la correlación directa con los niveles de consumo de energía y potencia por departamento expuestos en apartados anteriores.
- Adicionalmente, las gráficas observadas permiten determinar de manera inmediata los departamentos donde las Distribuidoras tienen sus niveles de recaudación mas altos y más bajos.

3. Aporte INDE

En este punto es necesario distinguir entre la Tarifa Social y el denominado Aporte INDE a la Tarifa Social. Mientras **la Tarifa Social es una tarifa** calculada y emitida por la CNEE con base en la metodología técnica establecida en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y la Ley de Tarifa Social (en principio es más baja que la Tarifa No Social), **el Aporte INDE es un subsidio** adicional que el Instituto

Nacional de Electrificación otorga a los usuarios que ya están siendo beneficiados por la Tarifa Social, teniendo como única condicionante para los usuarios el cumplimiento de los requisitos definidos por el INDE y se mantengan dentro de los rangos de consumo que dicho ente defina para el otorgamiento del aporte.

Para ello, el INDE eroga los fondos requeridos para la realización del descuento directo a la facturación de los usuarios, reduciendo así el precio de la factura que estos pagan. Dicho descuento ha sido financiado con recursos propios del INDE y en los últimos años se han incluido fondos en el Presupuesto General de la Nación para dicho fin. Por otra parte, aunque la CNEE no tiene obligación legal de supervisar el otorgamiento de subsidios, se brinda apoyo interinstitucional al INDE revisando las bases de datos de facturación de las Distribuidoras, verificando la aplicación de los criterios definidos por el INDE para el otorgamiento del Aporte.

Para efectos de la aplicación de este descuento, el INDE determina y notifica mensualmente a las Distribuidoras los criterios que deben aplicar para otorgar el beneficio a los usuarios. Así, el descuento se aplica de manera escalonada de acuerdo a rangos de consumo de los usuarios y la aplicación de este Aporte INDE a la Tarifa Social. El aporte INDE se ha focalizado en los siguientes rangos de consumo, cuyos montos descritos están circunscritos a tarifas límite, previamente establecidas 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. Las tarifas se circunscriben a una tarifa límite definida previamente por el INDE:



	Rangos de Aporte Social INDE	
Mes	1 a 60 kWh	61 a 88 kWh
Enero 2021	Q0.50	Q0.8311
Febrero 2021	Q0.50	Q0.8311
Marzo 2021	Q0.50	Q0.8311
Abril 2021	Q0.50	Q0.8311
Mayo 2021	Q0.50	Q0.8311
Junio 2021	Q0.50	Q0.8311
Julio 2021	Q0.50	Q0.8311
Agosto 2021	Q0.50	Q0.8311
Septiembre 2021	Q0.50	Q0.8311
Octubre 2021	Q0.50	Q0.8311
Noviembre 2021	Q0.50	Q0.8702
Diciembre 2021	Q0.50	Q0.8702

A continuación se presenta para cada distribuidora el detalle de Aporte INDE y la cantidad mensual promedio de usuarios beneficiados con dicho aporte, distribuido por departamento en su área de cobertura:

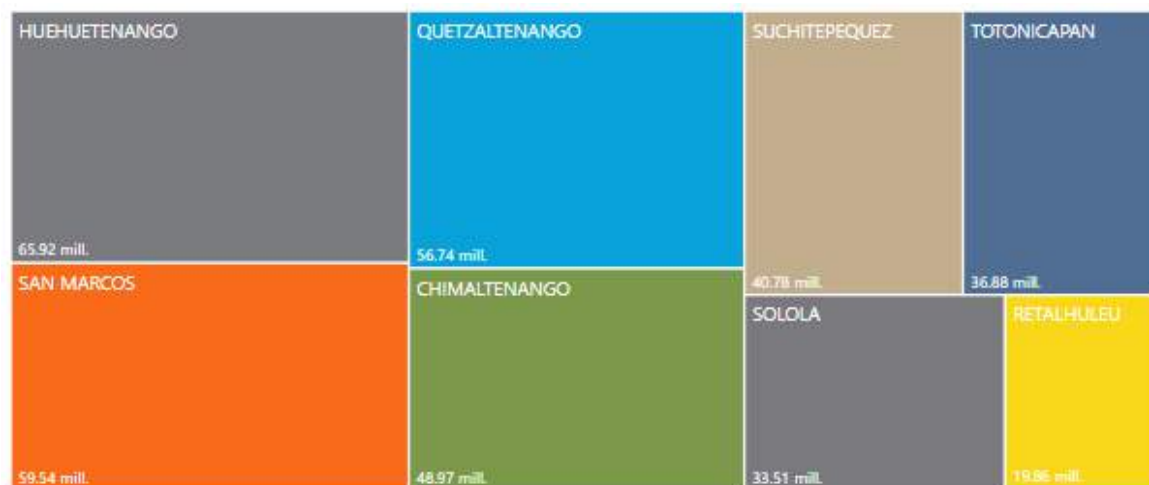
3.1. Monto Total de Aporte Social INDE en el 2021 por departamento en MQ

50. Aporte EEGSA [MQ]



51.

Aporte DEOCSA [MQ]



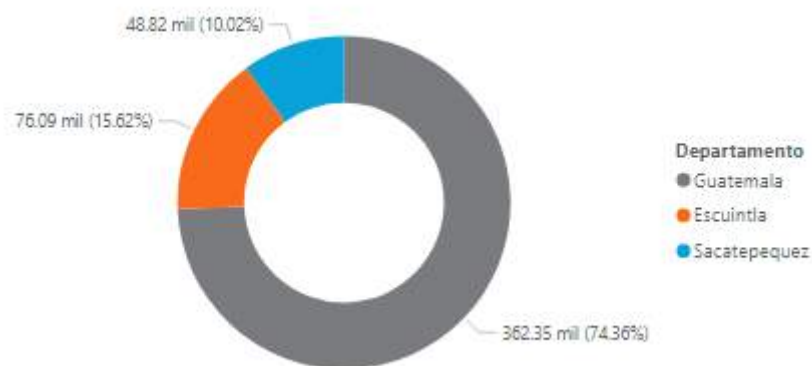
52.

Aporte DEORSA [MQ]

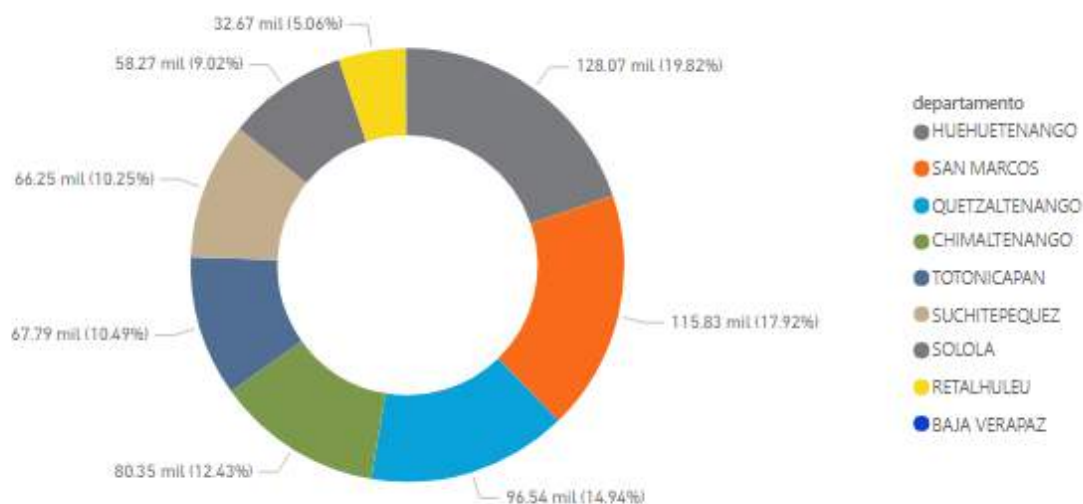


3.2. Usuarios Beneficiados por el Aporte Social INDE

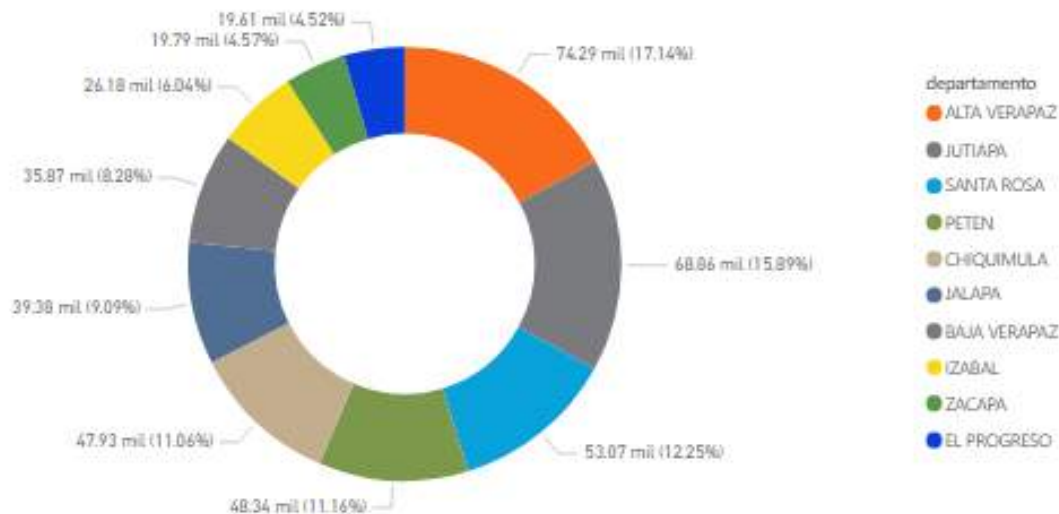
53. Usuarios beneficiados durante 2021 con Aporte INDE, EEGSA



54. Usuarios beneficiados durante 2021 con Aporte INDE, DEOCSA



55. Usuarios beneficiados durante 2021 con Aporte INDE, DEORSA



Con base en los juegos de gráficas expuestos anteriormente (montos de aporte y usuarios beneficiados por distribuidora y departamento), es posible comentar lo siguiente:

- Es evidente la correlación que existe entre la cantidad de usuarios y los montos de aporte otorgados frente a la composición de usuarios por departamento que se expuso en apartados anteriores.
- Es decir que aquellos departamentos donde el consumo promedio es bajo, existe predominancia de usuarios dentro del rango de Tarifa Social y los usuarios en categorías tarifarias con medición de demanda son escasos, es donde se eroga la mayor cantidad de aporte y se beneficia la mayor cantidad de usuarios con dicho aporte.
- Lo anterior se corrobora al observar cómo DEOCSA es la distribuidora con la mayor cantidad de aporte y usuarios beneficiados y de igual forma, esta Distribuidora cuenta con la mayor concentración de usuarios con bajos consumos y la mayoría de departamentos con niveles de demanda de potencia más bajo.

4. Tasa Municipal de Alumbrado Público

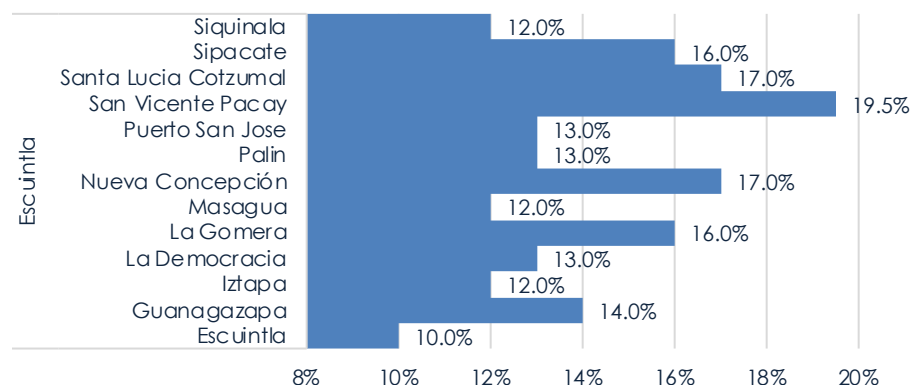
A continuación se exponen algunos conceptos importantes sobre el tema:

- La Tasa de Alumbrado Público es el cobro que las Municipalidades realizan a sus vecinos por el servicio de Alumbrado Público como un servicio municipal (similar al agua potable, alcantarillado, extracción de basura, etc.) y el monto o cantidad a cobrar a los vecinos lo determinan las Municipalidades a través de su Concejo Municipal.
- Los montos que generalmente las municipalidades incluyen en esta tasa son: Costo de la energía de alumbrado público que la Distribuidora le cobra al precio establecido por CNEE, facturación del consumo de energía de bombes de agua potable, consumo de energía de edificios municipales, remanentes, etc.
- La metodología de cobro a los vecinos también es definida por el Concejo Municipal pudiendo ser esta a través de un monto fijo, un monto escalonado, un porcentaje sobre la facturación, métodos mixtos, etc., siendo el medio para realizar el cobro al usuario generalmente la factura de electricidad que llega a cada hogar.

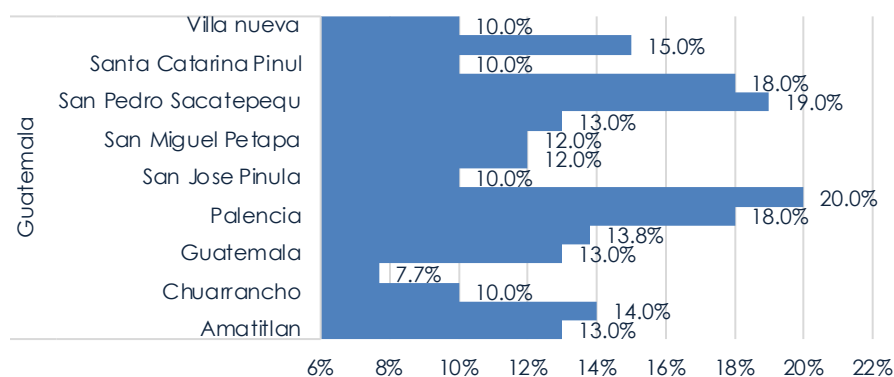
4.1. Tasas Municipales de Alumbrado Público a nivel República

4.1.1. Zona Central EEGSA

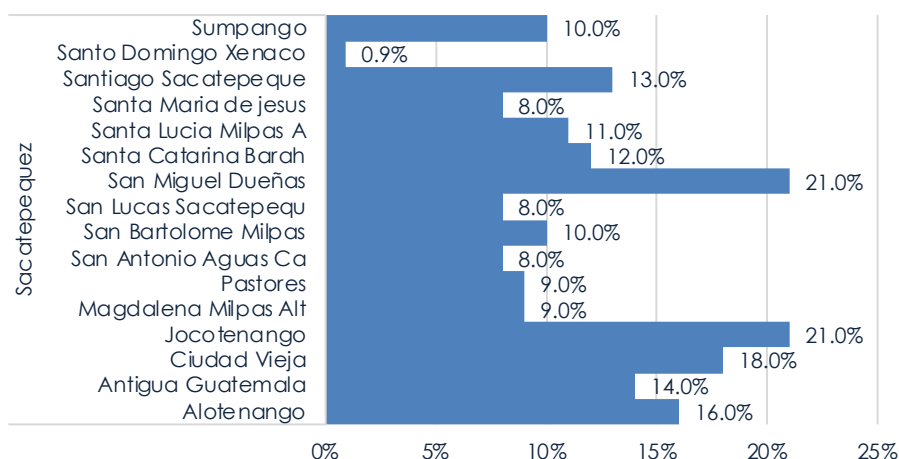
56. Tasas porcentuales de AP para el departamento de Escuintla



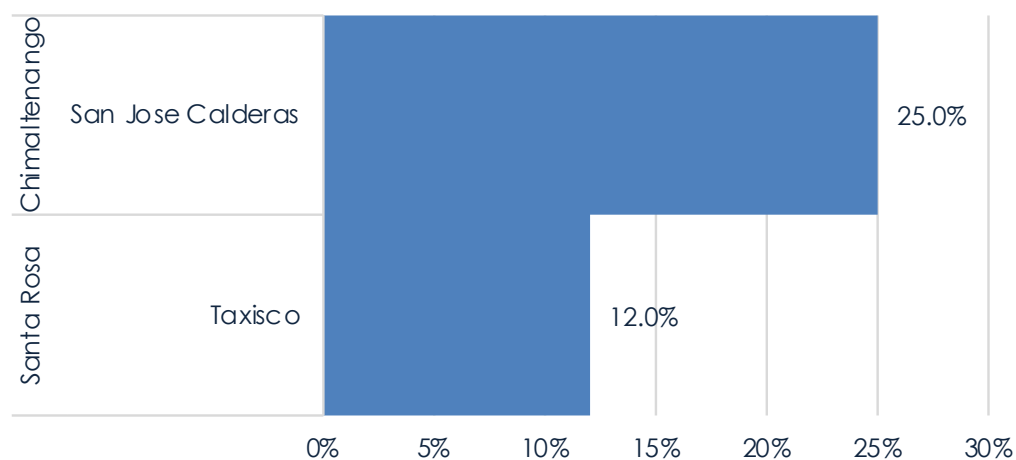
57. Tasas porcentuales de AP para el departamento de Guatemala



58. Tasas porcentuales de AP para el departamento de Sacatepéquez

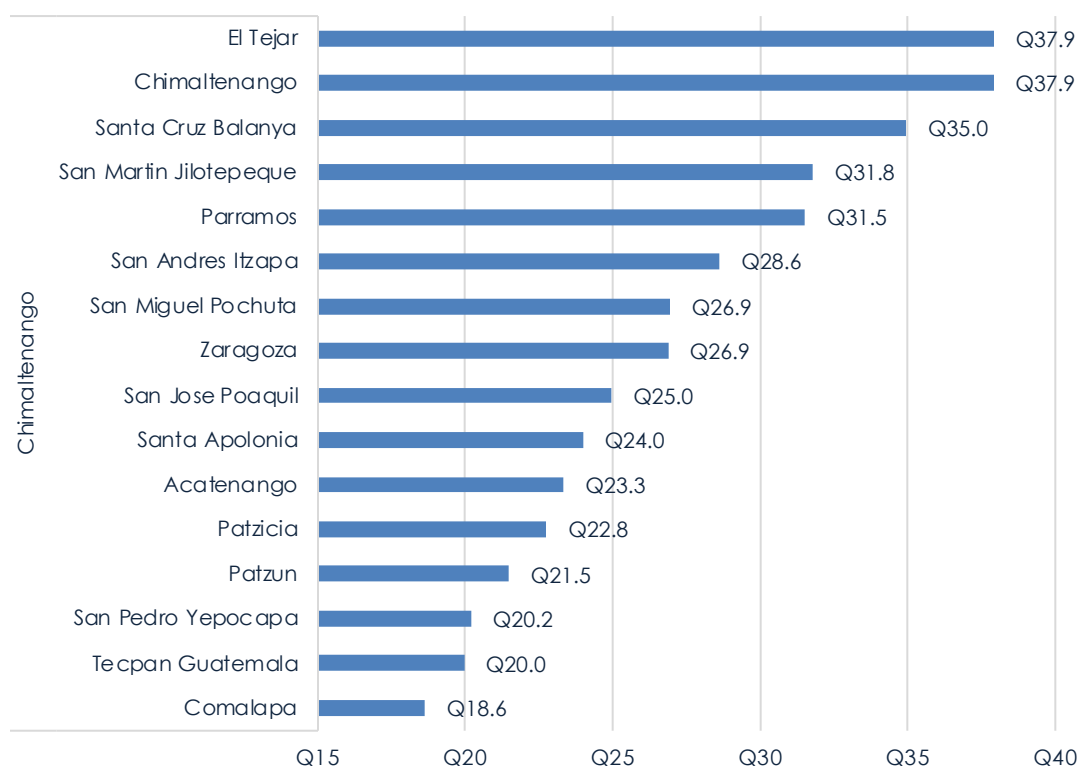


59. Tasas porcentuales de AP para los departamentos de Chimaltenango y Santa Rosa

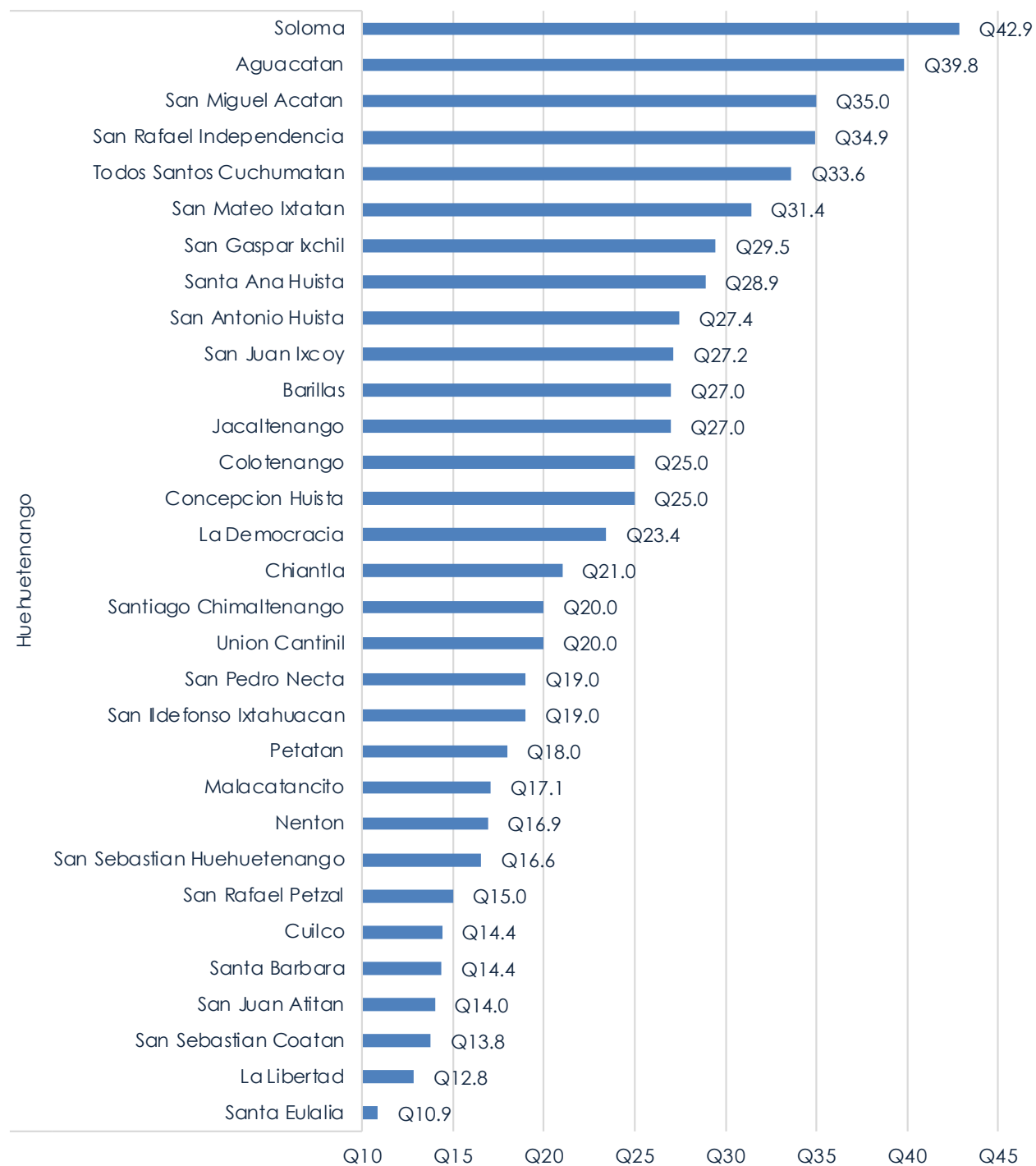


4.1.2. Zona Occidente, DEOCSA

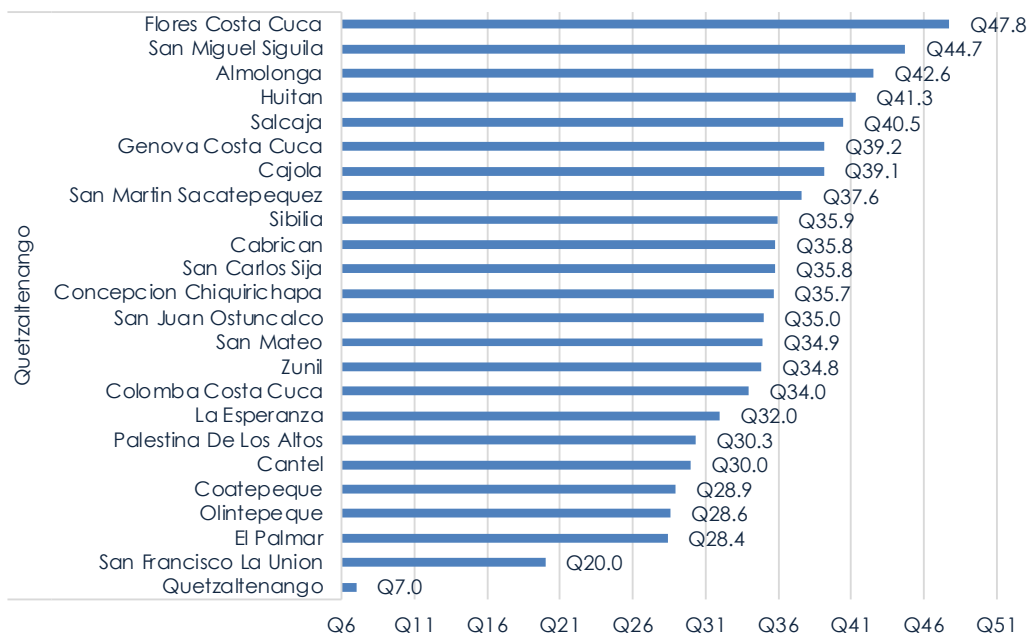
60. Tasas promedios de AP para el departamento de Chimaltenango



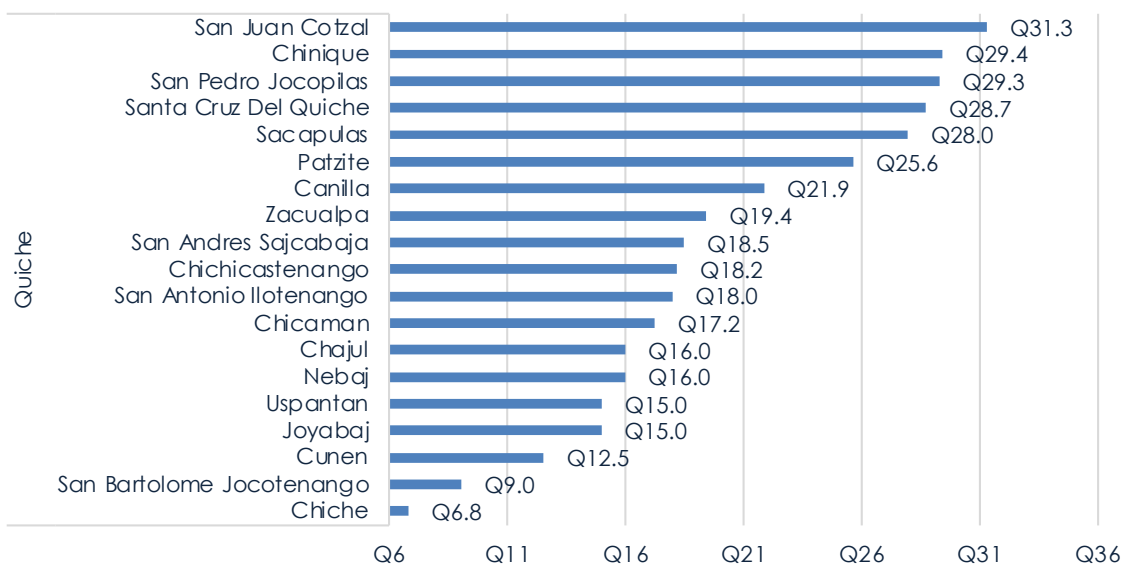
61. Tasas promedios de AP para el departamento de Huehuetenango



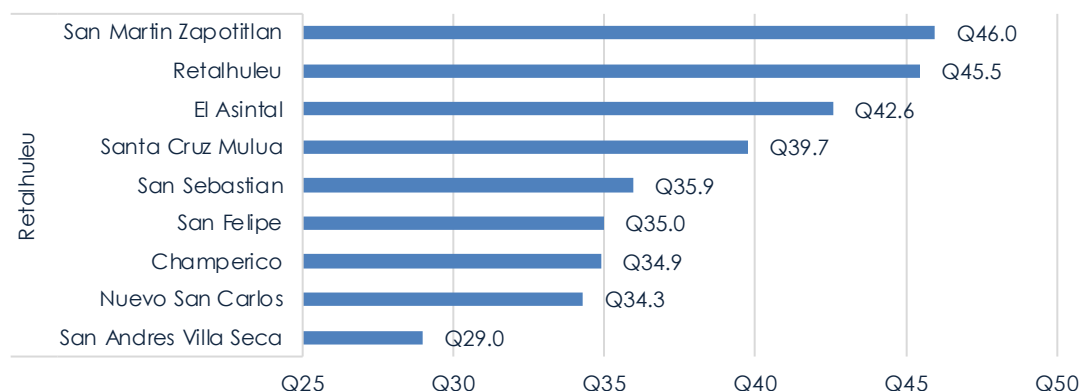
62. Tasa promedios de AP para el departamento de Quetzaltenango



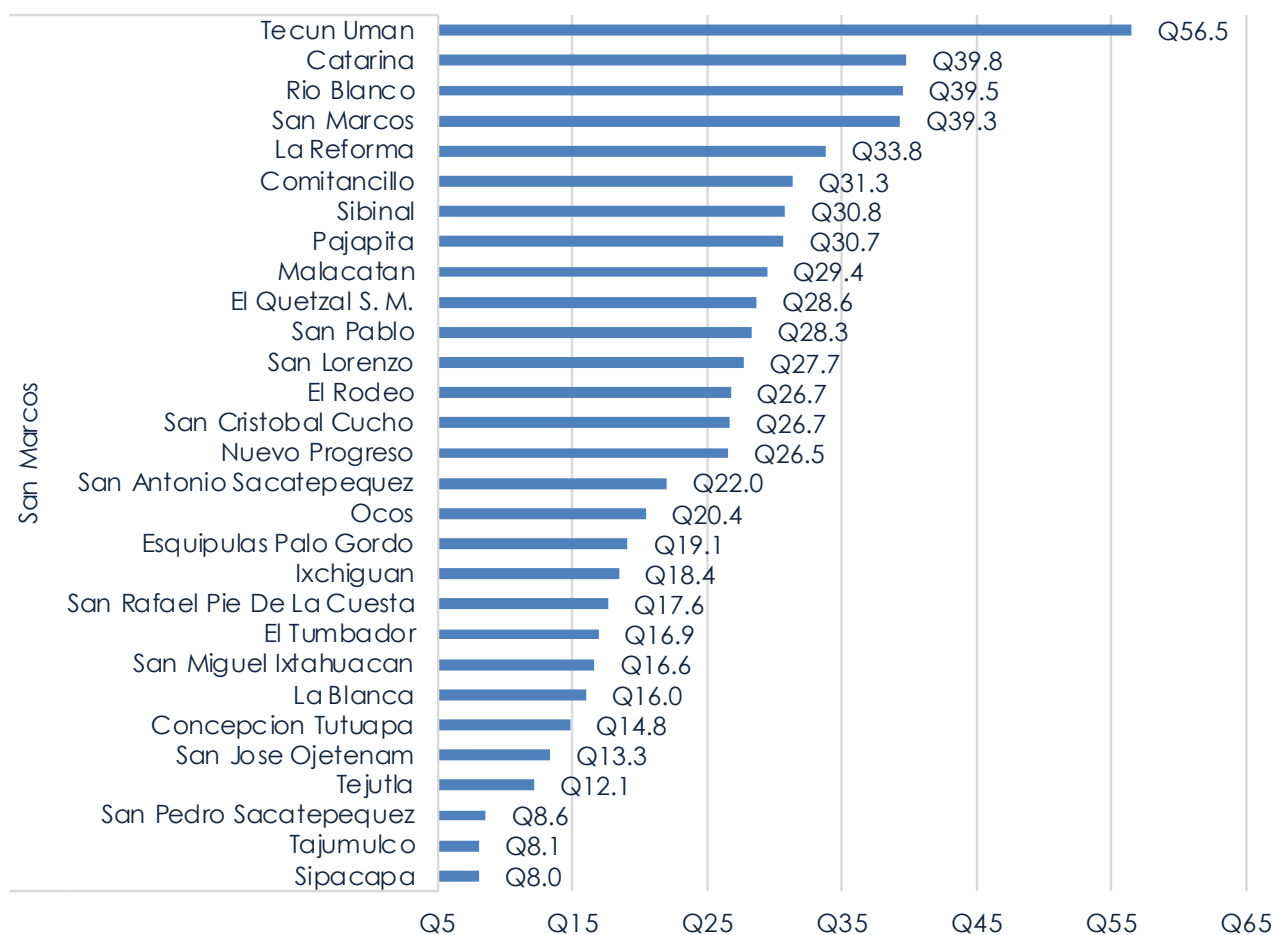
63. Tasas promedios de AP para el departamento de Quiché



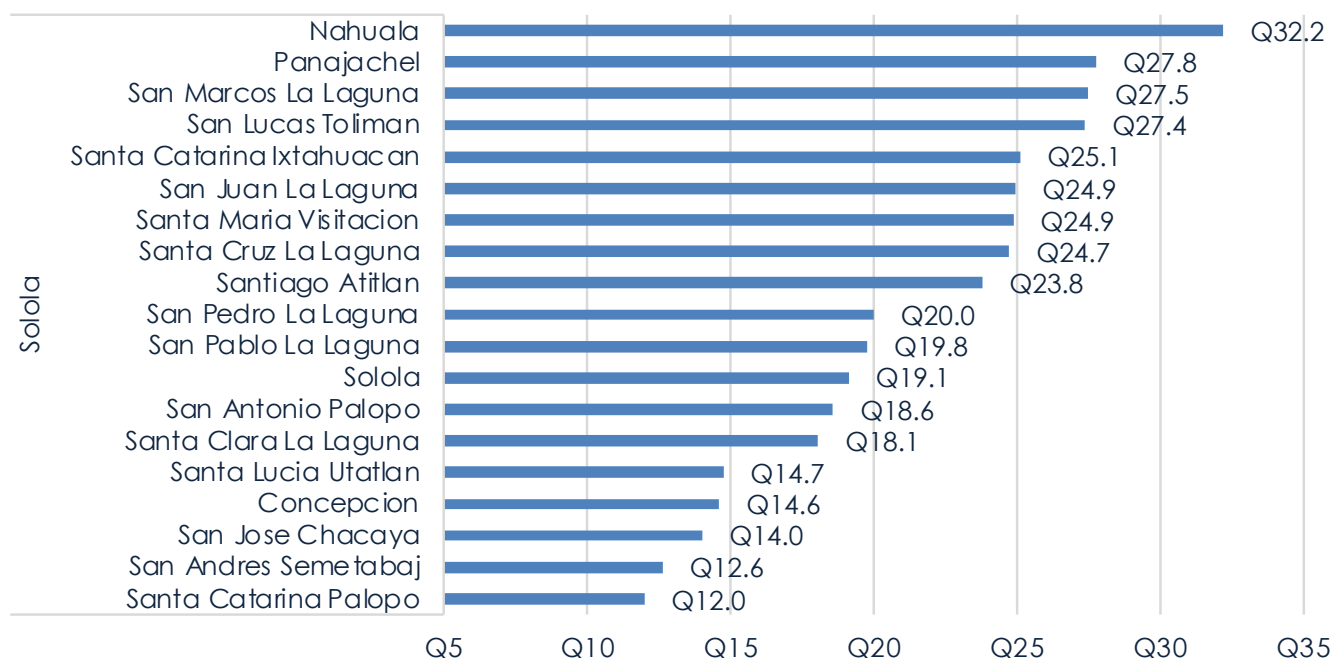
64. Tasas promedios de AP para el departamento de Retalhuleu



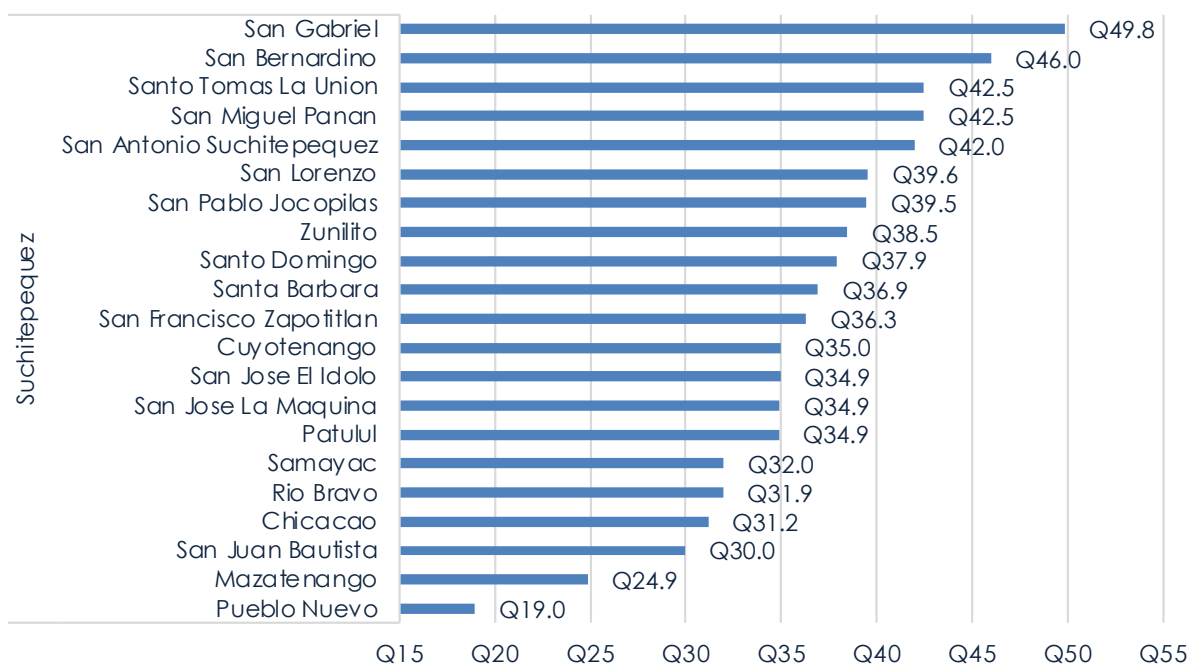
65. Tasas promedios de AP para el departamento de San Marcos



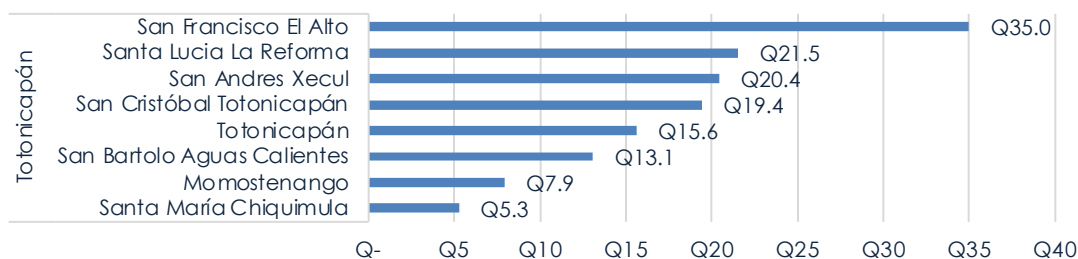
66.

Tasas promedios de AP para el departamento de Sololá

67.

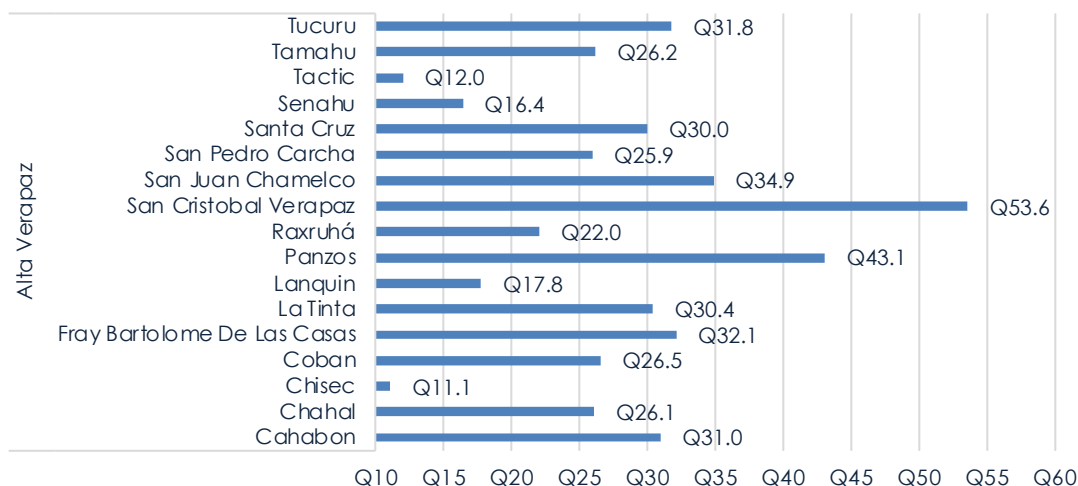
Tasas promedios de AP para el departamento de Suchitepéquez

68. Tasas promedios de AP para el departamento de Totonicapán

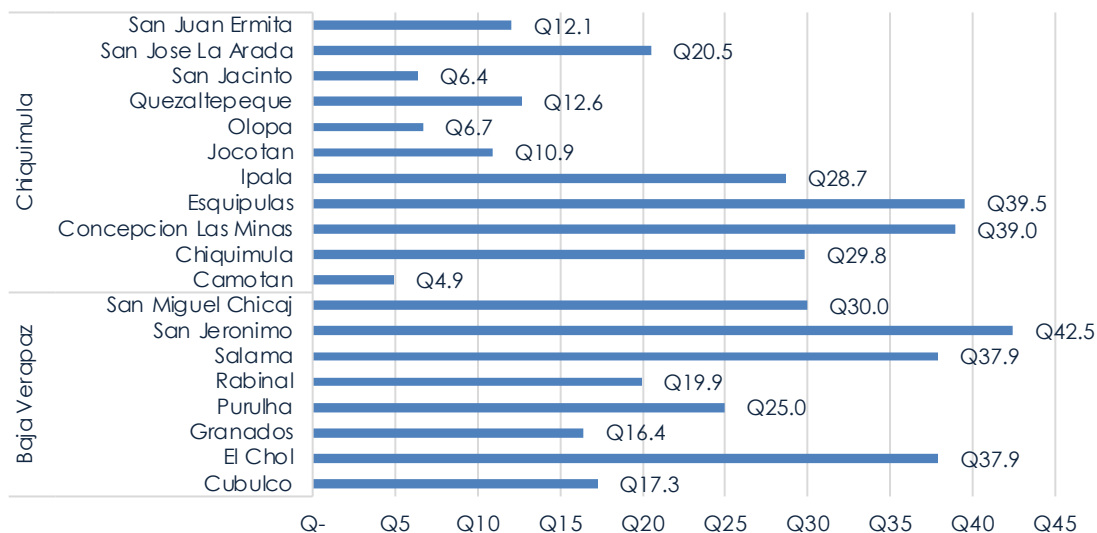


4.1.3. Zona Oriente, DEORSA

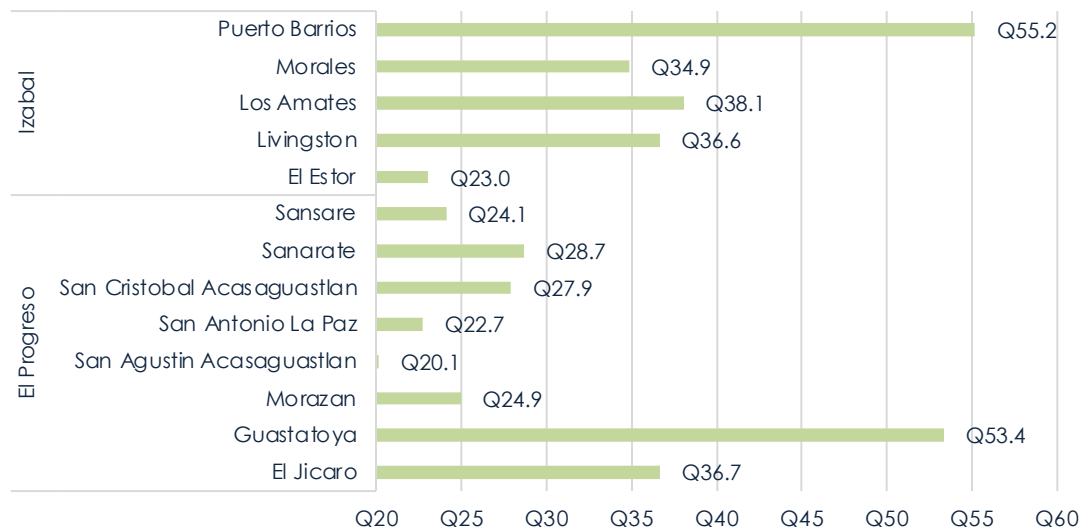
69. Tasas promedios de AP para el departamento de Alta Verapaz



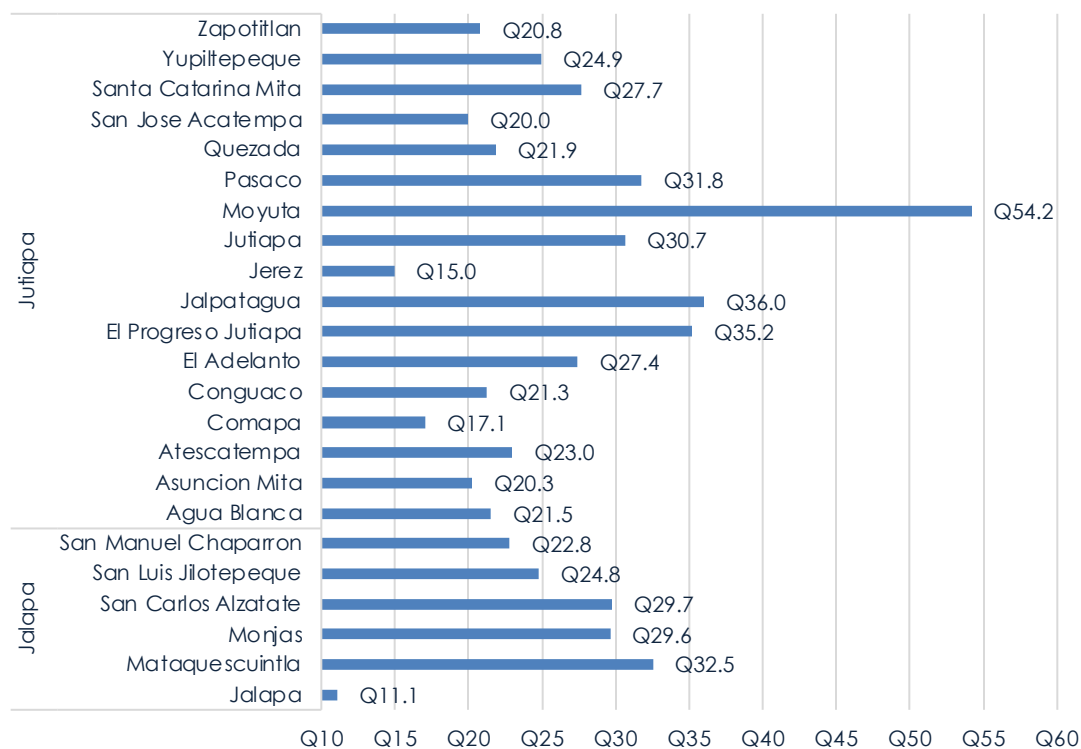
70. Tasas promedios de AP para los departamentos de Chiquimula y Baja Verapaz



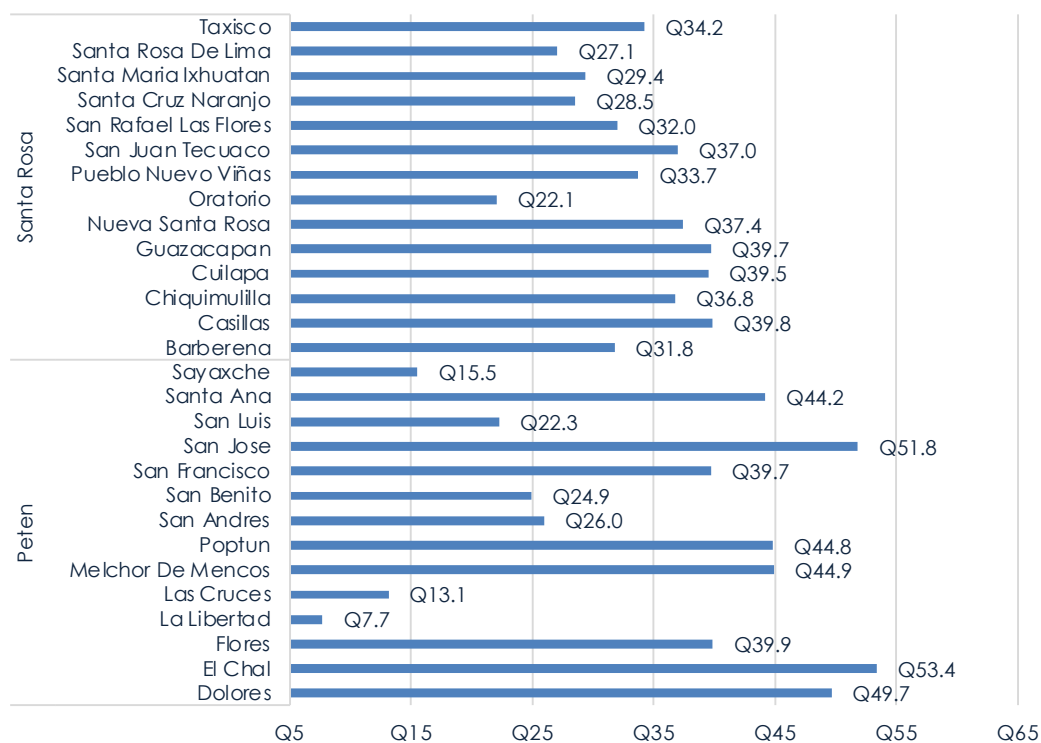
71. Tasas promedios de AP para los departamentos de Izabal y El Progreso



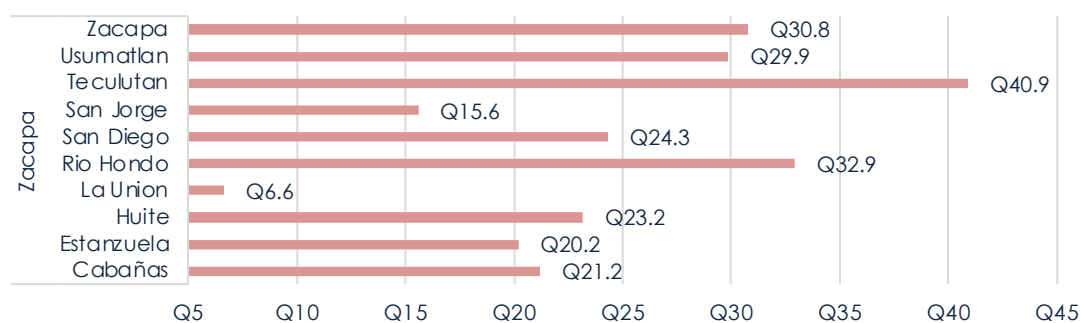
72. Tasas promedios de AP para los departamentos de Jutiapa y Jalapa



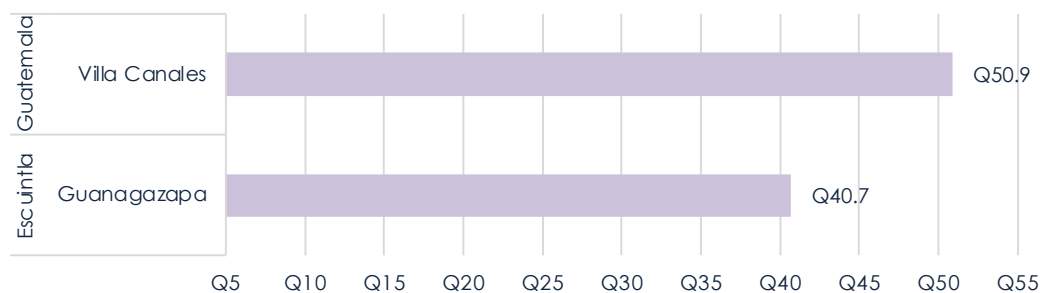
73. Tasas promedios de AP para los departamentos de Santa Rosa y Petén



74. Tasas promedios de AP para los departamentos de Santa Rosa y Petén



75. Tasas promedios de AP para los departamentos de Guatemala y Escuintla



De las anteriores gráficas es posible resaltar lo siguiente:

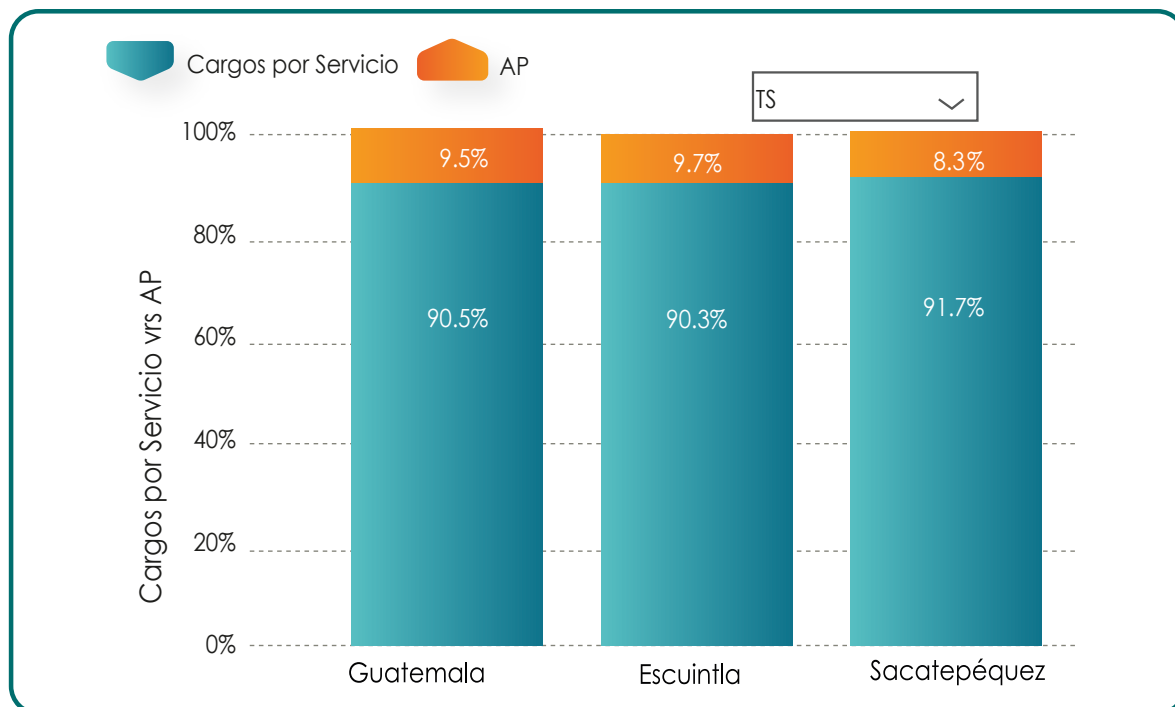
- La existencia de metodologías diversas para el cálculo de esta Tasa de Alumbrado Público origina contrastes entre los valores que se cobran por este concepto en las áreas de cobertura de las Distribuidoras.
- En las municipalidades del área de cobertura de DEOCSA y DEORSA donde la metodología principal es un monto fijo, los valores promedio son Q 26.70 y Q 28.73 respectivamente.
- Las Tasas más altas se observan en la región oriente del país donde los municipios de Puerto Barrios (Q55.19), Moyuta (Q51.20) y San Cristóbal Verapaz (Q53.59) tienen las tasas más altas del país.

4.2. Participación del cobro de AP en la facturación de los usuarios

Para medir el impacto del cobro de la Tasa de Alumbrado Público (que constituye un servicio municipal diferenciado del servicio de energía propiamente dicho) dentro de la facturación del usuario se muestran las siguientes gráficas, donde se ha escogido mostrar el peso de dicho cobro sobre la facturación de usuarios de Tarifa Social (94 % de usuarios del país).

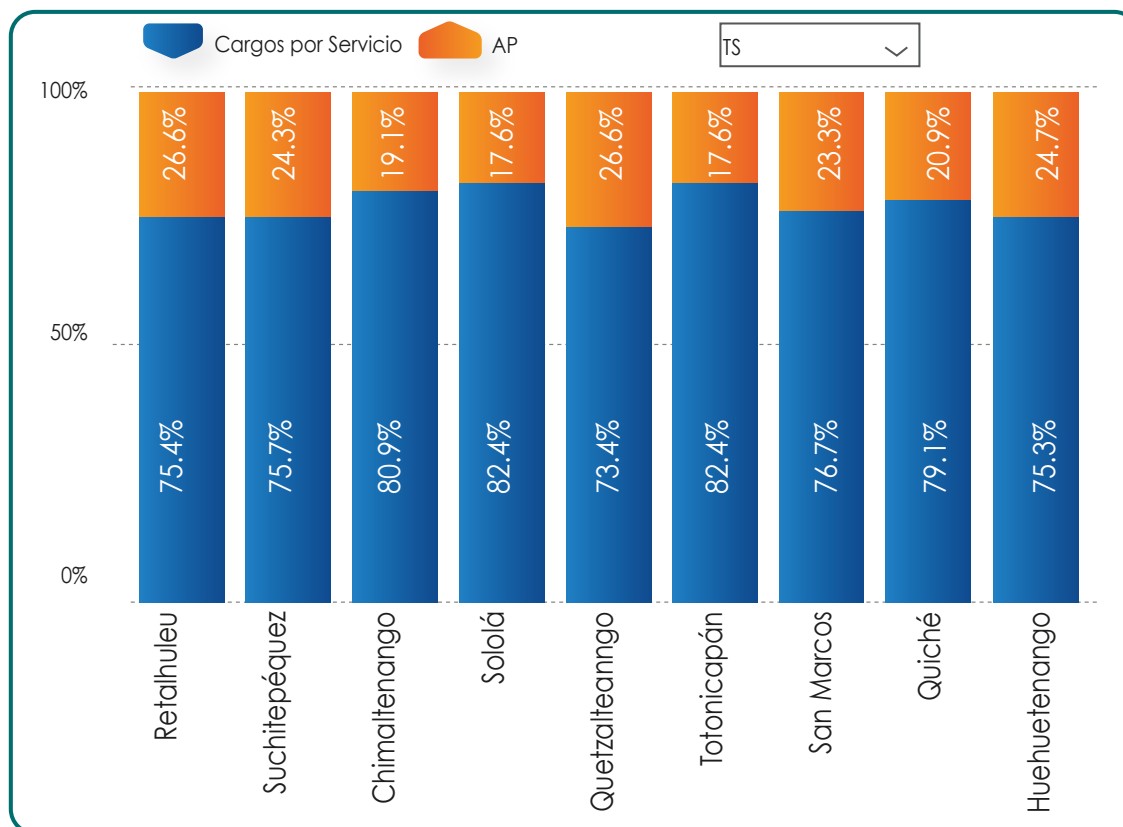
76.

Zona Central EEGSA



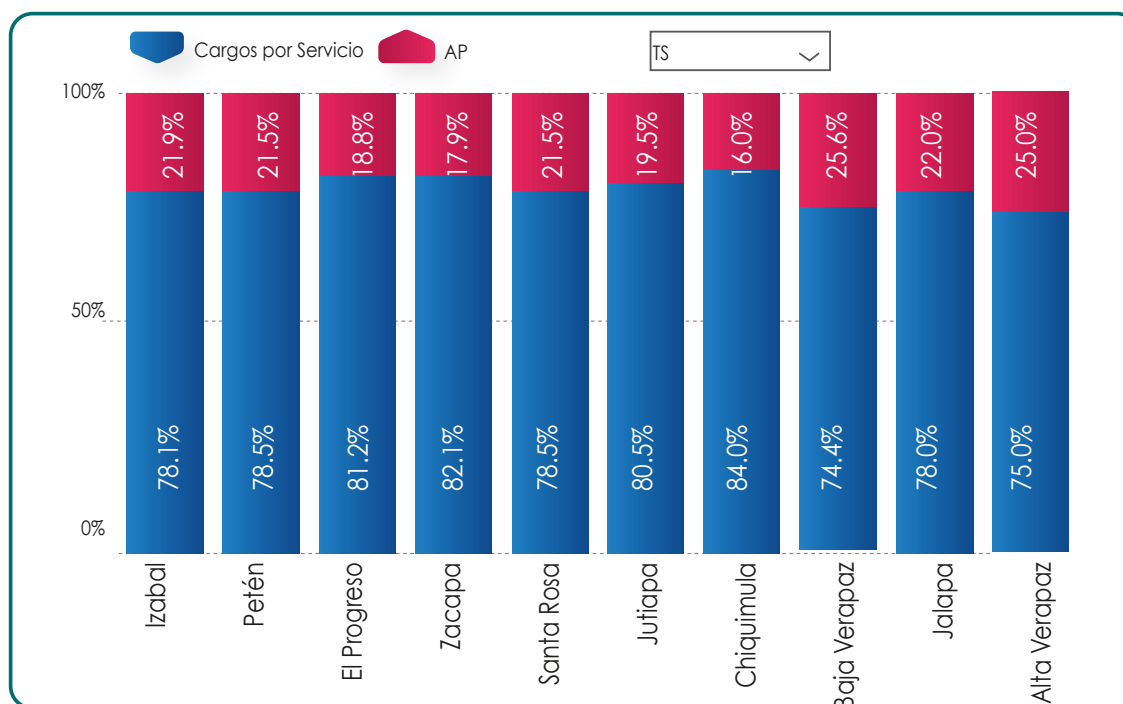
77.

Zona Occidente, DEOCSA



78.

Zona Oriente, DEORSA



De lo observado en las gráficas expuestas se extraen los siguientes comentarios:

- En la zona central donde en términos generales las condiciones de vida y nivel de ingresos son superiores al resto del país, la Tasa de Alumbrado Público tiene un impacto menor entre el 8.5 % y 10 % del total de la factura que pagan los usuarios de Tarifa Social de esta zona.
- Mientras tanto, en el interior de la república donde se registran menores niveles de ingreso y mayores índices de pobreza y condiciones de vida más deterioradas, este cobro representa entre un 17.6 % y un 26.6 % del total facturado a los usuarios de estas regiones.

5. Costos de Generación Traslados a Tarifas

Como se indicó en páginas anteriores, el costo de generación, dada la volatilidad de las variables que lo integran, es la componente que ocasiona las oscilaciones más frecuentes en las tarifas finales. Así, se ha dedicado un apartado específico para mostrar el comportamiento de los costos de generación con la finalidad de ilustrar sobre la dinámica interna de los mismos.

5.1. Costos correspondientes a EEGSA

Como se indicó en páginas anteriores, el costo de generación, dada la volatilidad de las variables que lo integran, es la componente que ocasiona las oscilaciones más frecuentes en las tarifas finales. Así, se ha dedicado un apartado específico para mostrar el comportamiento de los costos de generación con la finalidad de ilustrar sobre la dinámica interna de los mismos.

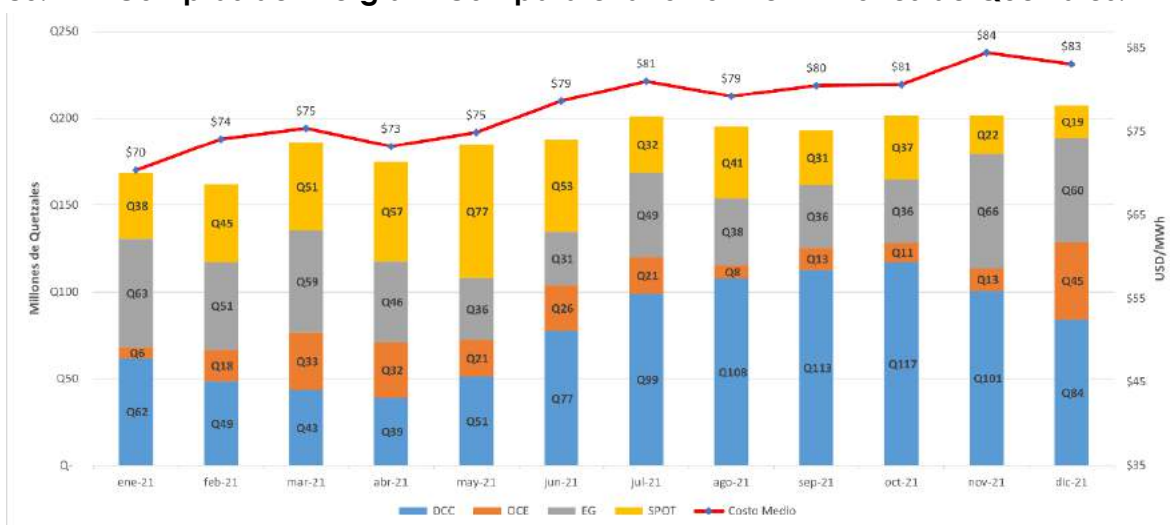
5.2. Costos correspondientes a EEGSA

5.2.1. Compras de energía

79. Compras de Energía EEGSA para el año 2021 en GWh.



80. Compras de Energía EEGSA para el año 2021 en Millones de Quetzales.



De las anteriores gráficas es posible resaltar lo siguiente:

- Existe una tendencia al alza en los costos de compra 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 de energía en Guatemala.

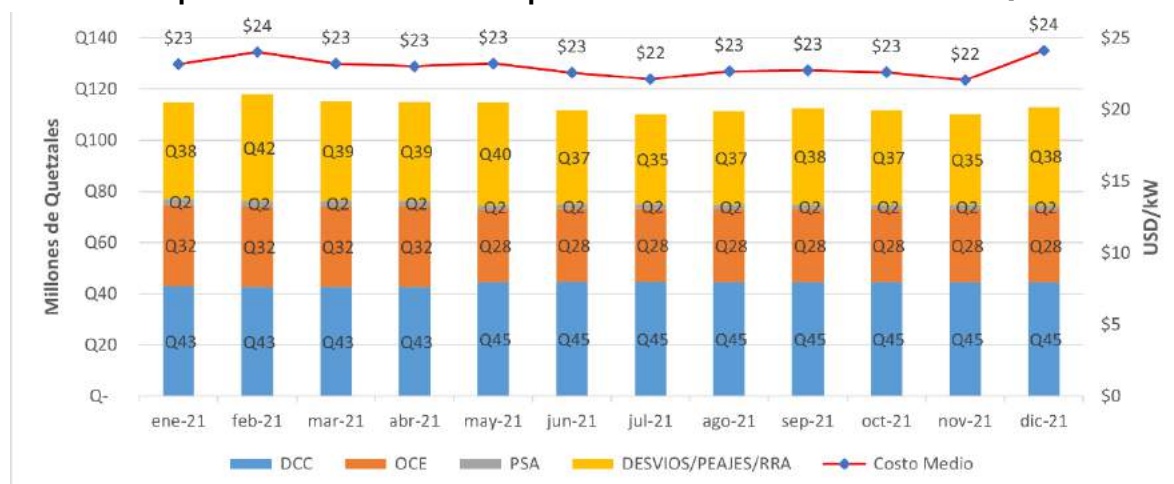
- Se observa el efecto de la estacionalidad en las compras de energía toda vez que en los meses típicos de verano la distribuidora compra importantes cantidades de energía en el mercado de oportunidad de la energía "spot". Sin embargo, con la entrada de los contratos tipo A (Diferencia con Curva de Carga), típicamente abastecidos con centrales que utilizan recursos hídricos, los faltantes quedan cubiertos.
- Destaca la componente de costo de los contratos de Energía Generada que mantienen a lo largo del año una importante participación en la matriz de generación y se ve incrementada en los meses de verano, especialmente por la generación eólica. Estos comportamientos en las cantidades de energía comprada se reflejan en los respectivos costos.
- Durante el año 2021 se compró 3,753 GWh, siendo el mes de octubre el mes con mayor compra de energía con un valor de 323.64 GWh.
- Durante el año 2021, los costos mensuales de adquisición de energía tuvieron un valor promedio de 78 USD/MWh con una desviación estandar de 4.12 USD/MWh. Siendo el mes de noviembre el mes con el mayor costo, alcanzando los 84 USD/MWh.

5.2.2. Compras de potencia

81. Compras de Potencia EEGSA para el año 2021 en MW.



82. Compras de Potencia EEGSA para el año 2021 en Millones de Quetzales.



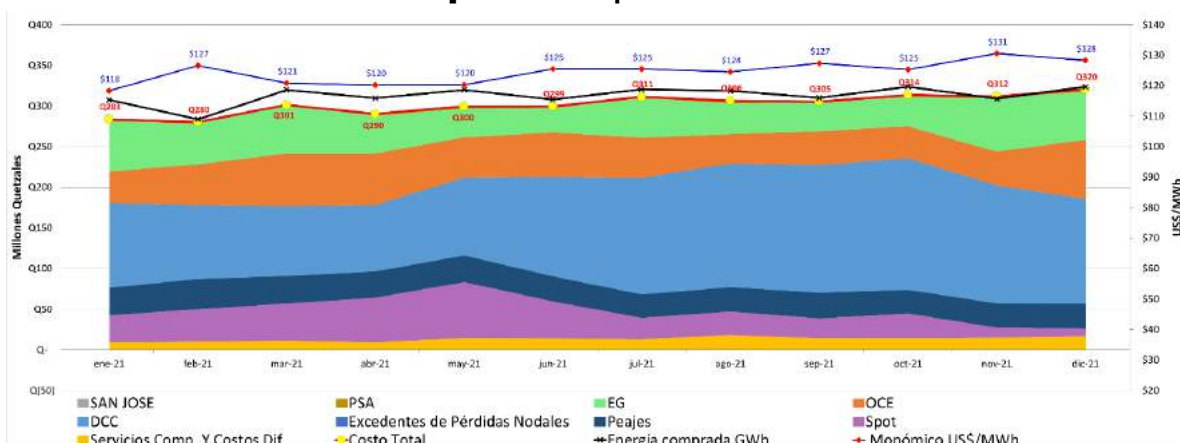
Respecto de las gráficas de compras de potencia y sus costos asociados es posible indicar lo siguiente:

- El comportamiento en las compras de potencia es evidentemente mucho más estable y varía esencialmente a la entrada del año estacional (mayo), ante la definición de nuevos valores de Demanda Firme de la Distribuidora y la contratación de potencia dependiendo del mismo valor.
- Vale la pena resaltar que a lo largo de todo el año 2021 se observaron excedentes de potencia que fueron vendidos al mercado de desvíos de potencia.

- Durante el año 2021, los costos de la potencia adquirida tuvieron un valor promedio de 22.97 USD/kW, con una desviación estándar de 0.61 USD/kW; el mes de diciembre fue el mes con un valor medio mayor durante el año 2021, alcanzando los 24.12 USD/kW.

5.2.3. Consolidado

83. Evolución de costos de Generación [MQ] y Precio Monómico de Energía [USD/MWh] de EEGSA para el año 2021.



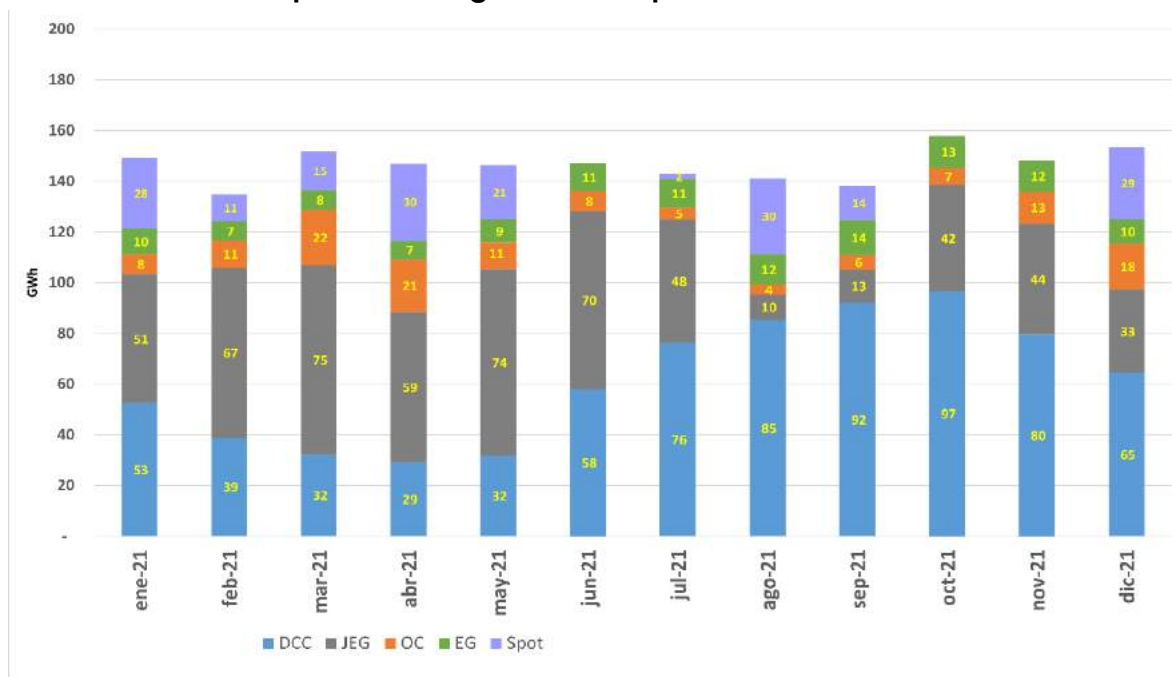
Finalmente, al observar la gráfica que consolida los costos de generación, es posible indicar que:

- Durante el año 2021 se observaron niveles de costo con fluctuaciones considerables, siendo el mes de noviembre el mes con el mayor costo monómico alcanzado. En el mes de noviembre se registró un precio monómico de 131 USD/MWh. En promedio, el costo monómico durante el año 2021 fue de 124 USD/MWh con una desviación estándar de 3.59 USD/MWh. Los altos costos se explican si se atiende a las condiciones más favorables del precio Spot de la energía, los precios internacionales de los combustibles, especialmente el carbón para generación de electricidad.
- Es posible observar que los contratos DCC tienen una importante participación en la composición de suministro para la Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.; aproximadamente el 40 % de los costos totales.

5.3. Costos correspondientes a DEOCSA

5.3.1. Compras de energía

84. Compras de Energía DEOCSA para el año 2021 en GWh.



85. Compras de Energía DEOCSA en Millones de Quetzales para el año 2021.



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

- Para el 2021 se observa la existencia de excedentes de energía que fueron vendidos al mercado Spot durante todo el año. Dichos excedentes alcanzan su mayor nivel en los meses de lluvia, cuando los contratos tipo A, debido a las lluvias propias de la estacionalidad, las centrales contratadas tienen previsto despachar la mayor cantidad de energía a las distribuidoras. Aunque estos excedentes representan un ingreso que amortigua los costos de las tarifas, su precio de venta en el Spot,

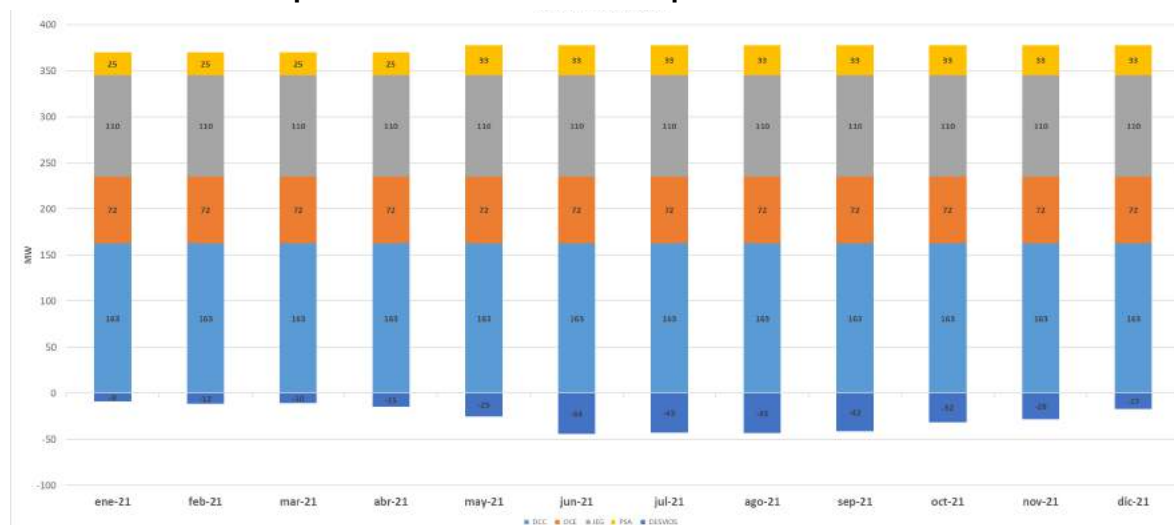
generalmente es inferior al precio medio de compra de la Distribuidora en el mercado a término.

- Al igual que en la distribuidora descrita anteriormente, se observa una tendencia al alza 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 abastacimiento para esta distribuidora que durante el 2021 aportó aproximadamente el 33 % del suministro.
- Durante el año 2021 se compró 1,733 GWh, siendo el mes de diciembre el mes con mayor compra de energía con una cantidad de 149 GWh.
- Durante el año 2021, los costos mensuales de adquisición de energía tuvieron un valor promedio de 61 USD/MWh con una desviación estándar de 7.03 USD/MWh, siendo el mes de noviembre el mes con el mayor costo, alcanzando los 71 USD/MWh.
- Se evidencia una importante participación de los contratos de Energía Generada a lo largo del año, participación que se ve incrementada en los meses de invierno, especialmente por la generación de pequeñas centrales hidráulicas catalogadas como GDR's.



5.3.2. Compras de potencia

86. Compras de Potencia DEOCSA para el año 2021 en MW.



87. Compras de Potencia DEOCSA para el año 2021 en Millones de Quetzales.



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

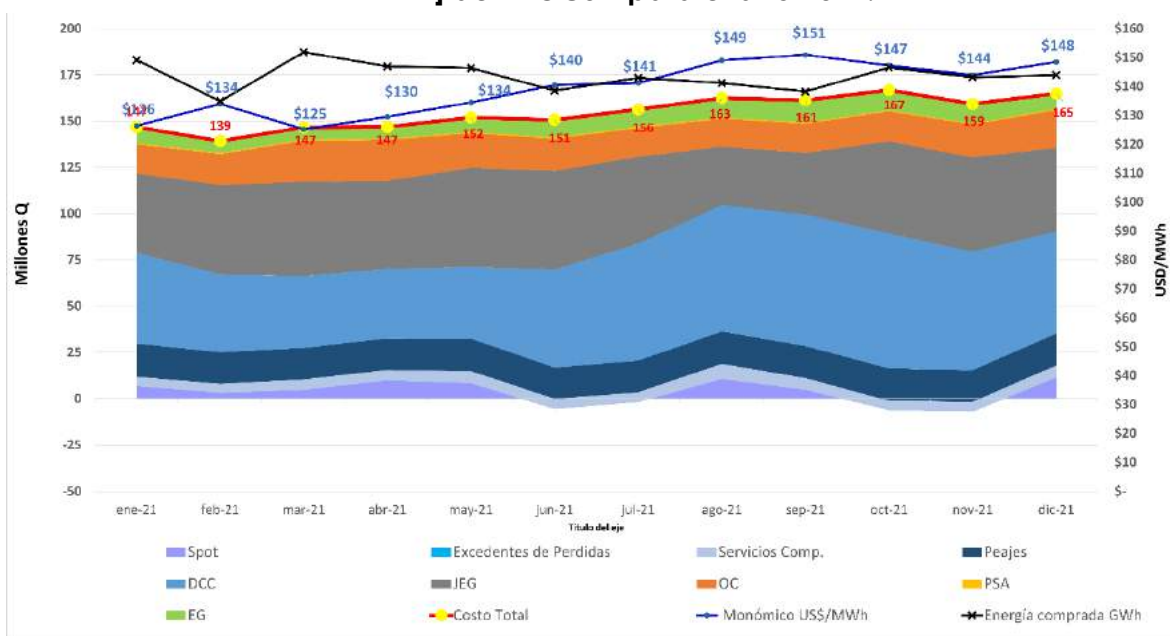
- Durante el año 2021 los costos de la potencia adquirida tuvieron un valor promedio de 32.09 USD/kW con una desviación estándar de 1.15 USD/kW lo que refleja una mayor estabilidad respecto de las compras de energía; el mes de agosto fue el mes con un valor medio más alto durante el año 2021 alcanzando los 34.47 USD/kW.
- Se corrobora el comportamiento típico de las compras de potencia en cualquier distribuidora 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 2021 la Distribuidora ha tenido 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.

- En este punto es necesario recordar que el mecanismo establecido en la metodología del cálculo del Saldo del Precio de la Potencia (SPLA), de acuerdo a las disposición del artículo 50 bis del RLGE, persigue corregir en buena medida las distorsiones que pueden darse por los excedentes de potencia. Cabe mencionar que los costos ingresados por desvíos están incluidos dentro del rubro Desvíos/Peajes/RRA.

5.3.3. Consolidado

88. Evolución de costos de Generación [MQ] y Precio Monómico de Energía [USD/MWh] de DEOCSA para el año 2021.



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

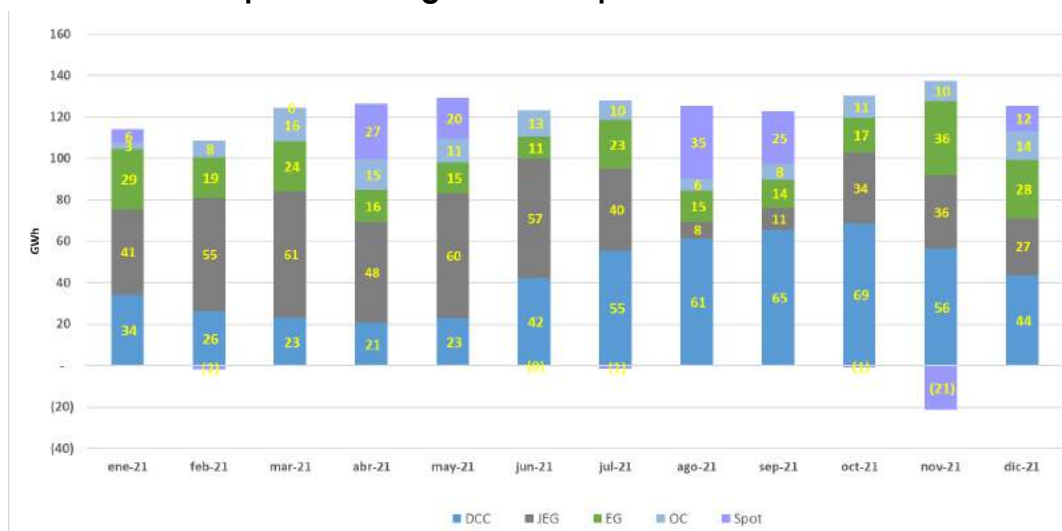
- Durante el año 2021 se observaron niveles de costo con una tendencia al alza y un valor medio alrededor de los US\$139/MWh con fluctuaciones de magnitud media con una desviación estándar de 9 USD/MWh. El comportamiento de los costos de generación de esta Distribuidora depende en un alto nivel de: 1) los costos de generación del contrato 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 septiembre alcanzando los 151 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 USD/MWh, después de registrarse el mayor costo monómico en septiembre.

5.4. Costos correspondientes a DEORSA

5.4.1. Compras de energía

89. Compras de Energía DEORSA para el año 2021 en GWh



90. Compras de Energía DEORSA en Millones de Quetzales para el año 2021



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

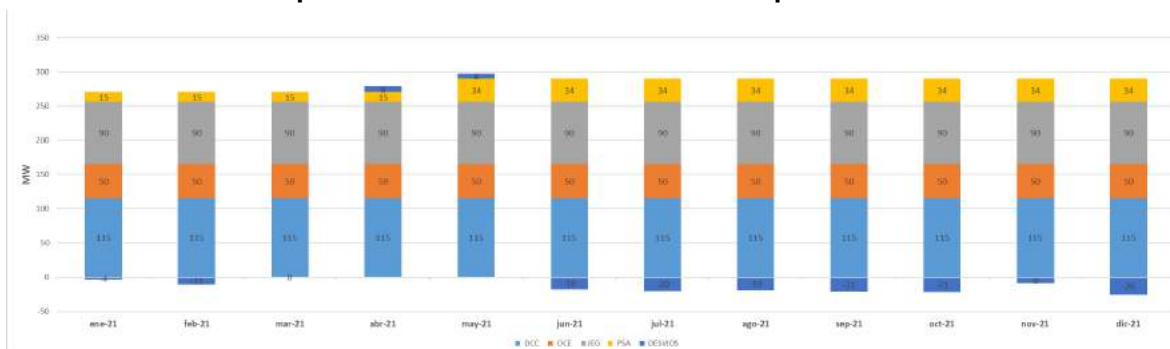
- Al igual que EEGSA y DEOCSA, se observa una tendencia al alza a partir del mes de agosto en los costos de compras de energía; esto se debe entre otras causas, al incremento a nivel mundial de la demanda energética tras la reapertura y planes de recuperación económica; en consecuencia, el precio

de los combustibles sufrió aumentos significativos que impactaron en los costos de adquisición en Guatemala.

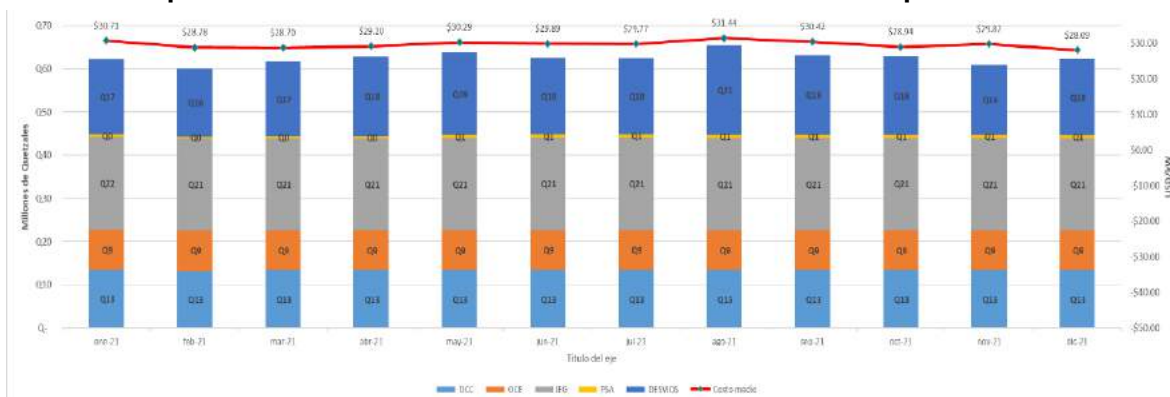
- Es importante destacar la participación que tiene Jaguar Energy en el abastecimiento para esta distribuidora, que durante el 2021 aportó aproximadamente el 32.6 % del suministro.
- Durante el año 2021 se compró 1,469 GWh, siendo el mes de diciembre el mes con mayores compras de energía con un valor de 129 GWh.
- Durante el año 2021 los costos mensuales de adquisición de energía tuvieron un valor promedio de 71 USD/MWh con una desviación estándar de 7.75 USD/MWh. Siendo el mes de noviembre el mes con el mayor costo alcanzando los 87 USD/MWh.
- De la misma manera se evidencia que la participación de los contratos de Energía Generada se ve incrementada en los meses de verano, especialmente por la generación eólica.

5.4.2. Compras de potencia

91. Compras de Potencia DEORSA en MW para el año 2021



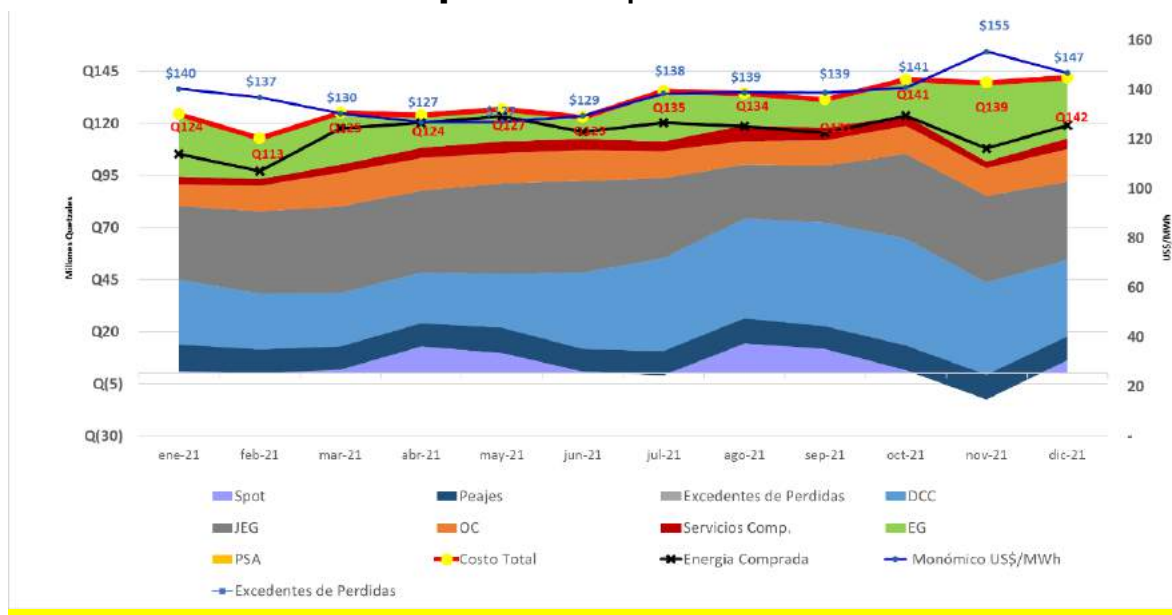
92. Compras de Potencia DEORSA en Millones de Quetzales para el año 2021



- Durante el año 2021, los costos de la potencia adquirida tuvieron un valor promedio de 29.67 USD/kW con una desviación estándar de 0.92 USD/kW, una vez más reflejando el comportamiento estable de las compras de potencia. El mes de agosto fue el mes con un valor medio más alto durante el año 2021, alcanzando los 31.44 USD/kW.
- Se corrobora el comportamiento típico de las compras de potencia en cualquier distribuidora 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 2021 la Distribuidora ha tenido 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.
- En este punto es necesario recordar que el mecanismo establecido en la metodología del cálculo del Saldo del Precio de la Potencia (SPLA), de acuerdo a las disposición del artículo 50 bis del RLGE, persigue corregir en buena medida las distorsiones que pueden darse por los excedentes de potencia. Cabe mencionar que los costos ingresados por desvíos están incluídos dentro del rubro Desvíos/Peajes/RRA.

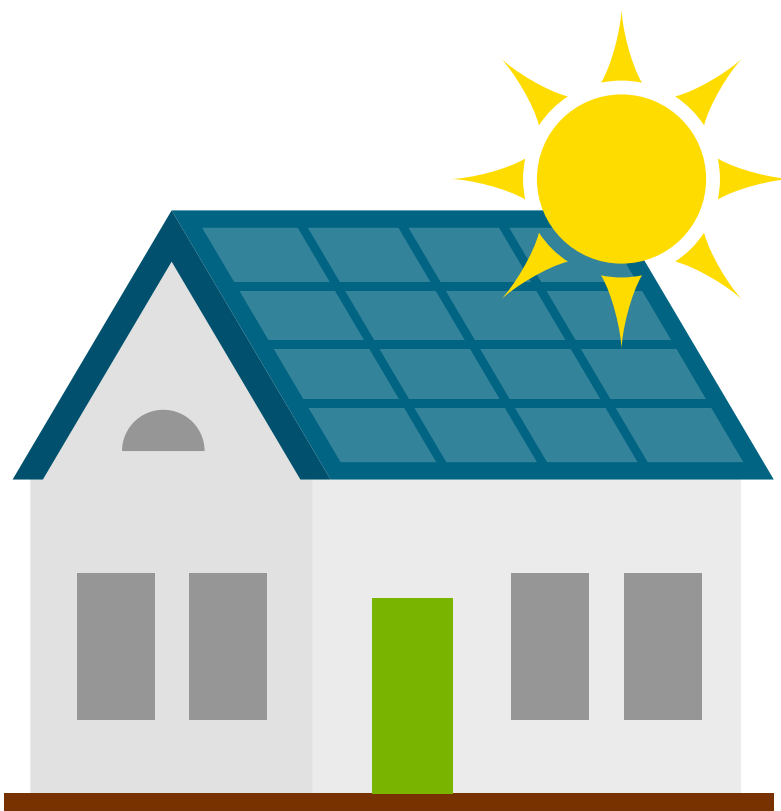
5.4.3. Consolidado

93. Evolución de costos de Generación [MQ] y Precio Monómico de Energía [USD/MWh] de DEORSA para el año 2021.



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

- Durante el año 2021 se observaron niveles de costo alrededor de los 137 USD/MWh, con fluctuaciones considerables a través del año con una desviación estándar de 8 USD/MWh.
- En la gráfica se aprecia que el mes con el costo monómico más alto se registró en noviembre, alcanzando los 155 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 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.



6. Empresas Eléctricas Municipales – EEMs –

A continuación, se presenta un cuadro resumen de datos que ilustra de manera muy puntual aspectos del mercado de las EEMs y sus costos de generación:

Empresa	Cantida d de Usuarios	Demand a Firme 2021 [kW]	Facturación media de Energía al mes [kWh]	Precio de Suministro de Potencia USD/kW- Mes	Precio de Suministro de Energía USD/ kWh	Suministrador
EEM Jalapa TNS	66	7,647	636,382	8.90	0.1009	INDE
EEM Jalapa TS	1,656		1,338,019	7.90	0.0832	INDE
EEM San Pedro Pinula TNS	63	468	18,637	8.90	0.1113	INDE
EEM San Pedro Pinula TS	1,647		113,086	7.90	0.0839	INDE
EEM Guastatoya TNS	1,199	5,308	1,165,055	8.90	0.1106	INDE
EEM Guastatoya TS	9,685		776,793	7.90	0.0858	INDE
EEM Retalhuleu TNS	1,522	8,894	934,014	8.90	0.1143	INDE
EEM Retalhuleu TS	16,356		1,367,347	7.90	0.0932	INDE
EEM San Marcos TNS	695	4,455	378,349	8.90	0.1086	INDE
EEM San Marcos TS	11,573		916,272	7.90	0.0871	INDE
EEM San Pedro Sacatepéquez TNS	1,005	6,335	541,150	8.90	0.1005	INDE
EEM San Pedro Sacatepéquez TS	17,313		1,525,655	7.90	0.0802	INDE
EEM Joyabaj TNS	272	4,170	204,914	8.90	0.1071	INDE
EEM Joyabaj TS	17,240		806,505	7.90	0.0884	INDE
EEM Santa Eulalia TNS	101	893	109,977	8.90	0.1072	INDE
EEM Santa Eulalia TS	5,738		167,225	7.90	0.0735	INDE
EE Patulul TNS	24	132	15,368	8.90	0.0558	Generación Propia
EE Patulul TS	603		39,071	7.90	0.0558	Generación Propia
EEM Huehuetenango TNS	13,646	24,961	3,107,758	8.90	0.1075	INDE
EEM Huehuetenango TS	21,843		3,398,054	7.90	0.0845	INDE
EEM Quetzaltenango TNS	11,259	41,068	5,888,644	7.50	0.0480	INDE
EEM Quetzaltenango TS	49,304		4,922,214	6.50	0.0408	INDE
EEM Gualán TNS	742	4,169	484,547	8.90	0.1106	INDE
EEM Gualán TS	7,590		600,571	7.90	0.0880	INDE
EEM de Ixcán TNS	380	1,736	326,845	8.90	0.1115	INDE
EEM de Ixcán TS	5,637		192,964	7.90	0.0860	INDE
EEM de Puerto Barrios TNS	2,400	20,136	1,927,710	8.90	0.1137	INDE
EEM de Puerto Barrios TS	24,443		2,339,808	7.90	0.0922	INDE
EEM de Zacapa TNS	2,725	15,854	1,571,412	8.90	0.1156	INDE
EEM de Zacapa TS	17,562		1,609,459	7.90	0.0967	INDE
EEM de Tacaná TNS	37	388	15,566	8.90	0.1150	DEOCSA
EEM de Tacaná TS	1,118		53,116	7.90	0.0870	DEOCSA



INFORME ESTADÍSTICO

Gerencia de *Tarifas*



www.cnee.gob.gt

cneeguatemala



4a. avenida 15-70 zona 10,
Edificio Paladium nivel 12
Ciudad de Guatemala, Guatemala

(502) 2290-8000